



**ЭНЕРГЕТИКА:
ЭФФЕКТИВНОСТЬ,
НАДЕЖНОСТЬ,
БЕЗОПАСНОСТЬ**

**МАТЕРИАЛЫ ТРУДОВ
XIX ВСЕРОССИЙСКОЙ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ**

Том 1

**Томск
4-6 декабря 2013 г.**

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
РОССИЙСКИЙ ФОНД ФУНДАМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
ТОМСКОЕ ПРОФЕССОРСКОЕ СОБРАНИЕ
СИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ МЕДИЦИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ АКАДЕМИЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ АКАДЕМИЯ НАУК ЭКОЛОГИИ И БЕЗОПАСНОСТИ
ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

**МАТЕРИАЛЫ ТРУДОВ ДЕВЯТНАДЦАТОЙ
ВСЕРОССИЙСКОЙ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ**

**«ЭНЕРГЕТИКА:
ЭФФЕКТИВНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ»**

В двух томах

Том I



Томск - 2013

УДК 620.9+(621.311+621.039):504+621.039.058+621.311.019.3
Э65

Энергетика: Эффективность, надежность, безопасность:
Э65 материалы трудов XIX Всероссийской научно-технической
конференции / Томский политехнический университет, 4-6 декабря 2013 –
Томск: Изд-во ООО «Скан», 2013. Т. I. – 425 с.

Настоящий сборник содержит материалы девятнадцатой Всероссийской научно-технической конференции “Энергетика: эффективность, надежность, безопасность”, проведенной 4-6 декабря 2013 г. на базе ГОУ ВПО «Национальный исследовательский томский политехнический университет». В пленарных и секционных докладах обсуждаются проблемы эффективности и безопасности электроэнергетических и теплоэнергетических установок и систем, вопросы энергосбережения и проблемы ядерной энергетики. Рассматриваются научные проблемы и задачи экологии и защиты окружающей среды, медико-биологические аспекты техногенного влияния среды на организм.

**УДК 620.9+(621.311+621.039):
504+621.039.058+621.311.019.3**

Редакционная коллегия:

Литвак В.В. (председатель), доктор технических наук, профессор ТПУ
Кузнецов Г.В., доктор физико-математических наук, профессор ТПУ
Панин В.Ф., доктор технических наук, профессор ТПУ
Сечин А.И., доктор технических наук, профессор ТПУ

*XIX научно-техническая конференция “Энергетика: эффективность,
надежность, безопасность” проводится по гранту РФФИ 13-08-06144-г.*

© Авторы 2013

Состав организационного и научного комитета
ХІХ-й Всероссийской научно-технической конференции:
«Энергетика: эффективность, надежность, безопасность»

Чубик Петр Савельевич	ректор ТПУ, профессор, председатель оргкомитета;
Пестряков Алексей Николаевич	проректор по НРИИ, профессор, сопредседатель оргкомитета;
Боровиков Юрий Сергеевич	проректор-директор ЭНИН, доцент, сопредседатель оргкомитета;
Кузнецов Гений Владимирович	зав. кафедрой ТПТ, профессор, зам. председателя оргкомитета;
Ушаков Василий Яковлевич	директор РЦР ТПУ; профессор, сопредседатель оргкомитета;
Литвак Валерий Владимирович	профессор каф. АТЭС ЭНИН, зам. председателя оргкомитета;
Коханенко Лидия Павловна	начальник отдела ОНТИ, член оргкомитета;
Богданова Елена Васильевна	секретарь конференции, ведущий инженер РЦР ЭНИН;
Заворин Александр Сергеевич	зав. кафедрой ПГС и ГТУ ЭНИН, профессор, председатель секции;
Хрущев Юрий Васильевич	профессор каф. ЭСиЭ ЭНИН, председатель секции;
Матковская Тамара Васильевна	зав. кафедрой СГМУ, профессор, председатель секции
Романенко Сергей Владимирович	зав. кафедрой ЭБЖ ИНК, профессор, председатель секции;
Лукутин Борис Владимирович	зав. кафедрой ЭПП ЭНИН, профессор, председатель секции;
Сечин Александр Иванович	профессор каф. ЭБЖ ИНК, член оргкомитета;
Богданов Евгений Петрович	доцент каф. ЭКМ ЭНИН, член оргкомитета.

Секция 1

Эффективность электроэнергетических установок и систем

УДК 621.314:536.12

Типы конструкции обмоток масляного трансформатора в отношении тепловых параметров работы

Трякин А.О., Бахарев Н.П.*

Самарский государственный технический университет, Россия, г. Самара
 Поволжский государственный технический университет сервиса, г. Тольятти
 voenca@yadex.ru

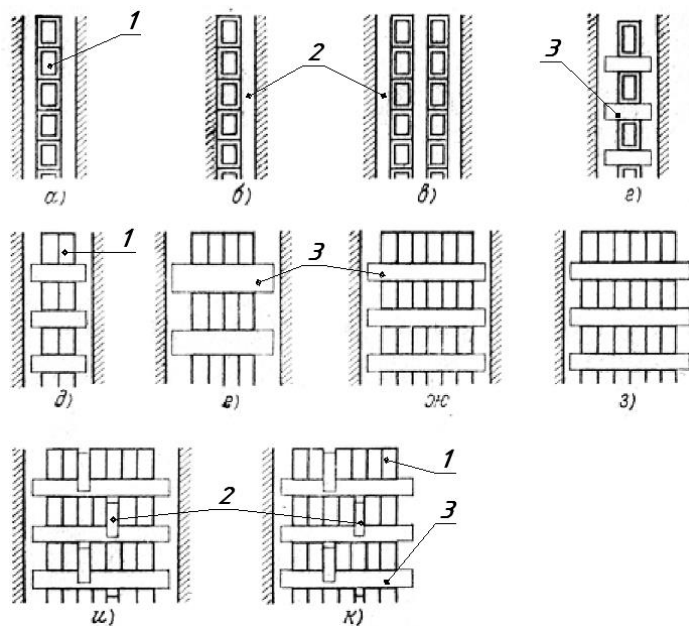
Аннотация: в статье рассмотрены основные типы обмоток силовых масляных трансформаторов класса напряжений 35÷750 кВ и мощностью 2500÷400000 кВА, а также влияние их конструкции на тепловое состояние трансформатора при установившемся режиме работы.

Ключевые слова: трансформатор; тепло-гидродинамика; обмотка; циркуляция масла.

Проблемы охлаждения играют важнейшую роль в деле создания экономичной и надежной конструкции трансформатора классов напряжений 35÷750 кВ и мощностью 2500÷400000 кВА с естественной и принудительной циркуляцией охлаждающей жидкости (системы типа «М», «Д» или «НДЦ»). Температура перегрева трансформатора - основная причина, ограничивающая его мощность при нагрузках.

Поверхности теплообмена в трансформаторе имеют разнообразные конфигурации и расположения относительно друг друга, часть поверхностей недоступна свободному доступу охлаждающей среды. Тепловой поток, возникающий в обмотках и магнитопроводе, отводится в окружающую среду по сложному пути, состоящему из нескольких участков. На участке от внутренних точек обмотки или магнитопровода до их наружных поверхностей, омываемых маслом, передача тепла происходит путем теплопроводности. [1].

В зависимости от конструкции обмотки, наблюдаются различные условия теплообмена, так как они достаточно сильно влияют на его интенсификацию. В ряде случаев необходимо применять специальные меры по изменению конструкции обмоток для улучшения условий теплообмена. Необходимо стремиться к уменьшению температуры наиболее нагретой точки обмоток, так как значительные перегревы ведут к наиболее интенсивному износу изоляции и, следовательно, к уменьшению срока службы.



С точки зрения конструкции и условий теплообмена различают два типа обмоток [2], - катушечные и цилиндрические.

Рис. 1. Сечения обмоток различной конструкции.

а)-в) Слоевые обмотки; г)-з) Катушечные обмотки; и),к) Катушечные обмотки с осевыми каналами. Обозначения: 1- катушка; 2- осевой канал; 3- горизонтальный канал, образованный межкатушечными прокладками.

В катушечных обмотках группы проводов из обычного, подразделённого или транспонированного типа

дистанцируются между собой по высоте обмотки с помощью прокладок из электрокартона (рис. 1,г-к). Прокладки размещены с определённым шагом по окружности обмотки на поверхности катушек, создавая горизонтальные охлаждающие каналы. Вертикальные охлаждающие каналы

образуются расположенными возле обмотки вертикальными изоляционными цилиндрами из электрокартона или бакелита. Между изоляционными цилиндрами и поверхностью обмоток устанавливаются вертикальные рейки из клееного электрокартона, фиксирующие также положение прокладок между катушками.

Для направления охлаждающего масла внутри обмотки применяют два решения: первое - без направляющих элементов, второе - с направляющими элементами. Если для группы катушек между поверхностью прилегающих цилиндров и катушками устанавливаются дополнительные перегородки, то это означает, что в обмотке созданы условия для улучшенного теплообмена за счёт лабиринтного движения масла (рис. 2, б). Также для улучшения теплообмена по всей высоте обмоток выполняют дополнительные осевые каналы (рис. 1(и-к) и 3).

Решение без направляющих элементов может выполняться для обмоток, имеющих симметричное и несимметричное конструктивные исполнения. При этом ввод осевых каналов благоприятно сказывается на охлаждении каналов.

Используются следующих типы обмоток [1]:

а) Обмотки без перегородок. Катушечные обмотки без перегородок имеют направленное движение масла только в вертикальных охлаждающих каналах между обмоткой и изоляционными цилиндрами (рис. 1(а) и 2) без направленного движения масла в прилегающим в катушкам горизонтальных охлаждающих каналах.

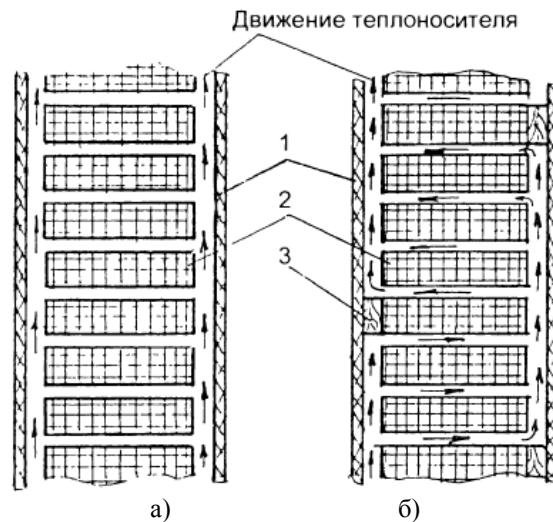


Рис. 2. Схема принудительной направленной циркуляции масла в обмотках: а) конструкция без перегородок; б) конструкция с перегородками. Обозначения: 1- цилиндр; 2- обмотка; 3- перегородка.

б) Обмотки с направляющими перегородками. Катушечные обмотки, в которых для интенсификации теплообмена установлены направляющие перегородки, поочередно перекрывающие внутренний и наружный вертикальные охлаждающие каналы между обмоткой и изоляционными цилиндрами (рис. 2(б)). Таким образом, поток масла попадает из одного вертикального канала в другой через горизонтальные охлаждающие, создавая в них направленное движение.

В горизонтальных каналах каждого хода (совокупности горизонтальных каналов между двумя перегородками) масло движется в одном направлении. Высота горизонтального канала между перегородкой и прилегающей к ней катушкой не менее 2 мм [1].

Решение с направляющими элементами имеет следующие недостатки: производство усложняется; затраты увеличиваются; уплотнение для масла, обеспечиваемое направляющими элементами, не совершенное, так как из-за усадки обмотки может произойти повреждение этих элементов, увеличивается гидродинамическое сопротивление обмотки. Преимуществом этого решения является то, что число параллельных ходов для масла можно изменять в широком диапазоне, т. е. становится возможным регулирование гидравлических характеристик, в результате чего коэффициент теплоотдачи и коэффициент заполнения обмотки могут быть увеличены.

Охлаждающее масло можно подавать в обмотку снизу или посередине и снизу. Первое решение наиболее простое, и обычно оно и используется.

в) Обмотка с дополнительными осевыми каналами. Катушечные обмотки, в которых для интенсификации теплообмена имеются дополнительные осевые каналы шириной не менее 5,5 мм по радиальной ширине катушек [1]. Количество дополнительных каналов зависит от радиальной ширины катушек (рис. 1 (и-к), 3). Катушки с дополнительными каналами могут располагаться не по всей высоте обмоток, а только в зоне катушек с наибольшими потерями для снижения превышения температур наиболее нагретых точек.

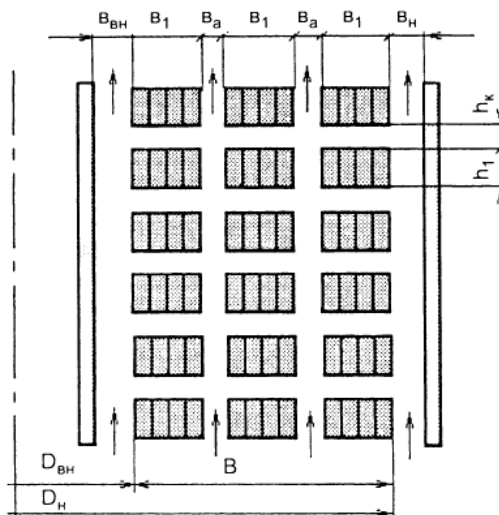


Рис. 3. Катушечная обмотка с дополнительными осевыми каналами.

г) Обмотка без вертикальных охлаждающих каналов между обмоткой и цилиндрами. Исполнение катушечных обмоток в которых для интенсификации теплообмена и создания высоких скоростей движения масла отсутствуют вертикальные охлаждающие каналы между обмоткой и цилиндрами. Масло движется по обмотке от катушки к катушке через осевые каналы шириной не более 5,5 мм, смещенные по радиальной ширине катушки или расположенные в «коридорном порядке».

д) Цилиндрические обмотки не имеют горизонтальных каналов. При этом прилегающие цилиндры могут дистанцироваться изоляционными рейками с одной или с двух сторон поверхности обмотки, создавая условия одно – или двухстороннего охлаждения, (рис. 1 (а-в)).

Обобщая вышесказанное, можно заключить, что наиболее перспективные конструктивные решения в отношении уменьшения температуры наиболее нагретой точки обмотки это применение барьеров для направленной циркуляции масла и ввод дополнительных осевых каналов для наилучшего охлаждения обмоток.

Список литературы:

1. Киш Л. Нагрев и охлаждение трансформаторов.- Москва «Энергия», 1980. с.
2. С.Д. Лизунов, А.К. Лоханин. Силовые трансформаторы. Справочная книга.- Москва «Энергоиздат», 2004. – 616 с.
3. Трансформаторы силовые масляные. Тепловой расчет систем охлаждения М и Д. Руководящий документ РД16 476-88. — Запорожье: ВИТ, 1988.

УДК 621.314:536.12

Влияние параметров установки радиаторов на тепловое состояние силовых масляных трансформаторов в установившемся режиме работы

Трякин А.О., Бахарев Н.П. *

Самарский государственный технический университет, Россия, г. Самара
Поволжский государственный технический университет сервиса, г. Тольятти
voenca@yadex.ru

Аннотация: в статье рассмотрено влияние высоты установки радиаторов в силовых масляных трансформаторах класса напряжений 35÷750 кВ и мощностью 2500÷400000 кВА с системами охлаждения типов «М» или «Д» относительно высоты середины обмоток на тепловое состояние трансформатора в установившемся режиме работы.

Ключевые слова: трансформатор; катушечные обмотки; тепло-гидродинамика; модель обмотки.

Температура нагрева трансформатора зависит от тепловых потерь энергии и интенсивности охлаждения. Чем интенсивнее охлаждение трансформатора, тем большей может быть допустимая номинальная мощность.

Так как при модернизации силового масляного трансформатора (СМТ) классов напряжения 35÷750 кВ и диапазона мощности 2500÷400000 кВ·Ас естественной циркуляцией масла в направлении увеличения его мощности основные конструктивные параметры уже заданы, тонаиболее простым способом уменьшения температуры масла является подбор и регулировка параметров расположения и количества радиаторов. Имеется необходимость определения оптимальных условий установки радиаторов системы охлаждения как при проектировании трансформатора, так и при необходимости его модернизации [1].

Условная схема СМТ с обозначением основных высот обмоток и радиаторов показана на рис.1. Основные данные трансформатора ТДН-40000/110 (38,5), необходимые для расчета системы охлаждения указаны в табл.1.

Получены и исследованы математические зависимости параметров теплового режима работы модели СМТ ТДН-40000/110(38,5)(модерн.) от следующих параметров системы охлаждения: высоты установки относительно середины высот обмоток (Н1). При расчете и построении зависимостей вида $\Delta\theta_{всм}=f(H1)$, $\Delta\theta_0=f(H1)$, $\Delta\theta_{нн/вн}=f(H1)$, принято, что остальные конструкционные параметры СМТ, радиаторов и их количества остаются без изменений (таблица 1.).

Где Н1- высоты установки радиаторов относительно середины высот обмоток, м;
 $\Delta\theta_{всм}$ -превышение температуры верхних слоев масла над температурой охлаждающей среды, °С;

$\Delta\theta_0$ - осевой перепад температуры в радиаторах, °С;

$\Delta\theta_{нн/вн}$ - осевой перепад температуры в обмотках, °С.

Методика теплового расчета, на базе которого проведено исследование влияния высоты установки радиаторов в СМТ на его тепловое состояние, описана в литературе [1, 2].

Таблица 1. Данные трансформатора ТДН-40000/110(38,5)(модерн.).

Трансформатор	ТДН-40000/110(38,5)(модерн.)
Число фаз	3
Гидравлическое сопротивление обмотки, [Па·с/кг]:	
-НН	24,313
-ВН	50,983
Коэффициент нагрузки	1
Режим работы	nom
Полные потери обмотки, [Вт]:	
-НН	66603,99
-ВН	82309,04
Потери в баке и элементах конструкции, [Вт]	10087,34
Суммарные потери, [Вт]	159000,37
Площадь бака для охлаждения, [м ²]	46,9
Средняя высота обмоток, [м]	1,82
Тип системы охлаждения	Д
Кол-во радиаторов×кол-во панелей в радиаторе (стандартное исполнение)	8×5
Усреднённый опытный коэффициент теплопередачи, [Вт/(м ² ·К)]	13,923
Расстояние между патрубками радиатора, [м]	2,3
Расстояние между серединами высот обмотки и радиатора (в стандартном положении), [м]	0,355
Площадь панели радиатора, [м ²]	2,598
Температура охлаждающей среды, [°С]	20
Тип трансформаторного масла	10GBN

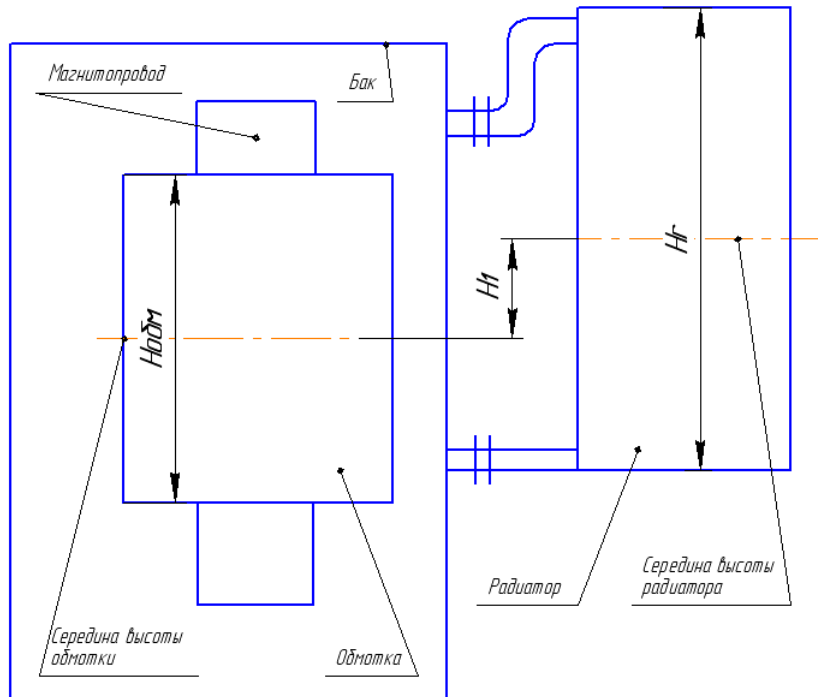


Рис 1. Условная схема трансформатора с обозначениями основных высот обмоток и радиаторов.

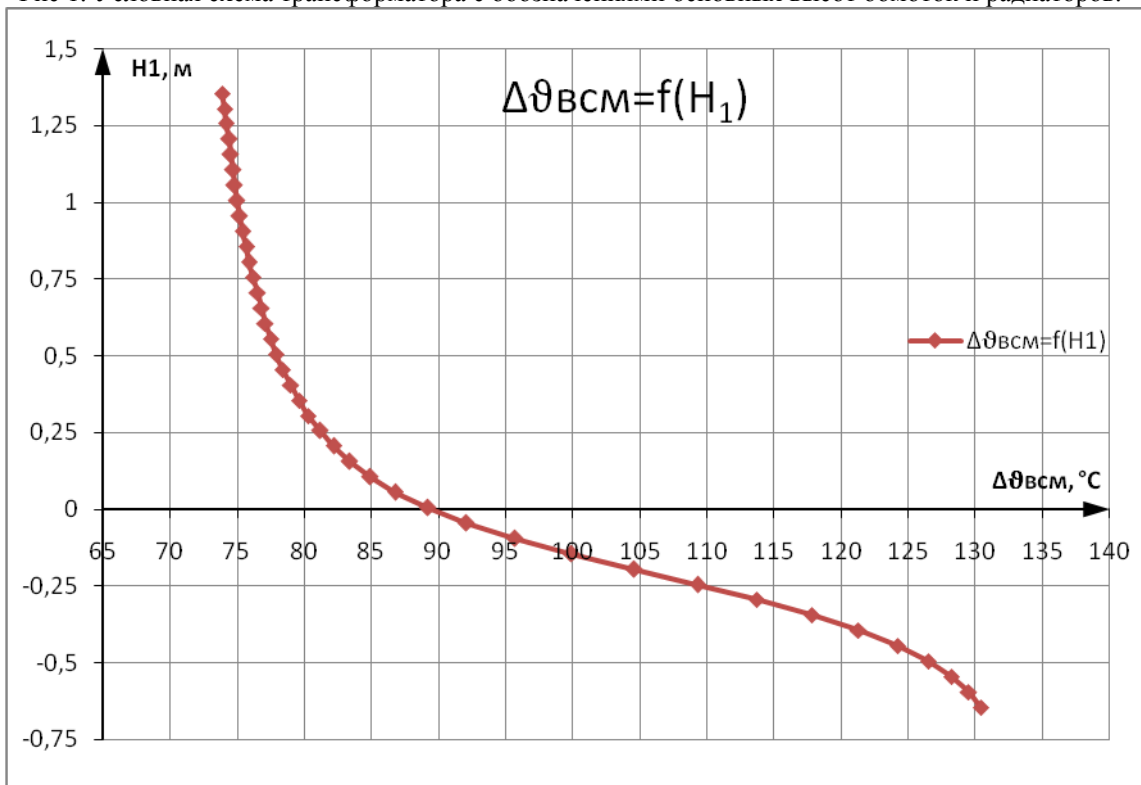


Рис.2. Зависимость превышения температуры верхних слоев масла над температурой охлаждающей среды от высоты установки радиатора относительно середины средних высот обмоток (трансформатор ТДН-40000/110(38,5)(модерн.))

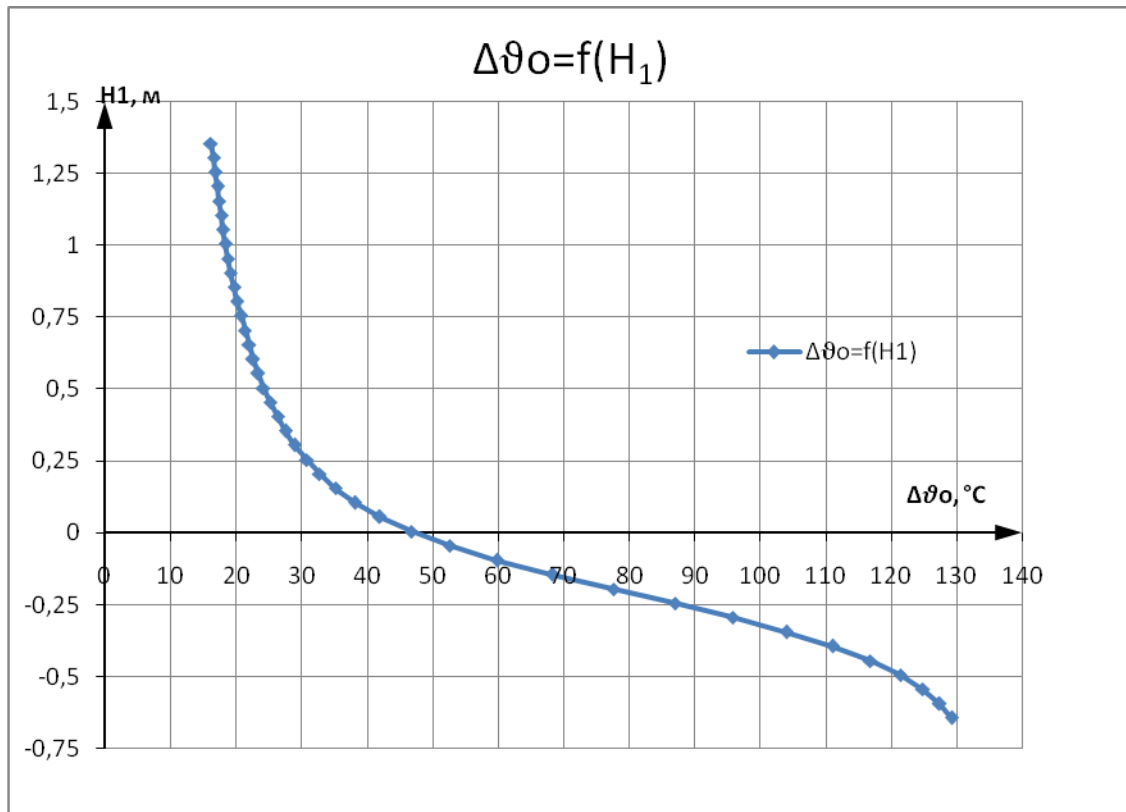


Рис. 3. Зависимость осевого перепада температуры в радиаторах от высоты установки радиатора относительно середины средних высот обмоток (трансформатор ТДН-40000/110(38,5)(модерн.))

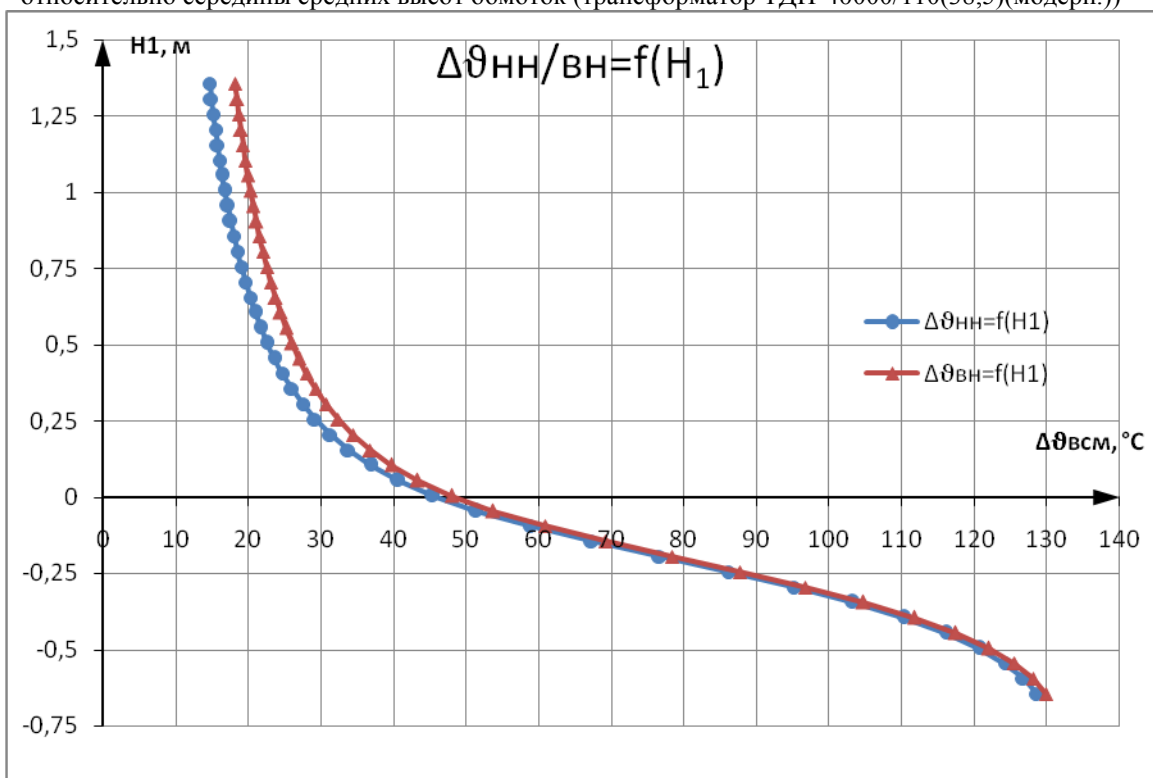


Рис. 4. Зависимость осевого перепада температуры в обмотках от высоты установки радиатора относительно середины средних высот обмоток (трансформатор ТДН-40000/110(38,5)(модерн.))

Как видно из ряда зависимостей, представленных на рис.2, 3 и 4, высота установки радиаторов относительно центра обмоток оказывает существенное влияние на превышения температур верхних слоев масла и температур осевого перепада в радиаторах. Температура средних слоев масла постоянна, независимо от высоты установки радиатора, и в данной модели равна 85,8 °С.

Можно заключить, что установка радиатора на высоту 0,25÷0,75 м выше середины высот обмоток дает наиболее оптимальное значение температур масла, как превышений верхних слоев масла над охлаждающей средой, так и осевое падение температуры в обмотках и системе охлаждения. При установке ниже середины высот обмоток приводит к наиболее сильным перегревам масла, за счет неэффективности работы радиаторной системы охлаждения. При установке выше определенного значения (0,75 м) выигрыш в охлаждающей способности радиаторов незначителен.

Список литературы:

1. Киш Л. Нагрев и охлаждение трансформаторов.- Москва « Энергия», 1980. с. 109-167.
2. Трякин А. О., Бушев А. В. Методика расчета радиаторной системы охлаждения масляного трансформатора. – Москва, «Энергетик», 2013г., 8 выпуск.с. 45-47.

Solar power generation technology

Kasobov L.S.

Tajik Technical University, Republic of Tajikistan, Dushanbe City

loiknstu@mail.ru

Scientists make solar cells so that sunlight can be converted to electricity.

Solar Panels and Solar Cell. A solar cell or photovoltaic cells, directly produce an electrical voltage from illumination of the sunlight on them. The mechanism of the solar cell is photovoltaic effects originating from the energy conversion from light (photon) to electrons and holes in a semiconductor, which is caused by light absorption. The conventional solar cell has a p-n junction of a semiconductor, so called photodiode. The short-circuit current (ISC) is the current through the panel when the voltage across the panel is zero. That is when the solar cell is short circuited. The open circuit voltage (Voc) is the voltage through the panel when the current drawn from the panel is zero. Current Voltage Characteristics of single solar panel. We used solar panel (No. 06, 07, 08,) exposed to sunshine at 10 A.M. in July 17 and 18, 2012 under the clear sunny day. Fig. 1. shows the current versus voltage of each solar panel as illustrated in the same figure. For Panel No 02, the open-circuit voltage is observed to be 9.19 V and short circuit current 2.38 A. The maximum power is 16 W at 6.8 V and the ambient temperature is 27°C.

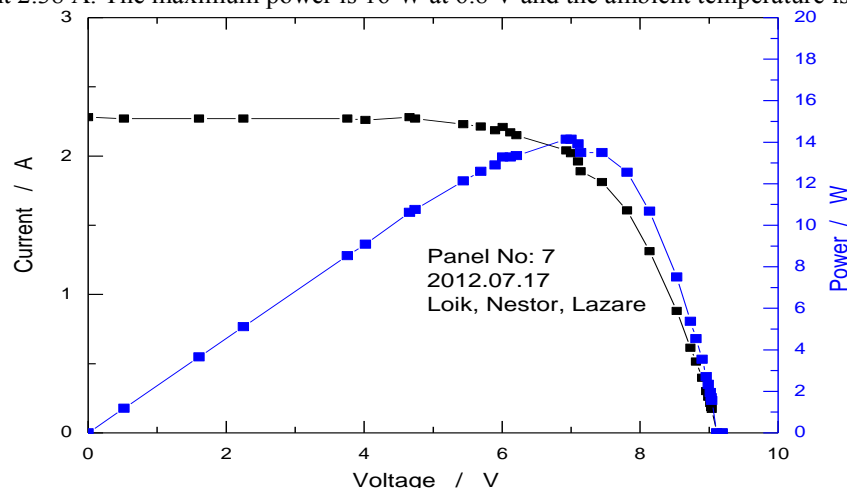


Fig. 1. The current vs. voltage plots of solar panel No. 7 measured on July 18, 2012.

We also connected two panels in parallel, panel No 3 and 4 exposed to sunshine at 11AM in July 18 2012. As for parallel connection the current for both panels will be double whereas the voltage will be equal to the voltage of a single panel. The I-V curve for parallel connection of solar panel shows the voltage output is the same, but the current is double. Temperature effect on single solar panel. Open

circuit voltage (V_{oc}) is highly dependent on temperature. As temperature increases, the open circuit voltage (V_{oc}) decreases. The voltage drop in V_{oc} is due to the heating of panel under sunshine result in loss of voltage. So the peak power will be decreased, because it highly depending on temperature. The short circuit current (I_{SC}) is proportional to irradiance therefore it increases slightly due to the increase in temperature. Shadow effect. Since all cells in a panel are connected in a series, the cell with less amount of current will bring the others down to its reduced power output level. When shadow occurs, the voltage decreases. The more cells covered by shadow, the voltage decreases more.

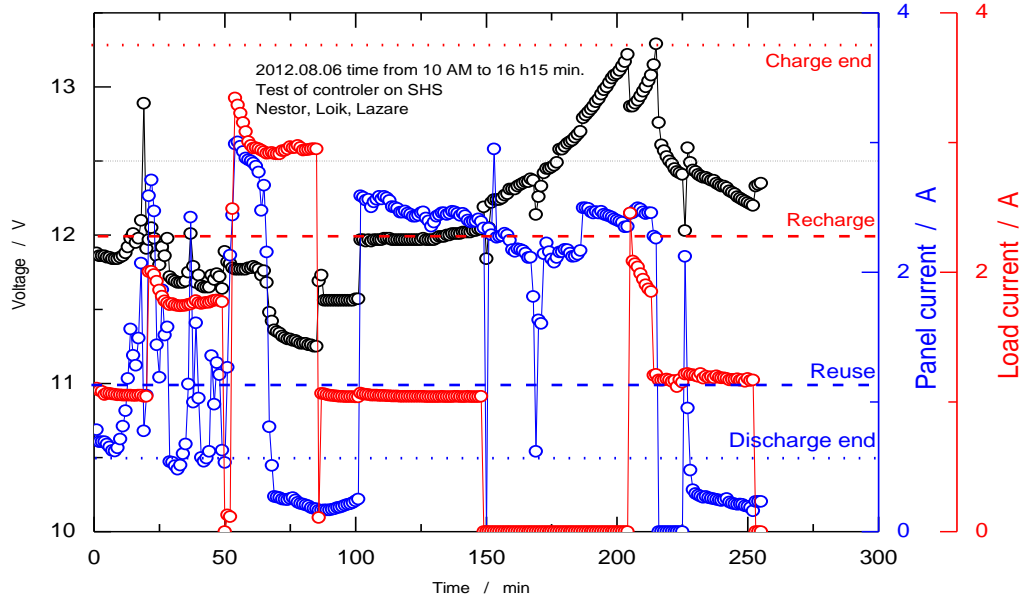
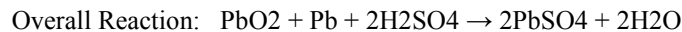


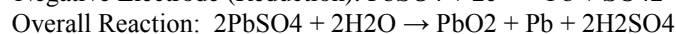
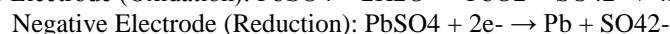
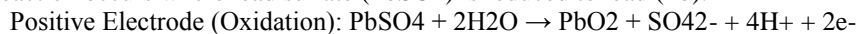
Fig.3. Operation on battery controller

Battery Controller. The primary function of a charge controller in a stand-alone PV system is to maintain the battery at highest possible state of charge while protecting it from overcharge by the panel and from over discharge by the loads. Important functions of battery charge controllers and system controls are prevent battery overcharge and over discharge. During the training we have the opportunity to make a battery controller by three groups. We connected the battery controller circuit and setting the: Charging Voltage, Recharge Voltage, Re discharge Voltage and Discharge Voltage. Finally we checked the controller by connecting with panel and battery (Lithium ion). This shows by figure 3.

Batteries. Battery stores the electricity from the solar panel via the charge controller. Even the energy from the sun is not stable the output from the panel is not predictable. So, we need battery to store the electricity. This electricity can then be used at night or in periods of bad weather. Solar systems are the most demanding applications for the battery and the correct choice of battery is fundamental to the integrity of the entire system. **Lead acid Battery.** The structure of battery: Lead acid battery is composed by Lead, Lead Oxide and dilute sulfuric acid solution. Positive electrode is Lead Oxide plate. Negative electrode is Lead plate. The electrolyte is dilute Sulfuric acid (H_2SO_4). When discharging occurs, reduction reaction occurs at positive electrode. Lead dioxide (PbO_2) reacts with sulfuric acid (H_2SO_4) to produce lead sulfate ($PbSO_4$) and water (H_2O). For negative electrode, oxidation reaction occurs where lead (Pb) reacts with sulfuric acid to produce lead sulfate ($PbSO_4$). Positive Electrode (Reduction): $PbO_2 + SO_4^{2-} + 4H^+ + 2e^- \rightarrow PbSO_4 + 2H_2O$ Negative Electrode (Oxidation): $Pb + SO_4^{2-} \rightarrow PbSO_4 + 2e^-$



During charging occur, oxidation reaction occur at (+) electrode where lead sulfate ($PbSO_4$) reacts with water to produce lead dioxide (PbO_2) and Sulfuric acid (H_2SO_4). For the negative electrode, a reduction reaction occurs where lead sulfate ($PbSO_4$) is reduced to lead (Pb).



2V Lead acid battery. 2V lead acid battery consist of working electrode (WE), counter electrode (CE) and reference electrode (RE). The electrolyte is 5M of Sulfuric acid (H_2SO_4). From reference

electrode, we can measure the voltage of the working electrode but not from the counter electrode. And then we vary the voltage and see how it operates.

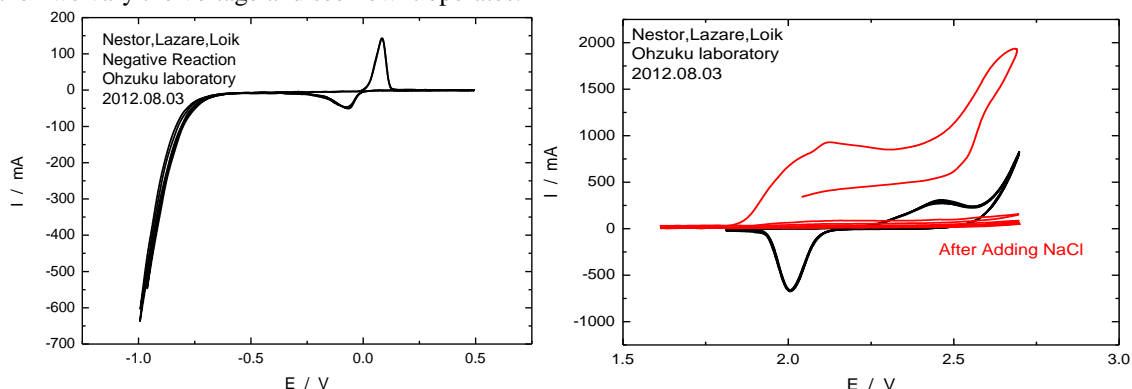


Fig. 4. a) Characteristic of lead acid cell (negative reaction) b) Effect of NaCl for lead acid cell.

According to Figure 4 a, on the negative electrode side have two peaks corresponding respectively to the reaction of oxidation of Pb to PbSO₄ and the reduction of the lead sulfate (PbSO₄) to Pb. On the right side of this figure, the positive electrode, there are two other peaks corresponding to the oxidation of lead sulfate (PbSO₄) to lead dioxide (PbO₂) and the reaction of the reduction of PbO₂ to PbSO₄.

Overcharge state causes the generation of gases in both electrodes, H₂ gas in the negative electrode and O₂ gas in the positive electrode. In the charge state we have the reduction of lead sulfate (PbSO₄) to Pb in the negative electrode and the oxidation of lead sulfate (PbSO₄) to lead dioxide (PbO₂) in the positive electrode. In the discharge state we have the oxidation of Pb to PbSO₄ in the negative electrode and the reduction of PbO₂ to PbSO₄ in the positive electrode. When adding sea water (NaCl) to the dilute Sulfuric acid, result in no reaction at all as shown in figure 4 b. Lead free battery. Lead free battery is still in final and mid state of basic study, but it will be the best replacement of lead acid battery for solar power generation. What I have learned is that Lead free battery is maintenance free, longer life time and its very light in weight. These were all compared to lead acid battery. For lead free battery, it has about 3500 cycles. 1st generation battery Positive Electrode: Lithium Aluminum Manganese Oxide (LAMO). Negative Electrode: LTO. For the first generation battery, the volume is about 7.5 liters and the energy density is 160 Wh dm⁻³. The density of batteries range from 2 - 2.5g cm⁻³ and the Energy density range from 65 – 80 Wh/kg. Five cells connected in series to give twelve volts. It is on the final stage of OCU basic study. 2nd generation battery Positive Electrode: Lithium Nickel Manganese Oxide (LiNiMO) Negative Electrode: LTO For the second generation battery, the volume is about 4.8 liters and the energy density is 250 Wh.dm⁻³. The density of batteries range from 2 - 2.5g cm⁻³ and the Energy density range from 100 – 125 Wh/kg. Four cells connected in series to give twelve volts.

Reference

1. Solar Power Generation Technology (04.06.2013-14.08.2012 Osaka- Japan-JICA) (final report) / Loik Kasobov, Kipola So'otanga, Nestor Tongo and Lazare, - Osaka City University, 13.08.2012.

Исследование возможности применения преобразователей частоты в smartgrid системах

Абрамова Я.А., Чиж А.В., Армеев Д.В.

Новосибирский государственный технический университет,

УНЛ ФФ НГУ, «Центр энергоэффективных технологий», Россия, г. Новосибирск

lampo4ka1701@gmail.com

В последнее десятилетие в передовых странах мира развивается технология SmartGrid (интеллектуальная сеть). В России она получила название Интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС) [1]. В составе ИЭС электрическая сеть из пассивного устройства транспорта и распределения электроэнергии превращается в активный элемент, параметры и характеристики которого изменяются в реальном времени в зависимости от режимов работы энергосистемы.

Отличительными чертами энергосистем нового поколения являются: децентрализованное управление, активная роль потребителя на электроэнергетическом рынке, а также широкое применение устройств FACTS, к коим можно отнести и преобразователь частоты (ПЧ).

Благодаря развитию систем управления, которое стало возможным с появлением силовой электроники и микропроцессорной техники, повышается эффективность работы асинхронных приводов [2]. Оно осуществляется с помощью преобразователя частоты, типичная структурная схема которого приведена на рисунке 1.

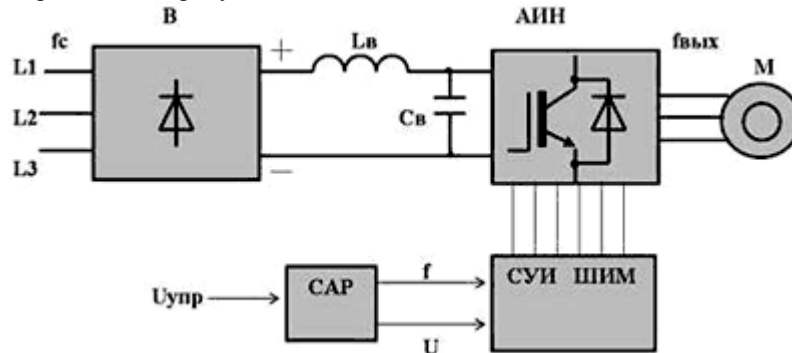


Рис. 1. – Структурная схема преобразователя частоты

Основная область применения преобразователей частоты – это питающие насосы в электроэнергетике, вентиляторы, циркуляционные насосы систем отопления, лифты, конвейеры и т.д. [3] Однако ПЧ также применяется и для управления синхронного частотно-регулируемого электропривода [4].

В данной работе авторы рассматривают возможность применения преобразователей частоты для синхронизации энергосистем в динамическом режиме. Актуальность этого вопроса диктуется последними тенденциями в России: все больше и больше появляется энергорайонов и предприятий, потребители которых получают питание как от энергосистемы, так и от собственных дизельных и газотурбинных установок. На практике такая необходимость возникает в случае эпизодического или постоянного превышения мощности нагрузки над выделенной мощностью сетевого ввода. В таких сетях при потере питания от системы электроснабжение электроприемников потребителей может быть продолжено, но на пониженной частоте.

При значительном снижении частоты возникает опасность возникновения лавины частоты, возможно, и лавины напряжения [5]. Лавины частоты и напряжения вызывают массовое отключение потребителей действием их защит и стимулируют нарушение параллельной работы энергосистем. Ликвидация аварий и восстановление нормального режима работы системы могут длиться несколько часов.

Явления лавины частоты и лавины напряжения протекают в течение нескольких сотен миллисекунд или секунд. В такое короткое время дежурному персоналу трудно правильно оценить создавшееся положение и провести необходимые мероприятия. Во избежание подобной ситуации необходимо автоматически отключать потребителей с целью восстановления балансов активной и реактивной мощностей и вернуть напряжение и частоту в допустимые диапазоны. Однако это мероприятие нарушает электроснабжение потребителей.

При потере питания от системы, такие энергорайоны выделяются на изолированную работу. Поскольку требования к частоте в изолированной энергосистеме ниже [6], то в такой ситуации, наличие ПЧ позволяет мгновенно снизить частоту и напряжение питающей сети до соответствующих значений на шинах энергорайона, в результате чего будут выполнены основные условия синхронизации, и за максимально короткий срок включить энергорайон на параллельную работу с системой. После этого остается вернуть частоту шин энергорайона до номинального значения.

Преимущество данного способа в том, что отпадает необходимость отключать нагрузку и появляется возможность восстановить режим работы энергорайона за минимальное время, сразу после восстановления напряжения питающей сети.

Данная теория была экспериментально подтверждена на электро-динамической модели НГТУ в лаборатории кафедры автоматизированных электроэнергетических систем. Для этого была составлена схема на физической модели сети (Рис. 2).

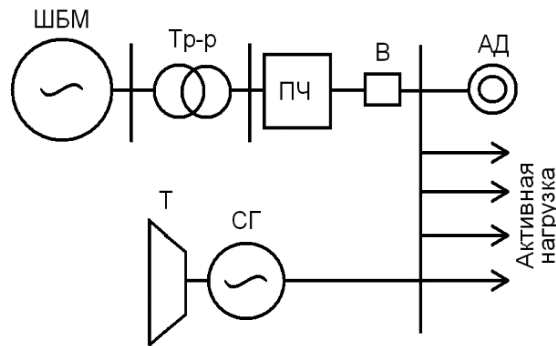


Рис. 2. Принципиальная схема физической модели

Были использованы элементы: шины энергосистемы (ШБМ), понижающий трансформатор (Тр-р), преобразователь частоты (ПЧ), синхронный генератор (СГ), активная и двигательная нагрузка. Эксперимент проводился в два этапа.

На первом этапе происходил запуск СГ и его синхронизация с энергосистемой. После этого выполнялось включение активной нагрузки (в виде осветительных приборов) и запуск двигательной нагрузки.

В результате часть нагрузки получала питание от СГ, а остальная часть – от энергосистемы.

Обычно перераспределение потоков активной мощности происходит путем воздействия на первичный двигатель. В данной же схеме это стало возможно путем изменения режима работы ПЧ на вводе энергосистемы, что доказало принципиальную возможность применения ПЧ для управления нормальными режимами энергосистем.

Второй этап заключался в следующем.

Эмитировалась потеря электропитания со стороны энергосистемы и энергорайон переходил в режим изолированной работы. В этот момент нарушался баланс мощностей и, вследствие того, что характеристики СГ не позволяли его восстановить, происходило снижение частоты (более, чем на 5 или 10 Гц в зависимости от величины нагрузки) и напряжения на шинах нагрузки.

Даже при быстром восстановлении напряжения на вводе энергосистемы, для восстановления нормальных значений режимных параметров обычно требовалось бы отключение части нагрузки, выполнение условий синхронизации, затем включение сети на параллельную работу и повторное включение нагрузки. Это потребовало бы времени и сложной согласованной работы всей коммутационной аппаратуры, и регулирующих устройств в изолированной сети.

Вместо этого, как только напряжение на вводе энергосистемы было восстановлено, ПЧ снижал частоту напряжения на вводе, и энергорайон тут же включался на параллельную работу без отключения нагрузки и управления системами регулирования скорости и напряжения СГ. Это стало возможным благодаря тому, что все условия синхронизации были возложены и выполнены с помощью ПЧ. После синхронизации частота и напряжение в схеме плавно поднимались до номинальных (или допустимо близких) значений.

Проведенные исследования в области применения преобразователей частоты показали принципиальную возможность использования ПЧ для управления выделенным энергорайоном сети как в статических, так и динамических режимах. Экспериментально было определено следующее:

- использование ПЧ позволяет уменьшить ущерб за счет отсутствия необходимости отключения части нагрузки на время перерыва питания;
- ПЧ делает возможным синхронизацию частей электрических систем переменного тока с разными частотами и напряжениями;
- в нормальных режимах с помощью ПЧ можно управлять перетоками активной мощности без прямого воздействия на первичные двигатели машин.

Список литературы:

1. Сайт ОАО «ФСК ЕЭС» [электронный ресурс] / Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью, - Электр. дан., 2012. – Режим доступа: <http://www.fsk-ees.ru>, свободный.
2. Булгаков А.А. Частотное управление асинхронными двигателями. – 3е перераб. изд. – М.:

- Энергоатомиздат. 1982, –216 с.
3. http://www.privod.ru/products/inverters/high/index_vcrp.htm#usage
 4. Кузин, К. А. Разработка и исследование систем и алгоритмов управления синхронным частотно-регулируемым электроприводом турбомеханизмов: автореф. дис. ...канд. тех. наук: 05.09.03 / Кузин Кирилл Андреевич. – Москва, 2012. – 20.
 5. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. Учебник для электроэнергетич. специальностей вузов. Изд. 3-е, переработ. И доп. М., «Высш.школа», 1978.
 6. ГОСТ Р 54149–2010 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. Впервые; дата введ. 21.12.2010. – М.: Стандартинформ, 2012. – 20 с
 7. Microgrid: Exploring Business Scenario Models for APEC Economies [электронный ресурс] / проект, рук. проекта: Мурадов К., – сайт. – Режим доступа: <http://localenergy-apec.ru/index.php/ru/o-nas>, свободный.

Разработка методики проверки работоспособности метода «электрического эквивалента» для электродинамической модели

П.А. Акульшина *, О.А. Васильева

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

polina.akulshina@gmail.com

В работе рассмотрен новый метод совмещения моделей анализа технологического и производственного процессов, основанный на взаимном структурном подобии базовых систем уравнений установившегося режима ЭЭС - метод «электрического эквивалента». Общий способ моделирования технико-экономического состояния ЭЭС с помощью электрического эквивалента позволяет свести два критерия минимума затрат по системе (минимум потерь мощности и энергии в сетях и минимум расхода топлива на станциях) в единый критерий – минимум потерь $\Delta P = \min$, найти оптимальный режим системы при соблюдении баланса спроса и предложений в денежном выражении. Таким образом, оптимизация режима существенно упрощается.

«Электрический эквивалент» - это специальное операторное преобразование электрических, энергетических и экономических (стоимостных) характеристик электрических станций в параметры схемы замещения электрической сети ЭЭС.

Каждый элемент энергосистемы есть элемент, в котором происходит преобразование (или потеря) энергии и изменение ее стоимости. Следовательно, объекту ЭЭС можно поставить в соответствие некоторые сопротивления (аналог электрического сопротивления), отражающие экономическое состояние системы (экономическое сопротивление) и энергетические преобразования на станциях (энергетическое сопротивление) Таким образом, в схеме замещения ЭЭС будут сопротивления трех видов: классические электрические сопротивления, энергетические сопротивления и экономические сопротивления. Единообразное представление электрических, энергетических и экономических процессов позволяет модифицировать уравнения состояния ЭЭС, дополнив их энергетическим и экономическим сопротивлениями и параметрами, и адаптировать существующие алгоритмы оптимизации режима ЭЭС к учету его стоимости.

Преимущества модели электрического эквивалента системы:

Модель электрического эквивалента теоретическая. Ее работоспособность проверялась только на тестовых примерах, которые показали ее работоспособность и преимущества по сравнению с моделями электроэнергетическими.

Отпадает необходимость масштабирования переменных и учета различных единиц измерения параметров. При оптимизации независимыми переменными являются мощности (в МВт), а критерием стоимостные оценки (в руб.). Это заставляет применять процедуры сопоставления разных единиц измерения. В модели электрического эквивалента переменные мощности и критерий (потери мощности) измеряются в одинаковых единицах (в МВт) и это снимает многие вычислительные трудности. Особенно большие преимущества это дает в тех случаях, когда учитываются параметрические свойства переменных и их разнообразие.

Появляется возможность многокритериальной оптимизации по схеме однокритериальной задачи, так как все оценки приводятся к потерям мощности. Стоимостная значимость параметров мощности учитывается через потери.

Возможность получения результатов оптимизации в затратах, ценах, технических единицах.

Возможность построения и использования при оптимизации нормативных энергетических характеристик станций и сетей в потерях мощности (в МВт). Без этого оценить эффективность оптимизации нельзя.

Электродинамическая модель - установка, представляющая собой совокупность специального оборудования, имитирующего работу основных элементов электрической системы и предназначенного для физического моделирования ЭЭС. На установке можно создать условия, максимально приближенные к реальным условиям эксплуатации.

Для работы с методом выбрана простейшая система «генератор-трансформатор-ЛЭП-ШБМ» (рис.1).



Рис.1. Выбранная схема для исследования метода

Параметры моделируемой ЛЭП:

номинальное ЛЭП напряжение	380 В
активное сопротивление	1.2 Ом
реактивное сопротивление	16 Ом
ёмкостная проводимость	38 мкФ

Параметры трансформатора:

тип	МТО-1,7
номинальная мощность	1,7 кВА
номинальное напряжение ВН	380 В
номинальное напряжение НН	220 В

Синхронный генератор:

тип	МК-3
полная мощность	3 кВА
номинальный cosφ	0,9
номинальное напряжение	220В

Авторами статьи создана ее модель в программном пакете National Instruments Lookout (рис.2).

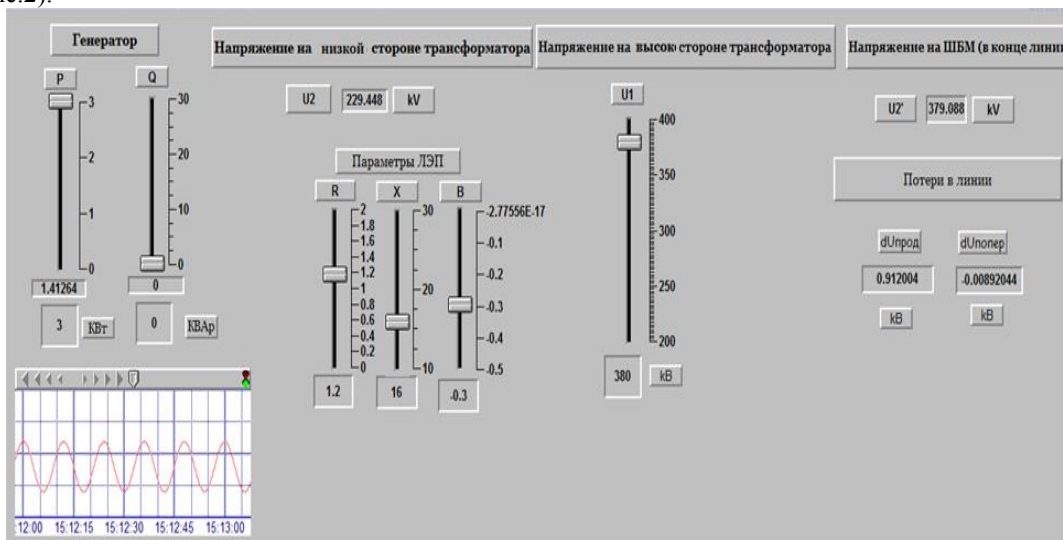


Рис. 2. Модель исследуемой схемы

Благодаря широким возможностям данной программы можно не только визуализировать схемы, но и меняя параметры получать различные графики тока, напряжения и мощности во времени.

«Электрический эквивалент» замоделирован тремя электрическими лампочками, имеющими нелинейную характеристику. В схему они подключаются параллельно, выдавая

величину не сопротивления, а проводимости. Для снятия показателей мощности и напряжения после генератора и после «электрического эквивалента» поставлены два измерительных прибора K505 (рис.3).

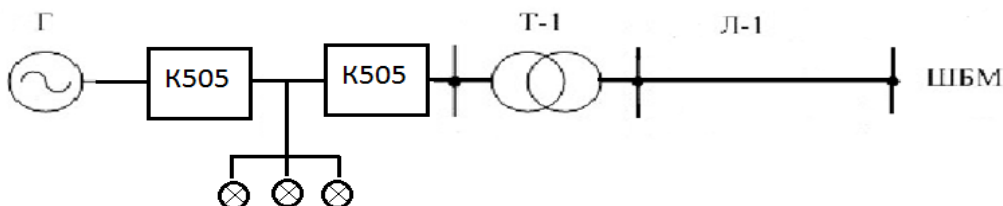


Рис. 3. Схема для расчета величины «электрического эквивалента»

$$R(P_{\text{подв}}) = \frac{(P_{\text{подв}} - P_{\text{пол}}) * U^2}{P_{\text{пол}}^2} \quad (1)$$

В результате эксперимента авторами статьи получен диапазон подводимых ($P_{\text{подв}}$) и полезных мощностей ($P_{\text{ползн}}$), используя которые можно согласно (1) получить величину «электрического эквивалента» (Таблица 1):

Таблица 1. Диапазон полученных напряжений, мощностей и «эквивалента»

U1	110	121	127	126	132	132
$P_{\text{подв}}$	440	680	690	700	500	430
U2	110	125	125	124	133	133
$P_{\text{ползн}}$	40	570	450	650	160	210
$R_{\text{эkv}}$	3025	5,3	18,5	1,8	234,9	88,2

где U1, $P_{\text{подв}}$ – показания первого прибора K505; U2, $P_{\text{пол}}$ – показания второго прибора; $R_{\text{эkv}}$ – значения «электрического эквивалента».

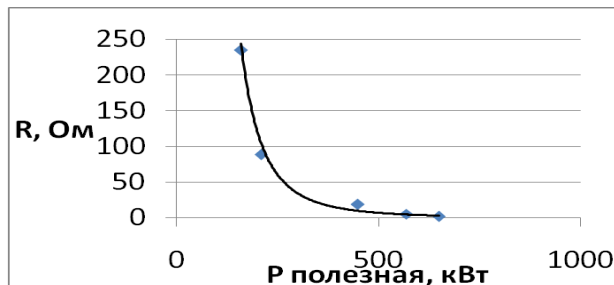


Рис. 4. График зависимости «эквивалента» от полезной мощности

Заключение. Произведен расчет нормального режима методом «в два этапа» с учетом одного из полученных значений $R_{\text{эkv}}$, его результаты требуют анализа и сравнения с экспериментальными. Для расчета исследуемой схемы в компьютерной программе необходимо выполнить перевод исходных значений согласно используемым в программах единицам измерения (вольты в киловольты и т.д.; программно-вычислительный комплекс RastrWin рассчитывает схемы от 0,4 кВ, в то время как данное напряжение только 0,22 кВ). После этого необходимо определить диапазон числовых значений «эквивалента», чтобы они были соизмеримы с сопротивлениями остальных элементов схемы. Таким образом, будет проверена работоспособность предложенного метода.

Список литературы:

1. Лыкин А. В. Электрические системы и сети [Текст] : учеб.пособие / А. В. Лыкин. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2002. – 248 с
2. Русина Н. О. Управление энергетикой исследование проблем и разработка подходов и методов для их решения : отчет о науч.-иссл. работа / Н. О. Русина. – Новосибирск, 1996. – 67 с.

Модульный состав – путь к созданию энергоэффективных грузовых поездов

И.К. Александров

Вологодский государственный технический университет

alex@mh.vstu.edu.ru

Существующая теория локомотивной тяги [1] рассматривает движение поезда, являющегося системой материальных тел (локомотив и состав вагонов), как движение материальной точки, в которой сосредоточена вся масса поезда. Эта весьма упрощенная математическая модель поезда позволила применить для анализа его поступательного движения закономерности, установленные Ньютоном. При этом, естественно, автоматически игнорируются энергетические процессы в самой системе материальных тел. В частности, не принимаются во внимание фрикционные потери в сцепном устройстве и других элементах поезда, участвующих в передаче потока мощности от локомотива к колесным парам, что противоречит законам науки трибологии.

Нами впервые предложен принципиально иной подход к выполнению энергетического анализа, а именно поезд представляется в виде последовательно-параллельной кинематической цепи (КЦ). При этом сразу однозначно определяется наиболее эффективный вариант КЦ.

В качестве альтернативы традиционной схеме железнодорожного состава с головным локомотивом (рис. 1а) рассматривается вариант, где кинематические связи существенно упрощены и частично заменены электрическими (рис. 1б). Назовём такую схему комплектования железнодорожного состава модульной. Модуль представляет собой комплексную единицу подвижного состава, состоящую из снабжённого приводным электродвигателем тягового вагона, к которому подсоединяются один или несколько обычных (неприводных) вагонов.

В соответствии с методикой составления блок-схем [2] введено понятие собирательное звено (СЗ). Это такой элемент КЦ, который объединяет (собирает) несколько потоков мощности. Каждое СЗ маркируется по уровню удаления его от энергетической установки (ЭУ) и ему присуждается порядковый номер на данном уровне. СЗ соединяются между собой внутренними КЦ. От любого СЗ могут ответвляться внешние КЦ, которые заканчиваются рабочим органом, непосредственно совершающим полезную работу. В данном случае таким «рабочим органом» является колёсная пара. Следовательно, применительно к схеме железнодорожного состава: СЗ 1-го уровня – система сцепных устройств поезда (сцепка); СЗ 2-го уровня – вагоны; СЗ 3-го уровня – вагонные тележки, которые объединяют колёсные пары.

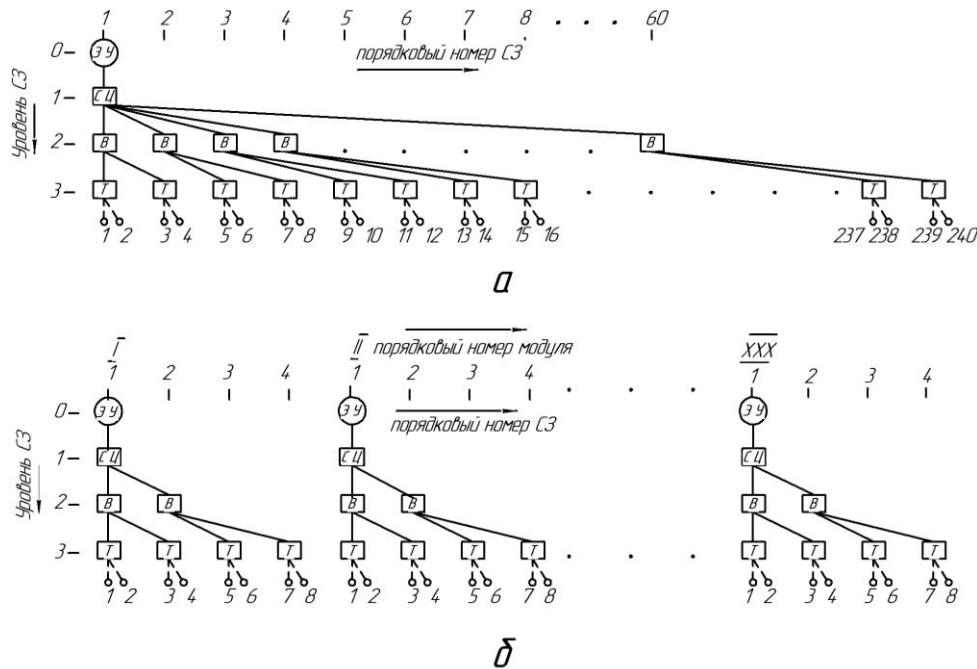


Рис. 1. Блок-схема кинематической цепи: а - поезд с локомотивом; б – поезд, составленный из двухвагонных модулей

Из представленных блок-схем очевидно, что энергоэффективность КЦ модуля всегда выше, чем КЦ поезда с локомотивом, так как в последнем случае используется значительно большее количество внутренних КЦ, каждая из которых создает дополнительные энергетические потери. Это увеличение внутренних КЦ определяется особенностью конструктивного вида сцепного устройства (СУ) поезда с головным локомотивом

Для оценки энергоэффективности СУ удобно использовать условную тяговую единицу (Т.Е.) измерения. Т.Е. есть безразмерная величина, символизирующая значение тягового усилия, необходимого для транспортирования одного гружёного вагона с заданной скоростью по горизонтальному участку пути с учётом потерь: на перекачивание колёсных пар по рельсу, в подшипниках колёсных пар, в подрессоренной вагонной тележке, аэродинамического сопротивления.

При сопоставлении двух схем комплектования состава (см. рис.1,2) видны преимущества модульной технологии: 1) в модульной схеме значительная часть внутренних КЦ заменена электрическими связями, за счёт прямого соединения ЭУ тягового вагона с контактной сетью; 2) каждый «тяговый» вагон перемещение самого себя осуществляет самостоятельно, без использования сцепного устройства; 3) в сцепке между модулями также отсутствует тяговое усилие; 4) максимальное тяговое усилие в модуле – всего 2 Т.Е., тогда как тяговое усилие, передаваемое на первый вагон поезда с локомотивом, составляет 60 Т.Е.

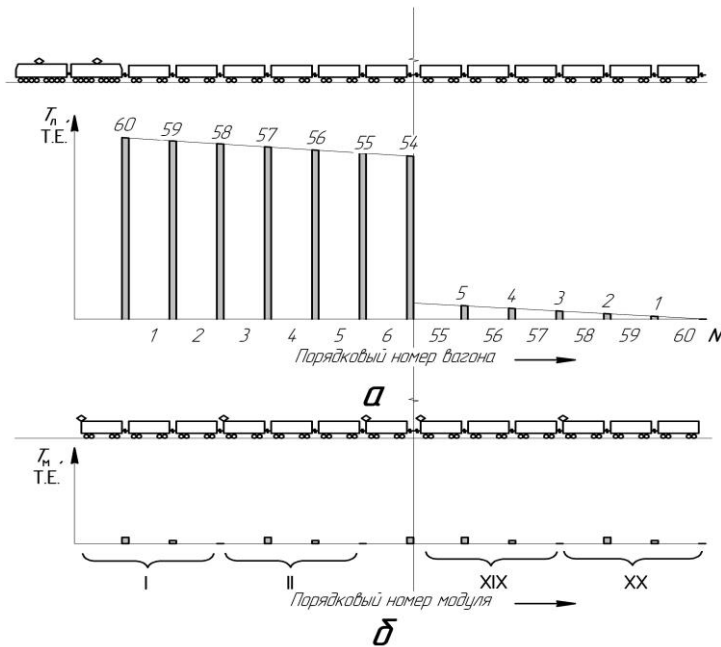


Рис. 2. Изменение тягового усилия (определяемого в условных тяговых единицах) в сцепке между вагонами для состав, содержащего 60 вагонов:
 а - поезд с локомотивом;
 б – поезд, составленный из трёхвагонных модулей

Дело в том, что разрывное усилие, а соответственно и ударная нагрузка, передаваемая на нижнюю раму первого вагона (а в составе с локомотивом любой вагон может оказаться первым) в 30 раз больше, чем максимальное значение этого усилия в модуле! Следовательно, может быть существенно уменьшена металлоёмкость нижней рамы модульного вагона, воспринимающей пониженное разрывное (ударное) усилие, что позволит пропорционально увеличить массу перевозимого вагоном груза (нетто).

Для ориентировочного энергетического анализа используем экспресс-метод. Проанализируем эффект снижения энергоёмкости СУ за счет уменьшения усилий, действующих в нем, при использовании модульной схемы. Суммарное количество T_L тяговых единиц, передаваемое через СУ поезда с локомотивом, определяется зависимостью:

$$T_L = \frac{N(N + 1)}{2}, \quad \text{Т.Е.}, \quad (1)$$

где N - количество вагонов в составе, шт.

Суммарное количество T_M тяговых единиц, передаваемое через СУ поезда модульного типа, определяет формула:

$$T_M = \frac{N}{n} \cdot Z, \quad \text{Т.Е.} \quad (2)$$

где n - количество вагонов в модуле; Z - суммарное количество тяговых единиц в модуле, Т.Е. Дискретная функция $Z = f(n)$ определяется соотношением $Z_{i+1} = Z_i + n_i$

В первом приближении энергетическую эффективность от применения модульной схемы можно оценить коэффициентом K_{CH} снижения нагрузки на сцепное устройство

$$K_{CH} = \frac{T_L}{T_M} = \frac{n(N+1)}{2Z} \quad (3)$$

Чтобы определить величину фрикционных потерь в сцепке поезда необходимо экспериментально установить КПД ($\eta_{сц}$) сцепного устройства (одна из задач предстоящих экспериментальных исследований). Соответственно получаем два выражения:

а) для сцепного устройства с локомотивом $T_{Фрл} = (1 - \eta_{сц}) \cdot T_L$, Т.Е. (4)

б) для сцепного устройства с модулем $T_{Фрм} = (1 - \eta_{сц}) \cdot T_M$, Т.Е. (5)

К сожалению, автор до настоящего времени не получил возможность для проведения натурных исследований по определению фрикционных потерь в сцепном устройстве поезда. Поэтому при проведении расчетов примем минимально возможную величину относительных фрикционных потерь для элемента КЦ. Согласно курсу «Детали машин», минимальной величиной относительных потерь на трение обладает шарикоподшипник, имеющий КПД 0,99. Допустим, что СУ вагонов настолько совершенно, что имеет аналогичную энергетическую эффективность.

В табл. 1 показано влияние на коэффициент снижения нагрузки на СУ и величину фрикционных потерь в сцепке числа вагонов в модуле с учётом общего количества вагонов в составе.

Таблица 1. Влияние числа вагонов в модуле на коэффициент снижения нагрузки на сцепное устройство и величину фрикционных потерь в сцепке в составе из 60 вагонов при $\eta_{сц} = 0,99$

Количество вагонов в модуле n	Количество вагонов в составе N	Количество тяговых единиц в модуле Z	Коэффициент снижения нагрузки на сцепное устройство K_{CH}	Фрикционные потери в сцепке поезда с локомотивом, $(1 - \eta_{сц}) \cdot T_L$ Т.Е.	Фрикционные потери в сцепке модульного поезда, $(1 - \eta_{сц}) \cdot T_M$ Т.Е.
2	60	1	61	18,3	0,3
3	60	3	30,2	18,3	0,6
4	60	6	20,3	18,3	0,9
5	60	10	15,3	18,3	1,2
6	60	15	12,2	18,3	1,5

В рамках упрощённого экспресс-метода сопоставительный анализ может быть представлен также в виде интегрального критерия, названного нами коэффициентом энергетической эффективности (КЭЭ) сцепного устройства, который достаточно близок к значению КПД СУ (см. ниже). За величину полезной работы, совершаемой ЭУ, принимаем тяговое усилие, необходимое для транспортирования всех вагонов поезда, которое численно равно количеству вагонов в поезде, умноженному на условную тяговую единицу: $T_{пол} = N \times I$, Т.Е. За величину непроизводительных потерь принимаем фрикционные потери в сцепке поезда. Тогда по аналогии с понятием КПД предложенный критерий для СУ поезда с локомотивом определится по выражению:

$$KЭЭ_{\text{Л}} = \frac{T_{\text{пол}}}{T_{\text{пол}} + T_{\text{фр}}} = \frac{N}{N + (1 - \eta_{\text{сц}})T_{\text{л}}} = \frac{1}{1 + (1 - \eta_{\text{сц}}) \frac{N+1}{2}} \quad (6)$$

Соответственно коэффициент энергетической эффективности СУ для поезда, скомплектованного из модулей:

$$KЭЭ_{\text{М}} = \frac{N}{N + (1 - \eta_{\text{сц}})T_{\text{м}}} = \frac{N}{N + (1 - \eta_{\text{сц}}) \frac{N}{n} Z} = \frac{1}{1 + (1 - \eta_{\text{сц}}) \frac{Z}{n}} \quad (7)$$

Формула (7) позволяет убедиться в том, что КПД КЦ модульного состава не зависит от количества вагонов в поезде.

В табл. 2 приведены результаты расчёта КЭЭ для различных вариантов комплектаций состава при условии $\eta_{\text{сц}} = 0,99$.

Таблица 2. Зависимость коэффициента энергетической эффективности сцепного устройства

Варианты комплектации состава	поезда от числа вагонов в модуле при $\eta_{\text{сц}} = 0,99$					
	Поезд с локомотивом 60 вагонов	2-х-вагонный модуль	3-х-вагонный модуль	4-х-вагонный модуль	5-ти-вагонный модуль	6-ти-вагонный модуль
КЭЭ	0,766	0,995	0,99	0,985	0,98	0,975

На первый взгляд, очевидно энергетическое преимущество двухвагонного модуля. Однако решение по выбору оптимального вида модуля может быть выполнено только на основе экономического обоснования с учетом технологии комплектования, энергоснабжения и обслуживания грузового поезда. Что потребует серьёзного комплексного исследования и обоснования с привлечением специалистов разного профиля.

Дополнительные преимущества модульной технологии

Бесспорное преимущество модульной схемы заключается в существенном повышении эксплуатационного КПД ЭУ поезда.

Любой локомотив имеет вполне определённую (конечную) установленную мощность, которая реализуется на 100% только при условии транспортирования большегрузного поезда, что в реальных условиях эксплуатации подвижного состава бывает далеко не всегда. Таким образом, зачастую энергетическая установка локомотива оказывается недогруженной, и пропорционально снижению нагрузки на локомотив уменьшается его эксплуатационный КПД, который достигает нулевого значения при холостом перегоне локомотива. При использовании же модульной схемы этот недостаток автоматически исключается, так как суммарная установленная мощность всех тяговых вагонов не является фиксированной величиной, а определяется прямо пропорционально количеству вагонов в составе. Таким образом, эксплуатационный КПД модульного состава независимо от его (состава) общей грузоподъемности стабильно остается равным единице.

Опять же по причине отсутствия фиксированной суммарной установленной мощности ЭУ модульного состава его (состав) можно комплектовать любой желаемой грузоподъемности. В энергетическом отношении суммарная мощность ЭУ поезда ограничивается только максимальной электрической мощностью контактной сети.

И еще. При формировании модульного супертяжеловесного состава исключается локомотив, имеющий массу до 300 т и создающий динамическую сосредоточенную нагрузку, разрушающую железнодорожные мосты, пути и окружающие строения!

Однако следует признать, что реализация моторвагонной схемы (рис. 2б) представляет значительную техническую сложность ввиду наличия большого числа потребителей электрической энергии в составе поезда. Тем не менее, моторвагонная схема получила развитие на пассажирских электропоездах, и накоплен огромный опыт по ее эксплуатации. В связи с этим, по мнению автора, все же не следует абсолютно категорично отвергать возможность применения в перспективе моторвагонной схемы для грузовых поездов. Однако на первом этапе внедрения модульной схемы грузовых перевозок представляется более рациональной комплектация модуля как самостоятельной секции с головной энергоустановкой (ГЭУ) в виде электровоза малой (или средней) мощности. Это позволит достаточно оперативно осуществить реализацию модульной технологии на основе существующего парка электровозов. Но при разработке секции

необходимо непременно соблюсти следующее требование: сила сцепления с полотном дороги и энергетические характеристики ГЭУ должны обеспечивать электродинамическое торможение модуля. Это может быть достигнуто путем подбора соответствующего параметрам ГЭУ количества вагонов. Тогда за счёт электродинамического торможения будет обеспечено преобразование кинетической энергии модуля (а соответственно и поезда в целом) в электрическую и рекуперация последней в контактную сеть постоянного тока.

Преимущества тормозной системы модульного поезда

В отличие от модульной схемы рекуперация кинетической энергии тяжеловесного состава в купе с головным локомотивом не может быть реализована в первую очередь ввиду недостаточности сил сцепления локомотива с железнодорожным полотном. Поэтому остановка традиционного грузового поезда производится исключительно за счёт механической системы торможения вагонов состава. В этом отношении хотелось бы обратить внимание разработчиков электрооборудования для энергообеспечения железных дорог [3] на то, что процесс торможения поезда в разы более скоротечен, чем процесс его разгона, а инерционные силы, как известно, определяются величиной ускорения. И простейшим расчетом можно показать, что силы инерции, возникающие при торможении супертяжелого поезда, многократно превышают силы сцепления головного локомотива с железнодорожным полотном, а значит, электродинамическое торможение в данном случае не может быть реализовано в принципе по законам физики.

Тормозить состав за счет головного локомотива нельзя и по условиям безопасности движения, так как при таком торможении (особенно при движении по кривой) поезд может потерять продольную устойчивость.

При использовании модульной схемы указанные недостатки полностью исключаются. Поскольку: во-первых, как было указано, при разработке модуля ставится цель четко увязать допустимую суммарную массу вагонов со сцепными свойствами энергетического блока; а во-вторых, при модульной схеме имеется возможность при торможении управлять процессом стабилизации продольной устойчивости не только отдельного модуля, но и поезда в целом. Для этой цели, видимо, рационально будет энергетический блок последнего модуля разместить ближе к хвостовой части состава. И именно с хвоста поезда начинать управляемый процесс электродинамического торможения!

Укажем, что супердлинный состав, ведомый головным локомотивом, реально имеет очень серьезную проблему при торможении по причине потери продольной устойчивости поезда. В результате чего существенно увеличивается тормозной путь и снижается производительность перевозочного процесса. В связи с этим разрабатываются специальные сложные системы управления тормозами (СУТП) (см. подробнее [4,5]).

Дело в том, что при прямом включении тормозной системы поезда непосредственно из головного локомотива, не происходит мгновенное падение давления сразу во всей тормозной магистрали поезда. Таким образом, сначала обеспечивается торможение локомотива и передних вагонов и только со значительным запаздыванием это происходит со средними и хвостовыми вагонами, инерционные силы которых «наваливаются» на тормоза локомотива и передних вагонов и возникает высокая вероятность разрыва и опрокидывания состава. Это явление сразу же проявилось на тяжеловесных поездах [4,5,6]. Поэтому для надежного и безопасного торможения на них стали устанавливать дополнительный локомотив с машинистом для управления тормозами!!!

Уточненная методика оценки энергетической эффективности КЦ поезда

Выше в качестве интегрального критерия был применен КЭЭ, который позволил использовать упрощённую (экспрессную) методику сопоставительного анализа и определить тенденции энергетической эффективности моторвагонной схемы формирования железнодорожного состава в сравнении с традиционной. Этот приближенный показатель вполне приемлем для анализа коротких КЦ, но при увеличении их длины достоверность КЭЭ существенно снижается. Представим более строгое доказательство зависимости, определяющей энергетические потери в сцепном устройстве поезда.

Экспериментальными и теоретическими исследованиями [2,7,8] установлено, что в последовательной кинематической цепи имеет место нелинейное нарастание фрикционных потерь. Эта нелинейность очень существенно проявляется при значительном увеличении длины КЦ. На рис.3 изображена схема, по которой можно понять, как изменяется соотношение между усилием тяги, обеспечивающим работу по транспортированию вагонов, и суммарным усилием тяги на локомотиве с учётом непроизводительных (фрикционных) потерь в сцепке.

Усилие тяги, необходимое для транспортирования N вагонов, будем считать показателем, определяющим полезную работу, выполняемую локомотивом: $T_{пол} = N \times 1$, Т.Е. Поэтому в расчётах принимаем условие:

$$T_{пол} = N \tag{8}$$

Суммарное тяговое усилие T_{Σ} на локомотиве определяется суммой усилий T_i на транспортирование каждого (i -го) вагона с учётом фрикционных потерь, возникающих в сцепном устройстве под действием этого (i -го) усилия при передаче его по данному элементу кинематической цепи. С учётом понятия T_i , принимая величину $\eta_{сц}$ в качестве КПД сцепного устройства, запишем зависимость для определения суммарного тягового усилия на локомотиве:

$$T_{\Sigma} = T_1 + T_2 + T_3 + \dots + T_i + \dots + T_N = \frac{1}{\eta_{сц}} + \frac{1}{\eta_{сц}^2} + \frac{1}{\eta_{сц}^3} + \dots + \frac{1}{\eta_{сц}^i} + \dots + \frac{1}{\eta_{сц}^N} = \sum_{i=1}^N \frac{1}{\eta_{сц}^i} \tag{9}$$

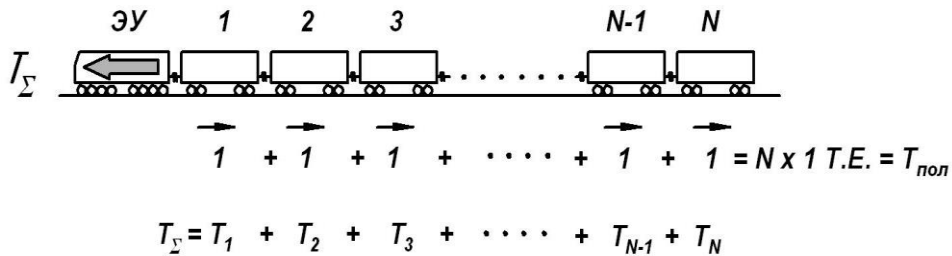


Рис. 3. К определению $T_{пол}$ и T_{Σ}

На основе зависимостей (8) и (9) определяем КПД сцепного устройства поезда

$$\eta_{л} = \frac{N}{T_{\Sigma}} = N / \sum_{i=1}^N \frac{1}{\eta_{сц}^i} \tag{10}$$

В табл. 3 и на рис. 4 приведены результаты энергетического расчёта сцепного устройства грузового поезда, проведённого на основе зависимостей (9), (10).

Таблица 3. Энергетические характеристики сцепного устройства грузового поезда при КПД $\eta_{сц} = 0,99$

Количество вагонов в составе	5	10	20	30	40	50	60	Газотурбовоз ГТ1-001 170
Суммарное тяговое усилие, Т.Е.	5,15	10,57	22,26	35,19	49,48	65,29	82,76	452,1
КПД сцепного устройства	0,970	0,946	0,898	0,833	0,808	0,766	0,725	0,376

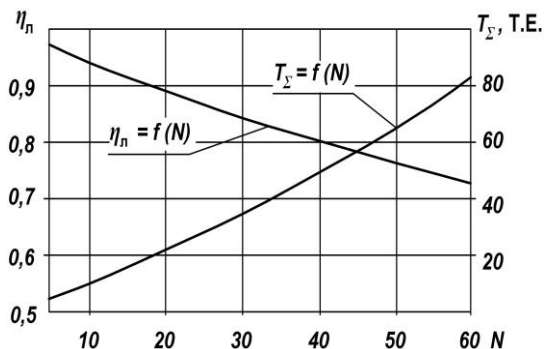


Рис. 4. Зависимости: КПД ($\eta_{л}$) сцепного устройства поезда и тягового усилия (T_{Σ}) на локомотиве от количества (N) вагонов в составе

Рассматриваемая КЦ энергетически иррациональна: увеличение тягового усилия и, соответственно, количества транспортируемых вагонов, приводит к снижению КПД сцепного

устройства поезда. Следовательно, значительная часть энергии локомотива затрачивается на преодоление непроизводительных потерь в сцепном устройстве. Возникает парадокс: чем больше мощность энергетической установки, тем большее количество вагонов в составе требуется для реализации этой мощности и тем ниже становится энергетическая эффективность удлиняющейся КЦ.

Ограничения использования супермощных локомотивов

Допустим, что дальнейшее развитие тяжеловесных поездов будет продолжаться путем установки впереди состава локомотива все большей и большей мощности. В конечном итоге это неизбежно приведет не только к указанному выше снижению энергоэффективности грузовых поездов, но и к увеличению вероятности их растяжки и превышению допустимой величины сцепления колесных пар локомотива, а также и к элементарному обрыву сцепного устройства или деформации нижней рамы первых вагонов поезда, которые рассчитаны на вполне определенное значение растягивающих и ударных нагрузок. Развитие же тяжеловесных составов на основе модульной технологии, как мы определили, позволяет сохранить (или даже уменьшить!) тяговую нагрузку на сцепное устройство в пределах допустимых значений и появляется возможность комплектовать состав любой (желаемой) грузоподъемности, не вступая при этом в противоречие с законами физики, определяющими коэффициент сцепления колесной пары с рельсом, и не увеличивая осевую нагрузку, секционную мощность и массу локомотива - факторов, которые существенно понижают долговечность и надежность рельсовых путей.

И пока мы дискутируем по поводу целесообразности или абсурдности модульной технологии, австралийские железнодорожники уже используют супертяжеловесный модульный поезд, состоящий из 8-ми локомотивов, равномерно распределенных по длине состава (иными словами, применяют 8-м модулей), который состоит из 682 вагонов [9]! И это уже не фантазия, а реализованное техническое решение!

Предварительная оценка энерго-экономической эффективности газотурбовоза ГТ1-001

В настоящее время в России практически подготовлен к эксплуатации самый мощный в мире газотурбовоз ГТ1-001 (установленная мощность 8300 кВт) [10]. Энергетическая установка этого локомотива включает в себя газовую турбину, работающую на сжиженном природном газе (СПГ) и приводящую в действие электрогенератор, от которого электрическая энергия передается тяговым двигателям движителя локомотива. По экспериментальным исследованиям разработчиков ГТ1-001 обеспечивает тягу 170-ти вагонов. Однако согласно представленной выше методике расчетов, нельзя рассчитывать на высокую энергетическую эффективность такого поезда (см. табл. 3). К тому же при этом сохраняются и все отмеченные выше недостатки, связанные и с эксплуатацией сверхмощного локомотива.

На разработку газотурбовоза уже затрачено несколько млрд. рублей и потребуется еще не мало государственных средств на создание, необходимой для его эксплуатации инфраструктуры. На газотурбовозе используется СПГ, разовая заправка которого обеспечивает запас хода поезда до 750 км. Следовательно, по всей магистрали, где будут использоваться газотурбовозы, необходимо установить заправочные станции. А это означает, что потребуется сеть газопроводов и соответствующее количество криогенных установок для сжижения природного газа, для чего необходимы стационарные достаточно мощные электростанции. Известно, что процесс многоступенчатого сжатия газа с последующим сжижением в криогенных установках весьма энергоемок. На эту процедуру затрачивается примерно 25% энергии, запасенной в самом сжиженном продукте. Соответственно настолько же дополнительно снижается и энергоэффективность грузоперевозок с использованием турбовозов. А теперь проанализируем данное техническое решение с позиции его экономической эффективности.

Итак, мы остановились на том, что обеспечили подачу природного газа к ж/д магистрали и установили около нее электростанцию. Но ведь стационарная электростанция вполне может работать на обычном (а не сжиженном) газе. Естественно, возникает вопрос: нужны ли в данной ситуации, мягко говоря, не очень эффективные газотурбовозы, требующие именно СПГ? Очевидно, что при наличии близи ж/д магистрали природного газа напрашивается с позиции энергетической и особенно экономической целесообразности другое гораздо более эффективное решение: 1) стационарная электростанция, минуя процесс сжижения газа (т.е. экономя 25 % его энергетического ресурса), вырабатывает электроэнергию; 2) этой электроэнергией запитывается обычная контактная сеть; 3) тягу поездов обеспечивают обычные электровозы, на которых отсутствуют: взрывоопасная емкость с СПГ, газовая турбина и генераторная установка, и эти электровозы соответственно в разы дешевле газотурбовозов; 4) применяется модульная схема комплектования подвижного состава, обеспечивающая энергоэффективное транспортирование

поездов любой грузоподъемности (в том числе и супертяжеловесных); 5) и наконец, обратимся к практике эксплуатации стационарных энергетических установок; электростанции около 10 МВт всегда используются в составе ТЭЦ; поскольку в лучшем случае только 40% от сгорающего топлива превращается в электроэнергию, а остальная (тепловая) энергия используется для обогрева жилых и производственных зданий... А газотурбовоз?? А газотурбовоз эту тепловую энергию будет выбрасывать как побочный продукт для «обогрева» бескрайних просторов Сибири!

Попутно отметим, что в настоящее время разработано немало технологий, обеспечивающих прямое преобразование тепловой энергии в электрическую. Это так называемые термоэлектропреобразователи (ТЭП) [11,12]. Следовательно, и в теплый период года электростанции до 40% процентов избыточного тепла могут превращать в электричество.

Необходимо отметить еще один весьма существенный недостаток газотурбовоза, который никак не следует сбрасывать со счетов – это его высокая опасность. В условиях динамических нагрузок возникает большая вероятность разгерметизации емкости со сжиженным газом и последующего взрыва образующейся при этом газовоздушной смеси. Не исключена также и аварийная ситуация по причине отказа АСУТ. Ведь поезд на тяге от турбовоза (в отличие от поезда модульного типа) не предполагается оборудовать дублирующей (ручной) системой торможения.

Запас СПГ на газотурбовозе составляет 17 т. При возгорании (взрыве) такого количества топлива выделяется приблизительно 1000 ГДж тепла, что сопоставимо с энергией газа, сгорающего при аварии на магистральном газопроводе.

Возможности использования поездов модульного типа на основе существующих электровозов

В настоящее время в развитие удачного опыта австралийских железнодорожников вполне реально приступить к практической реализации модульной схемы комплектования тяжеловесного подвижного состава на основе существующей базы локомотивов.

В России уже имеется небольшой опыт комплектования тяжеловесного состава с использованием спарки двух локомотивов, другими словами, применяют четырех-секционный электровоз. Разделив секции, мы имеем возможность составить поезд из четырех модулей.

Сначала определим энергетические характеристики энергоустановки локомотива, обеспечивающего тягу тяжеловесного поезда, составленного из 120 груженых вагонов, по традиционной схеме.

Суммарное тяговое усилие T_{Σ} головной энергоустановки:

$$T_{\Sigma} = \sum_{i=1}^N \frac{1}{\eta_{СЦ}^i} = \sum_{i=1}^{120} \frac{1}{0,99^i} = 234,02 \quad , \text{Т.Е.}$$

КПД сцепного устройства поезда с головным локомотивом:

$$\eta_{Л} = \frac{N}{T_{\Sigma}} = \frac{N}{\sum_{i=1}^N \frac{1}{\eta_{СЦ}^i}} = \frac{120}{\sum_{i=1}^{120} \frac{1}{0,99^i}} = 0,51277$$

Тяговое усилие энергоустановки (ЭУ) одного модуля:

$$T_{\Sigma} = \sum_{i=1}^N \frac{1}{\eta_{СЦ}^i} = \sum_{i=1}^{30} \frac{1}{0,99^i} = 35,19 \quad , \text{Т.Е.}$$

Суммарное тяговое усилие ЭУ модульного поезда: $T_{\Sigma М} = 4T_{\Sigma} = 140,76$, Т.Е.

КПД сцепного устройства модуля (оно же равно и КПД модульного поезда):

$$\eta_{М} = \frac{N}{T_{\Sigma}} = \frac{N}{\sum_{i=1}^N \frac{1}{\eta_{СЦ}^i}} = \frac{30}{\sum_{i=1}^{30} \frac{1}{0,99^i}} = 0,85252$$

Согласно выполненному расчету энергетический выигрыш во втором варианте комплектования поезда при заданном КПД СУ составляет около 40%.

Как видим, данный метод исследований обладает достаточно высокой чувствительностью. Даже при наличии фрикционных потерь в СУ существенно менее одного процента (что вполне возможно) их удастся зафиксировать по изменению величины потребляемой из сети электрической мощности и на основании этого изменения (определенного в процентном

соотношении) высчитать реальную величину $\eta_{сц}$.

Выводы

- Очевидно, что существующая тенденция развития производительности грузовых железнодорожных перевозок за счет использования локомотивов увеличенной секционной мощности с повышенными осевыми нагрузками имеет ограниченные перспективы и не обеспечит решение проблемы принципиального повышения эффективности перевозочного процесса.

- Рекорд австралийских железнодорожников достаточно четко подтверждает адекватность представленных теоретических зависимостей, определяющих эффективность применения модульной схемы комплектования грузового ж/д поезда.

- На данный момент созрела настоятельная потребность в проведении натуральных экспериментальных исследования в направлении количественной оценки эффективности модульной технологии комплектования грузовых поездов.

Список литературы:

1. Правила тяговых расчетов для поездной работы.- М.: Транспорт.- 1985.- 287 с.
2. Александров, И.К. Энергетический анализ механизмов и машин. Теоретическое и экспериментальное обоснование принципов исследования и определения энергетических потерь в механизмах и машинах: монография / И.К. Александров.- Вологда: ВоГТУ, 2012.-244 с.
3. Мизинцев, А.В. Использование энергии торможения поезда как способ экономии ресурсов на железной дороге постоянного тока / А.В. Мизинцев, А.В. Ковтун // Наука и транспорт. 2012.№3. С.34-35.
4. Гончаров А.В. Система управления тормозами поезда (СУТП): методическая разработка/ А.В. Гончаров. - Кулуда: Алтайское отд. Западно-Сибирского филиала ОАО «РЖД», 2009.-28 с.
5. Гапанович В.А. и др. Система управления тормозами поезда повышенного веса и длины. Патент РФ №2385247. МПК: В61L 25/04, публ. 27.03.2010, приоритет 23.10.2008.
6. Курбасов, А.С. Тяжеловесное движение грузовых поездов на российских железных дорогах: за и против / А.С. Курбасов // Наука и транспорт. 2012.№3. С.15-17.
7. Александров, И.К. Энергетическая неэффективность разветвлённых кинематических цепей/ И.К. Александров //Вестник машиностроения.-2010.-№4.-С.20-28.
8. Aleksandrov I.K. Energy Inefficiency of Branched Kinematic Chains // ISSN 1068-798X, Russian Engineering Research, 2010, Vol. 30, No4, pp. 335-342.
9. Самый длинный поезд в мире. Австралия, 2001. Книга рекордов Гиннеса [Электронный ресурс]. URL: <http://rekordy-ginnesa>.
10. Газотурбовоз ГТ1-001. URL: <http://venture-biz.ru>
11. Патент №2378742 С1 РФ. Устройство для получения электрической энергии постоянного тока / И.К. Александров, Е.В. Несговоров, В.А. Раков – Заявлен 17.11.2008; опублик. 10.01.2010, Б.И. №1.
12. Александров, И.К. Новый высокоэффективный вид источника энергии для электромобилей / И.К. Александров, В.А. Раков // Транспорт на альтернативном топливе.- 2011.-№6(24).- С.58-60.

Эксплуатация и техническое обслуживание корабельных электрических сетей и распределительных устройств

Алферьев И.С., Федюк Р.С., Мочалов А.В.

Дальневосточный федеральный университет, Россия, г. Владивосток

Согласно [1], электроэнергетической системой корабля называется комплекс электрических установок, электрических сетей и электротехнических устройств, объединенных процессом производства, преобразования и распределения электроэнергии, предназначенный для обеспечения электроэнергией корабельных потребителей.

Нарушение правил технической эксплуатации, техники безопасности при обслуживании электрооборудования судовых сетей может привести к поражению обслуживающего персонала электрическим током и пожару на судне.

Надежность, безопасность, экономичность электрических сетей зависят от исправности их токопроводящих жил и состояния электроизоляции [2].

В процессе эксплуатации судовых электрических сетей необходимо периодически проверять состояние кабельной сети, особенно в местах, где они подвергаются воздействиям влаги, температуры и механическим усилиям. Основным показателем состояния кабельной сети. В судовых электрических сетях в зависимости от назначения, места прокладки и условий работы электрооборудования применяются кабели и провода разных марок.

Судовые кабели и провода, применяемые на судах, должны сохранять высокие изоляционные качества при повышенной влажности, обеспечивать механическую прочность при трясках, вибрациях и ударных сотрясениях и стойкость изоляции при воздействии нефтепродуктов, масла и соленой воды и действия окружающей температуры до +50° С. По условиям прокладки в судовых помещениях кабель должен выдерживать многократные резкие изгибы и значительные механические воздействия.

Токопроводящие жилы кабеля выполняются из ряда тонких проволок, которые обеспечивают механическую прочность и гибкость. Токопроводящие жилы кабеля имеют изоляцию, состоящую из теплостойкой натуральной и синтетической резины, которая допускает длительный нагрев до 65° С и обеспечивает высокое электрическое сопротивление изоляции. Защита изоляционных оболочек кабеля от попадания влаги, механических повреждений обеспечивается защитными оболочками из прочной негорючей и маслостойкой резины, свинца и оплетки из хлопчатобумажной ткани.

При срочном ремонте в условиях эксплуатации судна рекомендуется токоведущие жилы кабеля соединять способом холодной опрессовки в медных калиброванных муфтах с последующей вулканизацией резиновой изоляции защитной оболочки [3].

Защитные резиновые оболочки покрываются стальными или медными оплетками, которые защищают кабель от механических повреждений, а медная оплетка одновременно служит экраном от помех радиоприему.

Судовые кабели и провода, применяемые в силовых и осветительных сетях, допускают напряжение до 700В для переменного тока и 1000В — для постоянного.

Для неподвижных прокладок в этих сетях применяют кабели марок КНР, КНРП, СРМ, КНРЭ, для прокладки к подвижным токоприемникам во внутренних помещениях — кабель РШМ, а на открытых местах — кабель НРШМ.

В сетях установок слабого тока применяются кабели КНРТ, КНРТМ и СРТМ и в качестве экранированных — кабели СРЭШ, КНРЭТ, КНРЭТМ и КНРТЭ.

В сетях и для монтажа распределительных устройств применяются провода марки РМ и РГМ.

Марки судовых кабелей расшифровываются следующим образом: К — кабель, Н — негорючий, Р — резиновый, П — панцирный в стальной оплетке, Э — экранированный в панцирной медной оплетке (буква Э в середине указывает на экранирование отдельных жил, а справа в конце — на экранирование всего кабеля), Т — телефонный, Ш — шланговый, Г — гибкий, С — оцинкованный, М — морской.

В судовых сетях применяются одножильные, двухжильные, трехжильные и многожильные кабели. При однофазном переменном и постоянном токах применяются одножильные и двухжильные кабели, а при трехфазном переменном токе — только трехжильные.

Для установок слабого тока в основном применяются многожильные кабели. При трехфазном переменном токе совместная прокладка одножильных кабелей вызывает сильный нагрев вихревыми токами металлических переборок и палуб в местах его прокладки.

На современных судах с увеличением степени электрооборудования судов соответственно увеличилось число и сечение кабелей судовых сетей, что требует значительной площади для их прокладки. Ограниченные возможности прокладки кабелей в судовых помещениях, а также необходимость ускорения монтажа кабельных сетей привели к выполнению многорядной пучковой прокладки кабеля в судовых помещениях.

Для прокладки и крепления пучков кабелей применяются подвески, называемые кассетами. Монтаж трасс кабелей в кассетах позволяет применить современную технологию прокладки кабеля от прибора к прибору без промежуточной бухтовки по всей длине кабельной трассы, а также облегчает и ускоряет крепление кабелей.

Кассеты нормализованы по типоразмерам в зависимости от числа, диаметров и рядности пучков кабельных трасс. Кассета приваривается лапками к корпусным конструкциям. Кассеты

могут устанавливаться горизонтально, наклонно, вертикально; при расположении пучков кабеля в несколько рядов допускается приварка кассеты к кассете.

При прокладке отдельных кабелей на судах также применяются скоб-мосты, перфорированные панели и скобы.

При монтаже кабелей судовых сетей особое внимание уделяется способам уплотнения кабеля в местах прохода их через водонепроницаемые переборки, определяющие живучесть судна при авариях. При пучковой прокладке кабеля уплотнение кабеля в водонепроницаемых переборках обеспечивается установкой кабельных уплотнительных коробок и групповых сальников. Уплотнение пучка кабелей трассы в групповых сальниках и коробках производится специальными уплотнительными массами, обеспечивающими водонепроницаемость.) является сопротивление изоляции. Обслуживающему персоналу необходимо систематически контролировать состояние изоляции судовой сети по установленным на главном распределительном щите омметрам и периодически проверять переносными мегомметрами сопротивление изоляции отдельных участков судовой сети, все результаты замеров вносить в вахтенный журнал.

При обнаружении участка электрической сети с пониженным сопротивлением изоляции необходимо этот участок отключить, установить причину и устранить.

Допустимые величины сопротивления изоляции участков судовой сети приведены ранее. Периодически проверять плотность контактных соединений элементов электрооборудования в местах подвода кабелей, а также состояние уплотнения кабельных трасс в кабельных коробках и отдельных кабелей в групповых и индивидуальных сальниках.

При обслуживании судовых сетей личный состав должен уделять особое внимание выполнению нижеуказанных основных мероприятий по пожарной безопасности:

- систематически проверять соответствие уставки автоматов, плавких вставок предохранителей запроектированной нагрузке и сечению кабеля участков судовой электрической сети (по проектной схеме судовой сети);

- проверять исправность всех дугогасительных средств электрических аппаратов и устройств;

- производить систематическую проверку плотности электрических контактов и соединения элементов электрооборудования, так как нарушение плотности контакта может вызвать образование искры.

Одно из основных средств защиты электротехнического персонала от поражения электричеством при обслуживании электрооборудования судовых сетей являются индивидуальные защитные средства и инструменты: диэлектрические перчатки, диэлектрические боты и калоши, диэлектрические коврики и маты, индикаторы напряжения.

При необходимости производить работы под напряжением следует пользоваться основными защитными средствами, диэлектрическими перчатками и ботами или диэлектрическими ковриками в сочетании с диэлектрическими перчатками.

Ремонтные и профилактические работы электрооборудования на судах нужно производить только после проверки индикатором отсутствия напряжения. Одновременно нужно отключить все аппараты, через которые может быть подано напряжение. При включении участков судовой сети под напряжение необходимо убедиться, что это не приведет к поражению током кого-либо из личного состава судна.

Список литературы:

1. Веселов Д.В., Кебко В.Д., Маслаков М.Д. Учебник электрика надводных кораблей. – М.: Военное издательство, 1986. – 280 с.
2. Полянский В.Ф., Попов А.В. Электрооборудование судов и предприятий. – М.: Транспорт, 1989. – 352 с.
3. Правила эксплуатации судового электрооборудования. – Л, 1972. – 263 с.

Солнечная электростанция

Аржанов К.В.

*Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники, Россия, г.Томск
rbhx@yandex.ru*

Создание новых солнечных электростанций определяется использованием солнечных батарей с улучшенными технико-экономическими показателями и реализацией автоматического

наведения солнечных батарей на Солнце. Наведение солнечных батарей на Солнце позволяет повысить энергетическую эффективность солнечных электростанций не менее чем на 30 %. На рис. 1 приведена фотография разработанной солнечной электростанции с автоматическим наведением установки на Солнце [1].



Рис. 1. Фотография солнечной электростанции

На рис. 2 приведена функциональная схема солнечной электростанции, где СБ – солнечная батарея; АБ1, АБ2 – аккумуляторные батареи; КЗАБ – контроллер заряда АБ; И – инвертор; М1, М2 – шаговые двигатели; Р1, Р2 – редукторы; ДШД1, ДШД2 – драйверы управления шаговыми двигателями; ДПС1, ДПС2 – датчики положения Солнца; КНС – контроллер наведения на Солнце; КВ1–КВ4 – конечные выключатели, GPRS–модуль связи по каналу GPRS. В установке используется инвертор с синусоидальным выходом типа TS 2500-224 и два последовательно соединенных аккумулятора типа TUDORT12V 155FT. Используются два одинаковых датчика положения Солнца, каждый состоит из трех одинаковых фотоэлементов, два из которых стоят наклонно друг к другу, а третий соединяет их снизу. Контроллер наведения на Солнце состоит из микроконтроллера STM32-F103, преобразователя постоянного напряжения, шести операционных усилителей, узла, обеспечивающего связь по протоколу RS 485 с внешним компьютером через конвертор (I-7561). Микроконтроллер выдает на вход драйверов шагового двигателя (DM356M) следующие сигналы: направление вращения шаговых двигателей по азимуту (сигнал DR1) и по углу места (сигнал DR2), количество импульсов, которое необходимо обработать драйверами (шаговыми двигателями) по азимуту (сигнал UP1) и по углу места (сигнал UP2), сигналы включения драйверов по азимуту (MF1) и углу места (MF2), сигналы задания амплитуды тока шагового двигателя (ШД) по азимуту и углу места. Контроллер наведения на Солнце принимает сигналы с четырех конечных выключателей (КВ1–КВ4): X1, Y1 и X2, Y2 – начальные и конечные положения рамы по координате X (азимуту) и Y (по углу места) и сигналы готовности драйверов (DIR1 и DIR2).

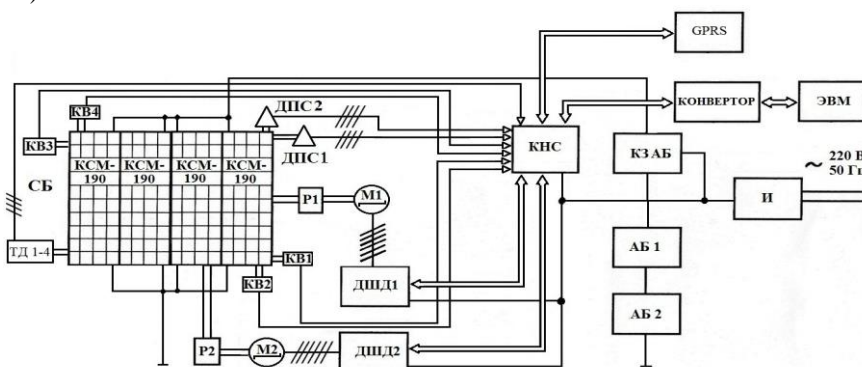


Рис. 2. Функциональная схема

Автоматическое наведение рамы на Солнце осуществляется при помощи шаговых приводов. Необходимость перемещения рамы оценивается с помощью фотоэлектрических датчиков положения Солнца. Если правый и левый фотоэлемент датчика выдают одинаковый ток, то перемещать раму с СБ не требуется, а если есть отличие, то необходимо перемещение в таком направлении, чтобы скомпенсировать эту разницу по току. Если три фотоэлемента у датчика показывают одинаковый ток, то фотодатчик (и соответственно СБ) находится в тени и перемещение рамы производить не требуется. Если тыловой фотоэлемент выдает самый больший

ток, то Солнце светит с обратной стороны рамы и необходимо развернуть раму в направлении Солнца. В таблице 1 приведен принцип наведения СБ на Солнце. Перемещения происходят дискретно через 3 градуса по обеим координатам, пока не выровняются сигналы в обеих плоскостях в каждом фотодатчике.

Таблица 1. Принцип наведения СБ на Солнце

Наведение по координате X	Направление перемещения рамы
$I_A - I_B \geq 0,05I_A$	Влево
$I_A - I_B \leq -0,05I_A$	Вправо
$-0,05I_A \leq I_A - I_B \leq 0,05I_A$	Нет перемещения
$I_A = I_B = I_C$	Нет перемещения (СБ в тени)
$I_C > I_B, I_C > I_A$	Перемещение в начальное положение
Наведение по координате Y	Направление перемещения рамы
$I_D - I_E \geq 0,05I_D$	Вверх
$I_D - I_E \leq -0,05I_D$	Вниз
$-0,05I_D \leq I_D - I_E \leq 0,05I_D$	Нет перемещения
$I_D = I_E = I_F$	Нет перемещения (СБ в тени)
$I_F > I_E, I_F > I_D$	Перемещение в начальное положение

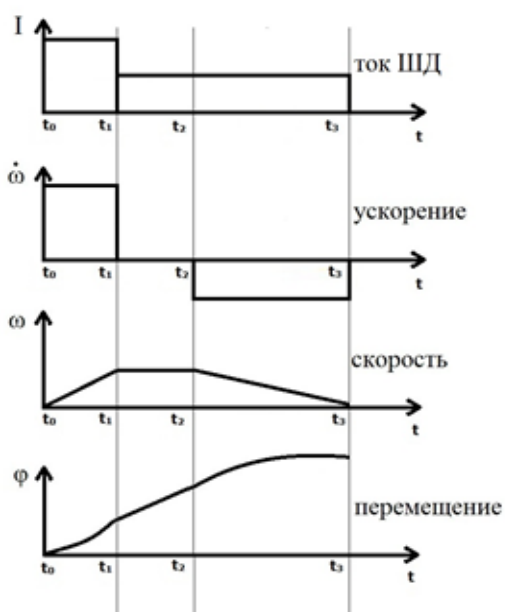
Примечание: I_A, I_D и I_B, I_E – токи в правой и левой частях датчиков; I_C, I_F – в тыловой части датчиков.

Погрешность между сигналами в наклонных плоскостях фотоэлементов датчика, при которой необходимо проводить перемещение по координатам, составляет 5 % от средней величины токов в обеих плоскостях датчика положения Солнца (эта величина может устанавливаться в контроллере).

Для уменьшения рывков и качаний при перемещении рамы с СБ в программном обеспечении контроллера заложен режим позиционирования, то есть в электроприводе идет ограничение по скорости и ускорению при перемещении рамы с СБ от одного положения к другому. При этом реализован несимметричный специальный режим разгона, движения и торможения [2]. На рис. 3 показана диаграмма режима позиционирования в электроприводе. Несимметричный режим позиционирования совмещен с нелинейным заданием амплитуды тока ШД, то есть амплитуда тока ШД меняется во время движения. Это необходимо делать для

минимизации потребляемого тока ШД. При пуске ШД с механизмом необходимо преодолеть нелинейный момент сухого трения. В этом режиме целесообразно увеличить амплитуду тока ШД (пусковой ток увеличить до 1,5 кратного от номинального тока), после преодоления начального момента сухого трения можно снизить амплитуду тока ШД (рабочий ток уменьшить до 0,75 от номинального тока).

Рис. 3 График режима позиционирования



Это позволяет исключить сбои при пуске ШД и в целом уменьшить потребление тока двигателем во время микроцикла наведения. Увеличенный пусковой ток в ШД целесообразно делать в режиме позиционирования при положительном значении ускорения.

Полученные результаты экспериментальных исследований на

установке показали следующее: слежение механической рамы с СБ за Солнцем целесообразно проводить непрерывно-дискретно (с дискретностью в 3 градуса, как по азимуту, так и по углу места,) исходя из требований обеспечения заданной точности наведения на Солнце и минимального потребления электрической энергии шаговыми электроприводами; при завершении микроцикла наведения рамы с СБ на Солнце необходимо выключать драйверы ШД, чтобы исключить потребление энергии ШД; при перемещении механической рамы с СБ необходимо организовывать режим позиционирования, при этом целесообразно проводить перемещение с максимальной скоростью вращения ШД на уровне 4000 Гц, с введением ограничения по ускорению и торможению на уровне 3000 шаг/сек². Это позволяет существенно сократить потребление электрической энергии шаговыми электроприводами при наведении солнечной электростанции на Солнце.

Разработанная солнечная электростанция располагается на крыше одного из учебных корпусов ТУСУР.

Список литературы:

1. Солнечное фотоэлектрическое устройство: пат. № 128781 U1 Рос. Федерация. № 2012153448; заявл. 11.12.12; опубл. 27.05.2013 в бюл. № 15; ил.
2. Аржанов В.В., Шурыгин Ю.А., Шиняков Ю.А., Аржанов К.В.
3. Минимизация энергопотребления электроприводами в фотоэлектрической энергетической установке // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т.322. – №4. – С.146-150.

Возможности измерений стандартизованных параметров высоковольтных изоляторов при обслуживании энергетического оборудования по состоянию

Багнюк М.Ю., Баранов В.А.

Пензенский государственный университет, Россия, г. Пенза

baranov_va2202@mail.ru

Основным направлением повышения надежности и экономической эффективности функционирования высоковольтных электрических сетей является переход от технического обслуживания электрооборудования по наработке к техническому обслуживанию по состоянию. Одной из проблем, возникающих при этом переходе, является необходимость контроля электроизоляционных конструкций оборудования в системах электроснабжения с напряжением свыше 1 кВ под рабочим напряжением, т.е. непосредственно в процессе эксплуатации.

В настоящее время контроль высоковольтных электроизоляторов изоляторов многофазных электрических сетей под рабочим напряжением рекомендуется проводить неравновесно-компенсационным методом [1]. Метод распространяется на оборудование с бумажно-масляной изоляцией конденсаторного типа (вводы и трансформаторы тока с номинальным напряжением 110 кВ и более). Контроль производится путем измерения тока, протекающего через изоляцию объекта при рабочем напряжении на нем. Контролируемыми параметрами являются относительное изменение модуля комплексной проводимости, изменение тангенса угла диэлектрических потерь, относительное изменение емкости изолятора.

Контроль изоляторов основан на измерении напряжения, создаваемого на опорном резисторе суммой токов, протекающих через изоляционные конструкции фаз сети трехфазного напряжения с соответствующими комплексными сопротивлениями и фазные резисторы. При равенстве токов исправных объектов контроля и симметрии фазных напряжений сети сумма близка к нулю. Возникновение дефекта в изоляции одной из фаз вызывает увеличение тока через нее. Соответственно, увеличивается суммарный ток, пропорциональный изменению модуля комплексной проводимости дефектной изоляционной конструкции. Вероятность одновременного и одинакового изменения значений контролируемых параметров всех трех фазных изоляций объекта считается достаточно малой, чтобы неравновесно-компенсационный метод мог применяться для целей эксплуатационного контроля изоляторов.

Недостатки неравновесно-компенсационного метода контроля:

- ограниченность области применения многофазными электрическими сетями;
- необходимость вывода оборудования из эксплуатации при неравноесии фазных токов и измерений мостом переменного тока стандартных параметров всех фазных изоляторов для выявления дефектного;
- невозможность измерения параметров изоляторов, установленных стандартом [2].

Устранение перечисленных недостатков возможно путем реализации способа измерения составляющих комплексного сопротивления двухполюсника [3].

Предлагаемый способ измерения стандартных нормируемых параметров изолятора реализуется путем подключения к существующему средству контроля неравновесно-компенсационным методом коммутируемых ключами SA1 и SA2 опорных двухполюсников с сопротивлениями \dot{Z}_{02} и \dot{Z}_{03} , аналого-цифрового преобразователя напряжения АЦПН и блока управления и вычислений БУВ. Схема подключения устройства для измерения составляющих комплексного сопротивления изолятора и рабочего напряжения фазы А к средству контроля изоляторов с комплексными сопротивлениями \dot{Z}_A , \dot{Z}_B , \dot{Z}_C трехфазной сети неравновесно - компенсационным методом представлена на рис. 1. Аналогичные измерительные устройства должны быть подключены и к другим фазным резисторам.

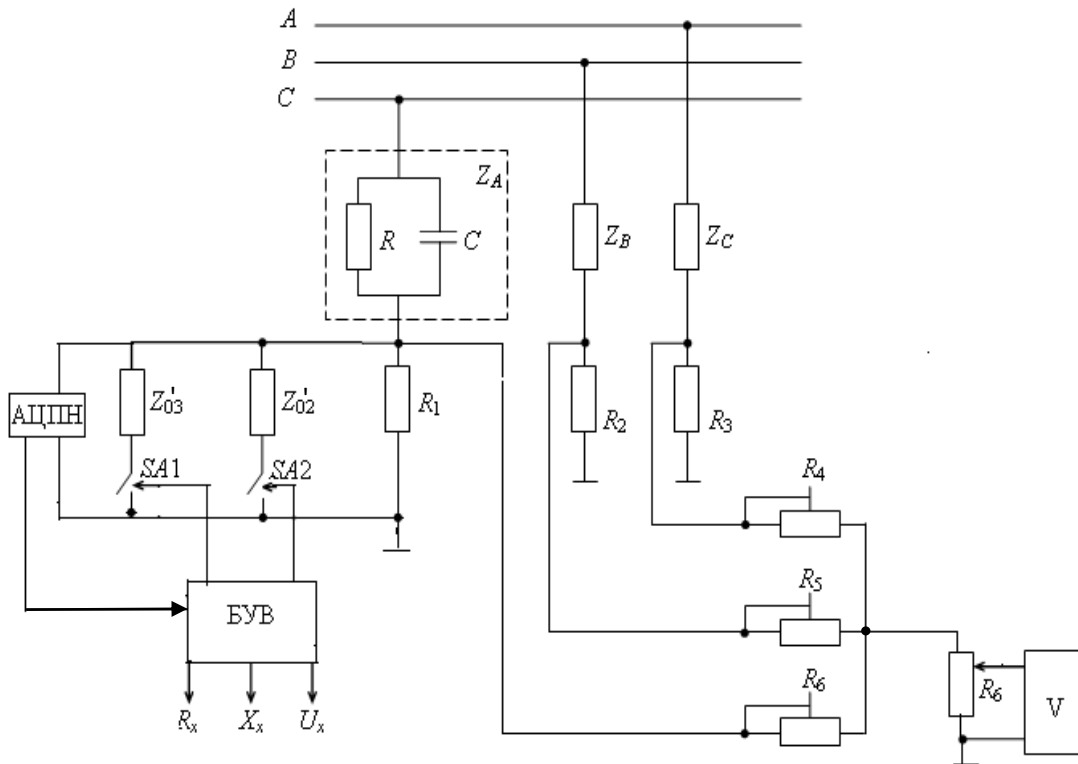


Рис. 1 Схема подключения устройства для измерения составляющих комплексного сопротивления изолятора и рабочего напряжения фазы А к средству контроля изоляторов трехфазной сети неравновесно - компенсационным методом

Измерение составляющих комплексного сопротивления осуществляется в три такта, отличающихся комплексным сопротивлением опорного двухполюсника, напряжение на котором измеряется с использованием АЦПН. Изменение комплексного сопротивления происходит за счет изменения состояния ключей SA1 и SA2. По трем значениям амплитуды напряжения БУВ вычисляет значения составляющих комплексного сопротивления.

Применение данного устройства в системах технического обслуживания энергетических систем по состоянию сдерживается необходимостью введения в существующие средства контроля изоляторов неравновесно - компенсационным методом устройств коммутации и дополнительных мер емкости и активного сопротивления.

Измерение стандартных параметров изоляторов без изменения схемы устройства, реализующего неравновесно-компенсационный метод контроля, возможно за счет использования несинусоидальности рабочего напряжения путем применения метода Прони [4] при наличии средства измерений мгновенных значений рабочего напряжения.

Несинусоидальность напряжения нормируется коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения и коэффициентами гармонических составляющих напряжения. Требования к предельным отклонениям этих параметров рабочего напряжения от номинальных значений по ГОСТ 721-77 в системах электроснабжения общего назначения установлены ГОСТ 13109 - 97 и представлены в таблице.

Нормально допустимые значения коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения составляют от 5 % (6-20 кВ) до 2 % (110-330 кВ), соответствующие предельно допустимые значения – от 3 % до 12 %.

Нормально допустимые значения коэффициента n -ой гармонической составляющей напряжения в зависимости от четности и номера гармоники установлены в диапазоне (0,2 – 6,0) %, а предельно допустимые – в 1,5 раза больше. Возможности аналого-цифровых преобразователей и вычислительных устройств современных процессорных средств измерений позволяют осуществлять спектральный анализ сигналов при таком соотношении амплитуд гармоник.

Таблица Показатели качества рабочего напряжения систем электроснабжения общего назначения

	Показатель качества	Номинальн. значение	Норма	
			Нормально допустимая	Предельно допустимая
1	Установившееся отклонение напряжения от номинального значения напряжения электрической сети	По ГОСТ 721-77	± 5 %	±10 %
2	Отклонение частоты напряжения переменного тока	50 Гц	±0,2 Гц	± 0,4 Гц
По ГОСТ 13109 - 97				
3	Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения	-	2 – 8 %	3 - 12%
4	Коэффициент n -ой гармонической составляющей напряжения, $n \leq 25$	-	0,2 – 6,0 %	0,3 – 9,0 %

Способ измерения стандартных параметров электроизолятора под рабочим напряжением на основе спектрального анализа методом наименьших квадратов Прони состоит в следующем.

Формируются выборки мгновенных значений рабочего напряжения U_S и напряжения U_0 на опорном двухполюснике R_1 . На следующем шаге выборки подвергаются процедуре Прони. Результатом применения процедуры являются амплитуда, частота, начальная фаза и затухание двух гармоник рабочего напряжения с частотами ω_1 и ω_2 .

Полученные в результате применения процедуры значения амплитуды первой и второй гармоник $U_0(\omega_1)$ и $U_0(\omega_2)$ используются для определения коэффициента деления делителя, образованного изолятором и опорным резистором, Коэффициент деления напряжения первой гармоники $K(\omega_1)$ и коэффициент деления напряжения второй гармоники $K(\omega_2)$ определяются, соответственно, уравнениями

$$K(\omega_1) = \sqrt{\frac{R_1(R + R_1)^2 + (R_1/(\omega_1 C))^2}{((R + R_1)^2 + (1/\omega_1 C)^2)^2}} = \frac{U_S(\omega_1)}{U_0(\omega_1)}$$

$$\text{и } K(\omega_2) = \sqrt{\frac{R_1(R + R_1)^2 + (R_1/(\omega_2 C))^2}{((R + R_1)^2 + (1/\omega_2 C)^2)^2}} = \frac{U_S(\omega_2)}{U_0(\omega_2)}.$$

Система этих уравнений решается относительно стандартных параметров изолятора: активного сопротивления R и емкости C .

Вывод. Измерение стандартных параметров высоковольтного изолятора по рабочим напряжением на базе устройства контроля неравномерно – компенсационным методом возможно двумя способами: на основе делителя напряжения с тремя состояниями и на основе обработки измерительных сигналов методом наименьших квадратов Прони.

Список литературы:

1. Методические указания по контролю электрооборудования под рабочим напряжением РАО «ЕЭС России» - М. 1996 – 16 с.
2. ГОСТ 30141–96 Измерители электрической емкости, активного сопротивления и тангенса угла потерь высоковольтные. Общие технические условия
3. Способ измерения составляющих комплексного сопротивления двухполюсника и напряжения на нем: пат. 2214609 Рос. Федерация, № 20001124545/09, заявл. 4.09.01, опубл. 20.10.2003, Бюл. №4. – 7 с.
4. Марпл.-мл. С. Л. Цифровой спектральный анализ и его приложения: Пер. с англ. – М.: Мир, 1990. – 584с.

Исследование метода фазного управления с целью повышения динамической устойчивости microgrid систем

Балабанюк О.Д.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

olga.balabanyuk@mail.ru

В последние несколько лет в России наблюдается растущий интерес к такому направлению электроэнергетики как Smart grid (от англ. «умная сеть», «умная энергетическая система»), которая получила название Интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС).[1]Её характеризуют следующие признаки:

- наличие необходимых исполнительных органов и механизмов, позволяющих в режиме реального времени изменять параметры и характеристики сети в зависимости от режимов работы энергосистемы, а также взаимодействовать со смежными энергетическими объектами;
- наличие средств измерений текущих режимных параметров - системы сбора и обработки данных (программно-аппаратные комплексы), а так же средств автоматической оценки текущей ситуации и построения прогнозов работы сети;
- высокое быстродействие управляющей системы и информационного обмена.[2]

Такая энергосистема обладает большими возможностями для управления и способна оказаться существенно более эффективной в работе по ряду показателей, по сравнению с традиционной (наблюдаемость, управляемость, надежность, минимизация потерь). Однако процесс перехода к ней сопряжен с рядом изменений: в способе построения сети - распределенная генерация, использовании возобновляемых источников энергии, параметров и состава используемого оборудования: накопителей энергии, сетевой силовой электроники (класса FACTS), системы распределенного мониторинга параметров режима (класса СМРР, WAMS), управляемой нагрузки, продвинутых измерительных систем и т.д.

Одной из важных особенностей Smart grid является возможность подразделяться на ряд менее крупных, локальных, автономных энергосистем – Micro grid. Способность Micro grid систем переходить из режима, в котором они работают параллельно с системой, в режим автономной работы в аварийных ситуациях, а так же производить обратную синхронизацию с Smart grid в автоматическом режиме, является одной из наиболее актуальных их свойств. А обеспечение этой способности – задача, для решения которой требуются тщательно продуманные средства управления, поэтому изучение динамики Micro Grid и похожей на них распределенной системы источников представляет большой интерес.

Среди сфер применения Micro grid сетей можно отметить аварийные службы, медицинские учреждения, военные базы, в отдельных случаях - существующую параллельную работу дизель -генераторов с промышленной электросетью.

Однако не все параметры электрической сети возможно беспрепятственно «децентрализовать», иными словами существуют определённые трудности по переключению автономной системы из состава Smart grid в Micro grid, и обратно. Например, такой параметр как частота, является общесистемным, поэтому со стороны Системного Оператора осуществляется контроль её показателей, зависящих от сбалансированности процессов производства, передачи и потребления активной мощности во всей энергосистеме. Существование режима электрической

сети переменного тока возможно только при устойчивой одновременной параллельной работе в сети синхронных машин, как синхронных генераторов, так и двигателей. Конечно, не в отрыве от решения задачи устойчивости асинхронной нагрузки, которая в большей степени связана с управлением напряжения и реактивной мощности и проще поддается децентрализации. В простейшем случае системы Micro grid могут быть представлены как взаимосвязь генерации и нагрузки. Существуют такие режимы, в которых $P_{нагр} < P_{ген}$, например, в ночные часы, тогда Micro grid может выдавать мощность в систему Smart grid, именно тогда возникает вопрос о динамической устойчивости систем.

Впервые эксперименты по использованию регулирования фаз напряжений для сохранения динамической устойчивости системы были проведены в 30-ых, 40-ых годах. С появлением фазного регулятора в простейшей схеме зависимость мощности принимает следующий вид: $P = f(\alpha, \delta)$, где α - угол фазового сдвига фазного регулятора.

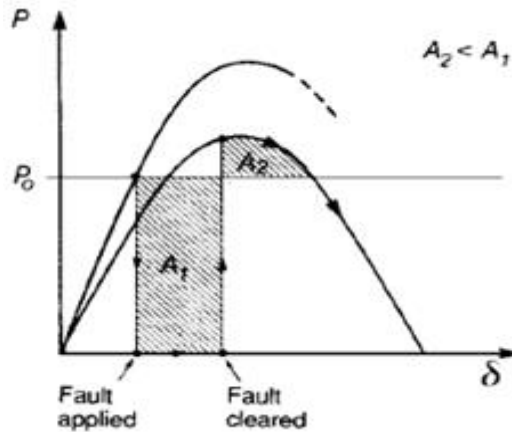


Рис.1. P-δ характеристика генератора в простой системе генератор-шины бесконечной мощности

Из Рис.1 видно, что устойчивость системы после сильного возмущения (например, короткого замыкания или отключения одной из параллельных линий) нарушается, так как площадь ускорения A_1 больше площади торможения A_2 .

При введении в схему фазный регулятор изменяет характеристику мощности от

$$P = \frac{U \cdot E}{X} \cdot \sin(\delta)$$

До

$$P = \frac{U \cdot E}{X} \cdot \sin(\delta \pm \alpha)$$

где

U -напряжение на шинах; E -э.д.с. генератора; X -эквивалентное сопротивление между э.д.с. генератора и напряжением на шинах.

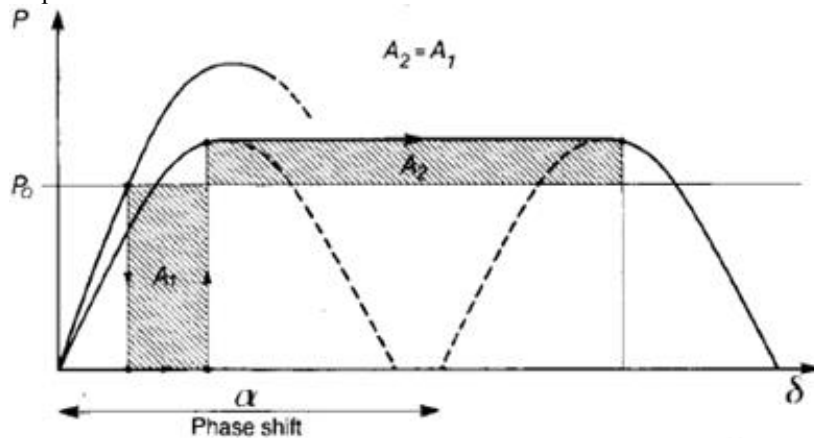


Рис.2. P-δ характеристика генератора в системе генератор-шины бесконечной мощности с применением фазного управления.

Из рисунка видно, что устойчивость системы сохранилась, так как площадь ускорения соответственно равна площади торможения, $A1=A2$, благодаря действию фазного регулятора-дополнительного сдвига угла [4]. Изменение угла сдвига фаз дает специальное фазосдвигающее устройство, включенное в линию электропередачи: фазы напряжений на выходе этого устройства не совпадают с фазами напряжений на его входе. В простейшем случае таким устройством может быть силовой трансформатор с коэффициентом трансформации, равным единице, и изменяемой (посредством переключения в нужный момент) схемой соединения обмоток, а так же устройства FACTS, позволяющие реализовывать дискретное фазное управление и достаточно быстро изменять фазы напряжений, например, частотный преобразователь.

Для исследования метода фазного управления был использован математический пакет программ Matlab Simulink, в котором реализована схема, составленная согласно уравнения движения ротора [4]:

$$d \frac{(\delta)^2}{dt^2} = \frac{P_T - P_d - P_{\sin \alpha}}{1 + (K_d)^2}$$

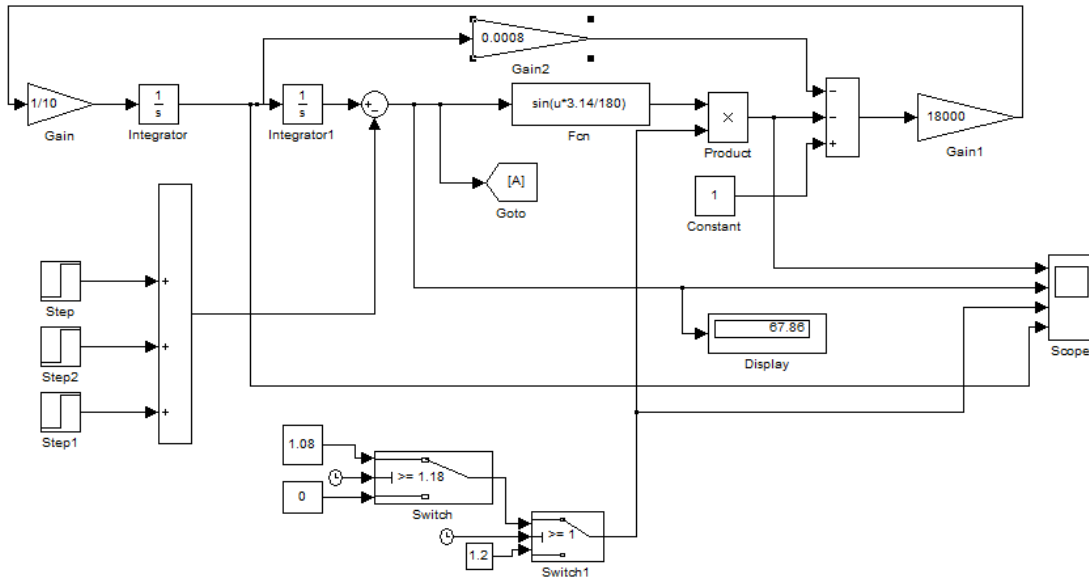


Рис.3. Исходная схема исследования динамической устойчивости синхронного генератора при помощи фазового управления

В данной схеме реализован метод дискретного фазного регулирования.

Основные параметры схемы:

$P_{doav}=1.2$ о.е. - максимальное значение мощности генератора до аварийного режима (с учётом $K_3=20\%$);

$P_{av}=0$ о.е. - максимальное значение мощности генератора аварийного режима;

$P_{p/a}=1.08$ о.е. - максимальное значение мощности генератора послеаварийного режима (с учётом $K_{зав}=8\%$);

$t_{апв}=0.5$ с - время перерыва питания или время аварии;

$K_d=0.0008$ - коэффициент демпфирования

$T_j=10$ с - постоянная механической инерции

$P_T=1$ о.е. - мощность турбины

Перерыв питания составляет $t_{апв}=0.5$ с, что соответствует допустимому по условию релейной защиты перерыву питания для энергосистем 6-10 кВ, угол фазового сдвига $\theta=44.38^\circ$.

Из Рис.4 видно, что в данной случае реализован одиннадцатикратный фазовый сдвиг: $\theta=46^\circ$ в момент времени $t=1.25$ с, $t=1.36$ с, $t=1.445$, $t=1.5$, $t=1.59$, $t=1.67$, $t=1.77$, $t=1.89$, $t=2.05$, $t=2.25$, $t=2.61$ с. По виду графика изменения $\delta(t)$, а так же так как угол стремится к установившемуся значению $\delta_{уст}=67,85^\circ$, можно утверждать о сохранении динамической устойчивости системой. Максимальный перерыв питания с сохранением динамической устойчивости без фазного управления составил $t_{апв}=0,08$ с.

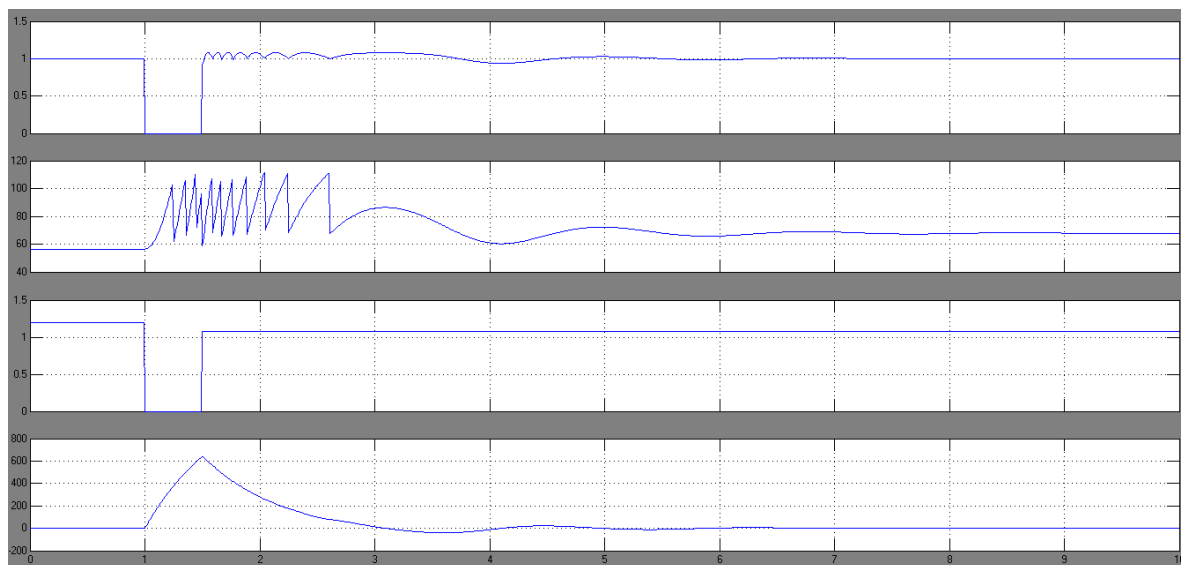


Рис.4.Графики изменения основных параметров генератора при перерыве питания 0.5 с и фазном управлении

Выводы:

1.Очень часто значение паузы АПВ является одним из важных факторов в предотвращении развития крупных аварий. Метод фазного управления способствует увеличению площади торможения зависимости $P(\delta)$, что, в свою очередь, позволяет увеличить паузу АПВ, согласно полученным данным до 0.5 с для сети 6-10 кВ.

2.Использование метода фазного управления позволяет повысить динамическую устойчивость системы.

3.Частотный преобразователь может быть использован в качестве средства реализации метода фазного управления.

Список литературы:

1. Энергоэксперт.- 2009.- № 4. – С. 15.
2. Дорофеев В.В., Макаров А.А. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России // <http://www.fsk-ees.ru>
3. Abdel-AtyEdris, Senior Member , IEEE, Abstract ‘Enhancement of first-swing stability using a high speed phase shifter’ from ‘Transactions on power systems’-р.6.
4. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. Учебник для электроэнергетич. Специальностей вузов. Изд. 3-е, переработ. И доп.- М.: «Выш.школа», 1978.

Оценка состояния маслонаполненного оборудования акустическим методом

Батрак А.П., Чупак Т.М., Малеев А.В.

Сибирский федеральный университет, Россия, г. Красноярск

tatyana_chupak@mail.ru

Эффективность и экономичность работы электрических сетей во многом определяется надежностью работы высоковольтного оборудования. Постепенное его старение происходит во всех промышленно развитых странах. Повышение уровней напряжения и снижение запасов прочности в оборудовании последних поколений остро поставили вопрос оперативной оценки его состояния в режиме реального времени.

Совершенствование методов диагностики и анализа диагностической информации повышает объективность оценки технического состояния высоковольтного маслонаполненного оборудования, что позволяет планировать и проводить своевременное техническое обслуживания, повышает надёжность работы электрооборудования, продлевает его ресурс, экономит средства, снижает ущерб от недоотпуска электроэнергии [1].

Все существующие системы мониторинга (как позиционируют их на рынке фирмы производители) можно разбить на три основные группы:

- системы технологического и эксплуатационного мониторинга (системы диспетчерского и местного управления режимами работы энергетического оборудования), целью которых является реализация технологического назначения оборудования;

- системы автоматической защиты и блокировки для аварийного отключения и защиты, предназначенные для снижения ущерба от аварийных режимов работы;

- системы диагностического мониторинга, целью которых является предотвращение возможности возникновения аварийных режимов на энергетическом оборудовании. При помощи систем диагностического мониторинга решается задача эффективного управления эксплуатацией и ремонтом оборудования. В зарубежной литературе для них существует специальный термин «Life Management» - управление жизнью оборудования.

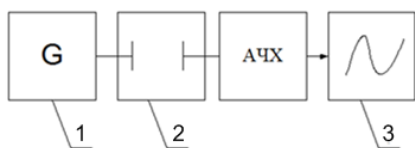
Системами управления технологическими режимами работы оборудования, и системами РЗА различного уровня в настоящее время оснащено практически все эксплуатируемое высоковольтное оборудование. Следующим шагом, повышающим надежность работы энергетического оборудования, активно реализуемым при создании современных «необслуживаемых энергетических предприятий», является внедрение систем диагностического мониторинга, позволяющих минимизировать затраты на обслуживание, и дистанционно управлять техническим состоянием, а также сроком жизни оборудования.

Стратегия «ремонт по техническому состоянию» основывается на использовании экспертных оценок, методов и технических средств диагностики, мониторинга и прогнозирования состояния электрооборудования [2].

Развитие дефекта маслонаполненного энергооборудования может характеризоваться одним или несколькими параметрами, позволяющими проследить динамику развития дефекта и идентифицировать аварийное (предаварийное) состояние единицы энергооборудования.

Одним из надёжных методов диагностики может стать акустический метод оценки состояния оборудования по эксплуатационным характеристикам жидкой изоляции.

Для эксперимента было взято трансформаторное масло и акустическим методом определялась увлажнённость и содержание целлюлозы.



Принципиальная схема предлагаемого способа диагностики представлена на рисунке 1.

Рис. 1. Принципиальная схема измерительной системы:
1 – генератор белого шума; 2 – излучатель; 3 – измерительная система.

Схема реализована в среде MATLAB 7.

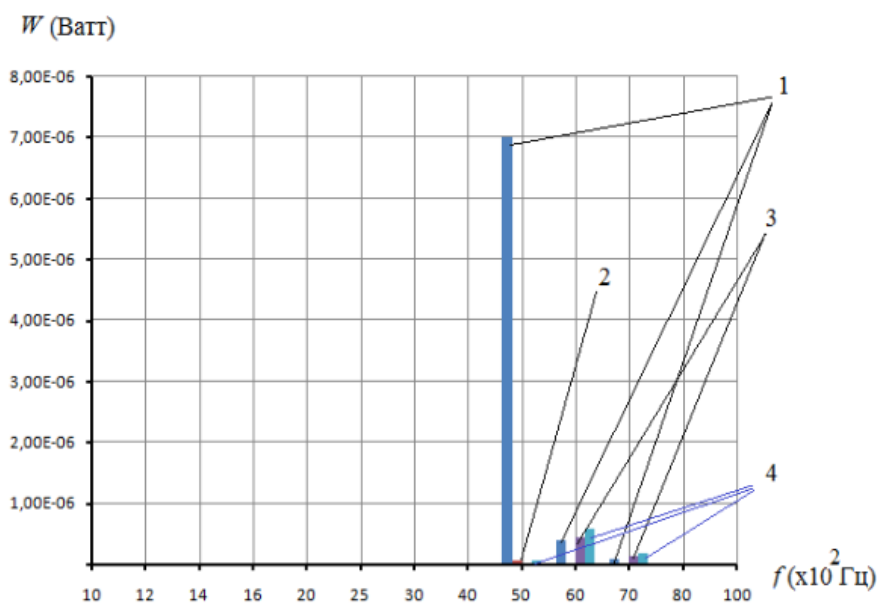


Рис. 2. Амплитудно-частотная характеристика трансформаторного масла в зависимости от содержания влаги:

1 – содержание влаги 0,355%; 2 – содержание влаги 0,224 %;
3 – эталонное масло; 4 – содержание влаги 0,0994%.

С помощью предлагаемого способа проведен ряд опытов. В результате исследования выявлена высокая чувствительность метода к содержанию влаги и целлюлозы в трансформаторном масле.

За точку отсчёта взят образец свежего трансформаторного масла.

На рисунке 2 представлен совмещённый спектр для образцов, содержащих различное количество влаги.

Массовая доля влаги измерялась с помощью весов AD gf 400, абсолютная погрешность которых равна $\pm 0,001$ г.

Показания средних для частоты 5000 Гц для образцов с содержанием влаги 0,3% в сравнении с эталонным образцом отличается в 200 раз по интенсивности.

Стандартная неопределённость показаний по интенсивности для выборки в десять контрольных точек образца с содержанием влаги 0,3% составила $\pm 4,08 \cdot 10^{-7}$ Вт.

Основываясь на исследованиях, можно предположить, что частота 5000 Гц в акустическом спектре трансформаторного масла является несущей по содержанию влаги.

На рис. 3 представлены результаты исследования влияния содержания целлюлозы на акустические параметры.

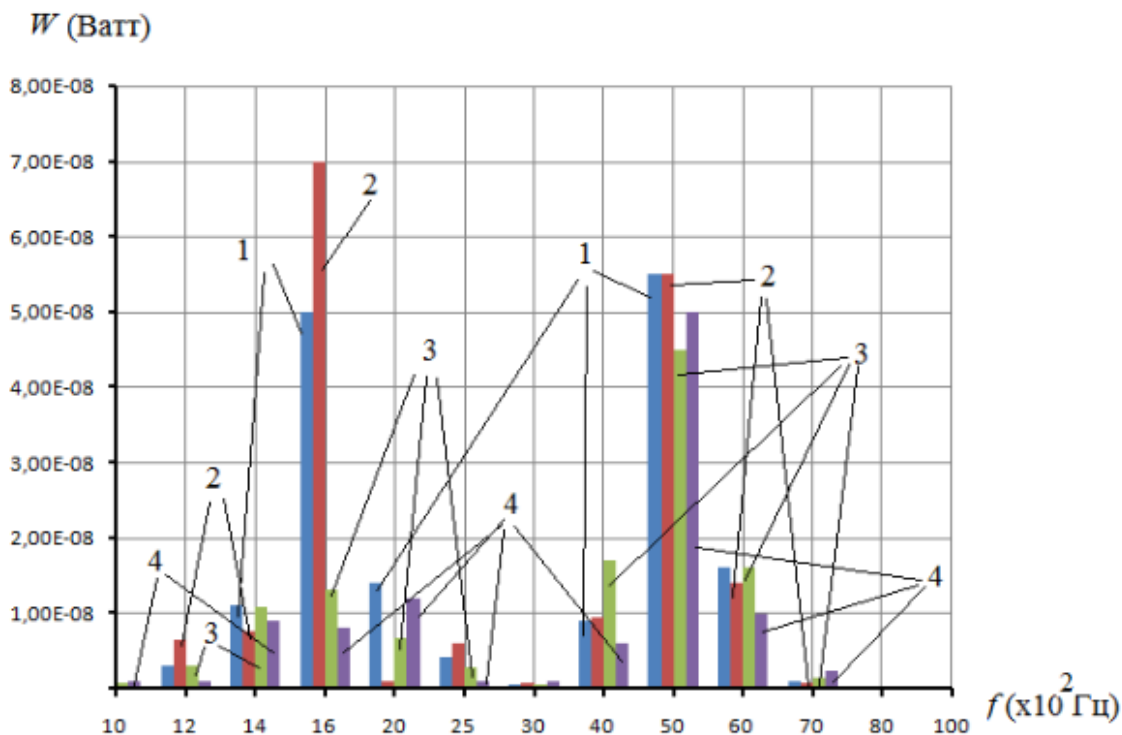


Рис. 3. Амплитудно-частотная характеристика трансформаторного масла в зависимости от содержания целлюлозы:

- 1 – содержание массовой доли целлюлозы 0,06 %; 2 – содержание целлюлозы 0,18%;
3 – содержание 0,31%; 4 – частотная характеристика эталонного образца.

Порядок определения массовой доли целлюлозы аналогичен методике определения влаги.

Массовая доля измерялась в трёх точках процентной шкалы массы 0,06, 0,18, 0,31. В каждой точке процентной шкалы массы снималась амплитудно-частотная характеристика.

При определении массовой доли использовался прямой метод измерения. Условия проведения испытаний соответствуют ГОСТ 12.1.027-80.

Способ измерения заключается в последовательном взвешивании эталонного образца после каждого ввода целлюлозы.

Суммарная погрешность (допуск погрешности) при данной методике измерений не превысила 0,000496 грамм.

В результате работы установлена корреляционная зависимость мощности звука от содержания влаги и целлюлозы; определена значимость перечисленных факторов; найдены статистические функции изменения мощности звука от содержания влаги и целлюлозы; определен коэффициент демпфирования факторов по частоте.

Таким образом, предлагаемый способ оценки содержания влаги и целлюлозы в трансформаторном масле позволяет сделать вывод о том, что он пригоден при проведении диагностики жидкой изоляции силового маслонаполненного оборудования, в частности, силовых маслонаполненных трансформаторов.

Список литературы:

1. Мордкович А.Г. О построении подсистем мониторинга, управления и диагностики оборудования подстанций сверхвысокого напряжения и их интеграция в АСУ ТП ПС / А.Г. Мордкович, П.А. Горожанкин // Электрические станции. – 2007. – № 6. – С. 44–54.
2. Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов / Б. А. Алексеев. – М.: НЦ ЭНАС, 2002 г. – 216 с.

Технико-экономическое обоснование применения проводов нового поколения

Белан Р.А.

*Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск
laim-lama@mail.ru*

Одной из ключевых отличительных особенностей неизолированных проводов нового поколения для ВЛ от типовых сталеалюминевых (АС, АCSR), помимо увеличенной рабочей температуры провода (вплоть до 3,3 раза), улучшенных механических характеристик, уменьшенного активного сопротивления и сниженной интенсивности гололедных отложений и коррозии, являются большие в 1,1-2,7 раза (в зависимости от марки) допустимые длительные токи. В связи с этим основной областью применения данных проводов являются линии с непродолжительной, но большой пиковой нагрузкой, превышающей возможности передачи максимальной мощности по ВЛ с традиционными проводами. Такие линии можно отнести к ВЛ повышенной пропускной способности (ППС).

Рассмотрим задачу увеличения нагрузочного тока ВЛ 220 кВ (выделяется производителями наряду со 110 кВ в качестве наиболее оптимальных классов напряжения для использования проводов нового поколения) с 600 до 900 А (определяется наибольшей передаваемой мощностью по ВЛ 220 кВ – 200 МВт [1, с. 21]). На существующей линии установлены одноцепные опоры, рассчитанные на провода АС 240/32 – АС 500/64, на опорах подвешен провод АС 240/32 ($I_{доп} = 605$ А).

Общая характеристика района прохождения линии:

- 1) Месторасположение ВЛ – Западная Сибирь.
- 2) Длина ВЛ – 100 км (средняя длина ВЛ 220 кВ [2, с. 70]).
- 3) Рельеф местности – равнинный.

Под опоры ВЛ изымаются земли сельхозугодий.

Сравниваемые варианты:

- 1) Строительство новой ВЛ 220 кВ параллельно существующей с проводами марки АС 240/32 ($I_{доп\Sigma} = 1210$ А).
- 2) Замена проводов существующей ВЛ на провода большего сечения АС 500/64 ($I_{доп} = 945$ А) с сохранением опор.
- 3) Замена провода АС на провод нового поколения равного или близкого диаметра (с целью возможной экономии на приобретении линейной арматуры).
- 4) Замена опор существующей ВЛ на двухцепные и подвеска дополнительной цепи с использованием провода АС 240/32. Не рассматривается как заведомо более капиталоемкий проект.

Из трех оставшихся вариантов, строительство параллельной ВЛЭП является наиболее дорогостоящим и труднореализуемым проектом, так как во втором и третьем случае маловероятны проблемы с землеотводом, имеется возможность продажи существующих проводов (учет остаточной стоимости демонтируемого оборудования), не говоря уже об экономии на закупке новых опор.

Произведем упрощенную оценку капиталоемкости вариантов 2 и 3. Согласно [3], стоимость провода АС 500/62 ($d = 30,6$ мм) в 2 раза превышает цену на АС 240/32 ($d = 21,6$ мм). Из

всех марок проводов нового поколения, в настоящее время представленных на российском рынке (всего 15), выбираем наиболее энергоэффективный и недорогой провод – АСк2у 300/39 (Iдоп = 1122 А, d = 21,5 мм), чья стоимость, как указано в [4], превышает стоимость провода АС всего в 1,3 раза (см. рис. 1). Таким образом, даже с учетом необходимости приобретения более дорогостоящей линейной арматуры, возможного привлечения специального оборудования и обучения монтажного персонала, вариант 3 с применением отечественного провода марки АСк2у обеспечит меньшие капитальные затраты на решение поставленной задачи.

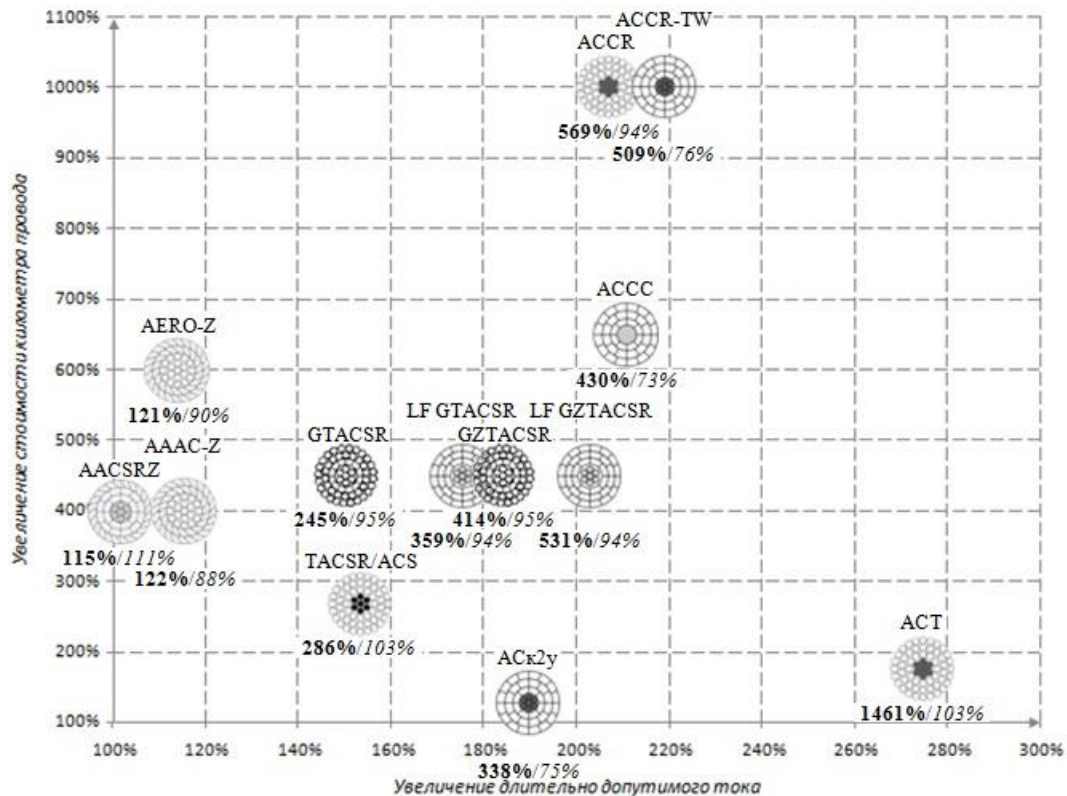


Рис. 1. Диаграмма средних параметров проводов нового поколения, в процентах от соответствующих параметров провода марки АС

Примечание:

Для марки провода в виде дроби указаны:

1. в числителе (жирным) – средние по марке среднегодовые максимальные потери активной мощности в процентах от соответствующих потерь в проводе АС равного диаметра;
2. в знаменателе (курсивом) – средние по марке среднегодовые эксплуатационные издержки в процентах от соответствующих издержек при эксплуатации провода АС равного диаметра, нагруженного на его длительно допустимый ток.

Источник: составлено автором.

Приблизительно полные затраты на проект за расчетный период (принимается равным 10 годам для ЕНЭС и основной сети ОЭС [2, с. 290]) при условии, что капитальные вложения носят единовременный характер (ввод ВЛ в работу происходит в течение первого года), можно оценить по следующему выражению:

$$Z = K + T(\text{Ипост} + \text{Ипер}),$$

где K – капитальные затраты; T – расчетный период; Ипост – ежегодные издержки на ремонты и обслуживание ВЛ (для ВЛ 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах принимаются 0,8 % капитальных затрат [2, с. 289]); Ипер – затраты на возмещение потерь электроэнергии.

Таким образом, к концу расчетного периода затраты на реализацию проекта составят:

$$Z = 1,08K + 10\text{Ипер}.$$

Условно принимая, что капитальные вложения для обоих вариантов приблизительно равны, можно заключить, что суммарные затраты данных проектов будут отличаться лишь на величину приведенных переменных издержек.

Вычислим расходы на потери электроэнергии за рассматриваемый период. Расчет производится в следующем порядке:

- 1) Задаются начальные условия расчета:
 - среднегодовая температура окружающей среды, t'_0 , °C (принимается равной 1,3 °C для г. Новосибирска [5]);
 - длина ВЛ, L , км;
 - коэффициент, учитывающий влияние дополнительных потерь в линейной арматуре, $k_{арм}$ (для ВЛ 110 кВ и выше – 1,02 [6, с. 52]);
 - время использования максимума нагрузки, T_{max} , ч (равно 5650 ч для крупных городов со стационарными электроплитами [7]);
 - прогнозная средневзвешенная нерегулируемая цена на электроэнергию на оптовом рынке, T_{cp} , руб./МВт·ч (в состоянии на ноябрь 2013 г. для потребителей ОАО «Новосибирскэнергосбыт» – 897,88 руб./МВт·ч [8]).
 - токовая нагрузка, I , А.
 - 2) Принимаются исходные данные для провода [2, с. 76; 9]:
 - площадь поперечного сечения, S , мм²;
 - удельное сопротивление постоянному току при 20 °C, r_0 , Ом/км;
 - коэффициент температурного сопротивления при 20 °C, α , 1/°C.
 - 3) Рассчитываются значения следующих величин:
 - плотности тока, j , А/мм²;
 - удельного активного сопротивления провода, r'_0 , Ом/км [6, с. 51];
 - потерь активной мощности в трехфазной ВЛ, ΔP , МВт.
 - времени максимальных потерь, τ , ч [10, с. 185];
 - потерь электроэнергии, ΔW , МВт·ч [10, с. 184] (определяются упрощенно, без учета потерь холостого хода и потерь на корону);
 - переменных эксплуатационных издержек, $I_{пер}$, млн. руб.
- Все вычисления выполняются в программной среде Mathcad:

Исходные данные:

$$t'_0 := 1.3 \text{ } ^\circ\text{C} \quad L := 100 \text{ км} \quad k_{арм} := 1.02 \quad T_{max} := 5650 \text{ ч} \quad T_{cp} := 897.88 \frac{\text{руб}}{\text{МВт}\cdot\text{ч}}$$

$$I := 900 \text{ А}$$

$$\text{АС 500/64:} \quad S := 553.5 \text{ мм}^2 \quad r_0 := 0.058 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad \alpha := 0.00403 \frac{1}{^\circ\text{C}}$$

$$j := \frac{I}{S} = 1.626 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2} \quad r'_0 := r_0 \cdot k_{арм} \cdot \left[1 + \alpha \cdot \left(t'_0 - 20 + 8.3 \cdot j^2 \cdot \sqrt{\frac{S}{300}} \right) \right] = 0.0618 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$\Delta P_{max} := 3 \cdot I^2 \cdot r'_0 \cdot L \cdot 10^{-6} = 15.019 \text{ МВт} \quad \tau := \left(0.124 + \frac{T_{max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4158.556 \text{ ч}$$

$$\Delta W := \Delta P_{max} \cdot \tau \cdot 10^{-3} = 62.459 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч} \quad I_{пер} := \Delta W \cdot T_{cp} \cdot 10^{-3} = 56.081 \text{ млн.руб.}$$

$$I_{пер\Sigma} := 10 \cdot I_{пер} \cdot 10^{-3} = 0.561 \text{ млрд.руб.}$$

Таким образом, затраты на возмещение потерь электроэнергии для третьего варианта в 1,8 раза превосходят соответствующие затраты для второго, из чего можно заключить, что замена существующего провода на провод большего сечения АС 500/64 является более экономически выгодным вариантом.

$$\begin{aligned}
 \text{АСк2у 300/39:} \quad S &:= 336.1 \text{ мм}^2 & r_{0\omega} &:= 0.0948 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} & \alpha &:= 0.004 \frac{1}{^\circ\text{C}} \\
 j_w &:= \frac{I}{S} = 2.678 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2} & r'_{0\omega} &:= r_{0\omega} \cdot k_{\text{арм}} \left[1 + \alpha \left(r_0 - 20 + 8.3 \cdot j^2 \cdot \sqrt{\frac{S}{300}} \right) \right] = 0.1138 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \\
 \Delta P_{\text{max}} &:= 3 \cdot I^2 \cdot r'_{0\omega} \cdot L \cdot 10^{-6} = 27.66 \text{ МВт} \\
 \Delta W &:= \Delta P_{\text{max}} \cdot T \cdot 10^{-3} = 115.027 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч} & I_{\text{пер}} &:= \Delta W \cdot T_{\text{ср}} \cdot 10^{-3} = 103.28 \text{ млн. руб.} \\
 I_{\text{пер}\Sigma} &:= 10 \cdot I_{\text{пер}} \cdot 10^{-3} = 1.033 \text{ млрд. руб.}
 \end{aligned}$$

Данный вывод позволяет утверждать о целесообразности использования проводов нового поколения в случаях их долговременной загрузки не больше, чем на токи, соизмеримые с длительно допустимыми для соответствующих (по диаметру) проводов марки АС, по причине значительного возрастания переменной составляющей эксплуатационных издержек; либо в случаях, когда применение инновационных проводов единственно возможно, ввиду их лучших технических характеристик.

Список литературы:

1. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.: ил.
2. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2007. – 352 с.: ил.
3. Прайс-лист на провод АС [Электронный ресурс] // ООО «Русский стиль». – Режим доступа: kolchck.ru/modules.php?name=Price&m=10&text=%C0%D1+.
4. Инновационные конструкции проводов для высоковольтных линий электропередачи [Электронный ресурс] // Журнал «КАБЕЛЬ-news». – 2012. – № 2. – Режим доступа: www.ruscable.ru/print.html?p=/article/Innovacionnye_konstrukcii_provodov_dlya.
5. СП 131.13330.2012. Свод правил. Строительная климатология. Актуализированная версия СНиП 23-01-99*. – М., 2012.
6. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко. – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.: ил.
7. Годовое число часов использования максимума нагрузки Tmax [Электронный ресурс] // Онлайн Электрик: Сервис для электроэнергетиков. – Режим доступа: www.online-electric.ru/dbase/tmax.php?type=%E3%EE%F0%EE%E4&tmax=&cols=* &query=.
8. Расчет прогнозных предельных уровней нерегулируемых цен на розничных рынках электрической энергии (мощности) для потребителей ОАО «Новосибирскэнергообл» (ноябрь 2013 г.) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.nskes.ru/showfile.php?id=3152.
9. Каталог продукции ООО «ТД «УНКОМТЕХ». – С. 22-31.
10. Лыкин А.В. Электрические системы и сети: учеб. пособие. – М.: Университетская книга; Логос, 2008. – 254 с.

Математическое моделирование электротехнических устройств с накапливающимися повреждениями при оценке структурной надежности ЭЭС

Булычев В.В., Вдовина О.И., Обоскалов В.П., Шалина Е.П.

Уральский Федеральный Университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, Россия, г. Екатеринбург

bulychev.vladislav-91@yandex.ru

В электроэнергетической системе существуют элементы со стареющим типом отказа, описываемым математической моделью накапливающихся повреждений. В качестве примеров здесь можно указать изоляцию проводников, подверженную переменному тепловому воздействию, выключатели, рассчитанные на заданное число отключаемых токов коротких

замыканий, устройства с невозстанавливаемыми резервными элементами, например, гирлянды изоляторов, совокупность запасных элементов, расходуемая по мере отказа рабочих элементов и др.

Известно, что интенсивность отказа подобных устройств имеет возрастающий характер, а длительность безотказной работы описывается такими распределениями, как Вейбулла, гамма, нормальное [Ошибка! Источник ссылки не найден.–Ошибка! Источник ссылки не найден.]. Однако в расчетах структурной надежности (СН) электроэнергетических систем (ЭЭС) основным допущением является экспоненциальный характер функции распределения. Отсюда при расчетах СН ЭЭС возникает проблема моделирования упомянутых устройств, особенно в динамических процессах с неустановившимися значениями вероятностей состояний. Одним из возможных подходов здесь является представление реального процесса эксплуатации устройства как многостадийного, с экспоненциальным распределением срабатывания на каждой стадии эквивалентного ресурса.

Процесс срабатывания ресурса электротехнического устройства достаточно наглядно иллюстрируется на модели силового выключателя, для которого заводом-изготовителем указывается предельное число N_H отключений номинального тока I_H короткого замыкания. Поскольку реальный ток отключения КЗ значительно меньше номинального, то дополнительно указывается предельное число отключений, например, половинного тока КЗ. При этом, как правило, произведение предельного числа N_k отключений на соответствующий ток I_k отключения, $R_{max} = N_H I_H = N_k I_k$ (кА) остается неизменным. Отсюда величину R_{max} можно рассматривать как ограниченный коммутационный ресурс выключателя [Ошибка! Источник ссылки не найден., Ошибка! Источник ссылки не найден.]. Непрерывный процесс срабатывания ресурса можно представить как дискретный с постоянной единичной величиной срабатываемого ресурса, равной математическому ожиданию тока КЗ. В этом случае $R_{ед}$ может служить основанием для определения параметров многостадийного процесса. Действительно,

$$\gamma = \frac{R_{max}}{R_{ед}}$$

число стадий определяется отношением γ , а интенсивность срабатывания ресурса при экспоненциальном распределении определяется параметром потока КЗ.

Математическое ожидание (МО) единичного срабатывания ресурса выключателя определяется исходя из анализа реальной схемы коммутации. В частности при коммутации токов КЗ на отходящей линии электропередачи (ЛЭП) $\alpha - \beta$ присоединения с односторонним питанием, с токами КЗ в начальном и конечном узлах I_α, I_β соответственно, и параметрами потока КЗ на ЛЭП ω_L и на присоединении ω_β

При этом параметр потока коммутаций выключателя при отключении КЗ определяется суммой $\omega_B = \omega_L + \omega_\beta$.

Средний на ЛЭП ток КЗ определяется исходя из соотношений для токов в начале и конце ЛЭП:

$$I_{ср,ЛЭП} = \frac{1}{L} \int_0^L \frac{U}{x_\alpha + x_0 l} dl = \frac{U}{x_0 L} \ln \left(\frac{x_\alpha + x_0 L}{x_\alpha} \right) = \frac{U}{x_0 L} \ln \left(\frac{I_\alpha}{I_\beta} \right),$$

где U , x_0 , L – соответственно напряжение, удельное сопротивление и длина ЛЭП; x_α – эквивалентное сопротивление от источника питания до узла α .

Поскольку

$$I_\alpha = \frac{U}{x_\alpha}; I_\beta = \frac{U}{x_\alpha + x_0 L},$$

то

$$x_0 L = U \cdot \left(\frac{I_\alpha - I_\beta}{I_\alpha I_\beta} \right),$$

и в результате

$$I_{\text{ср,ЛЭП}} = \frac{I_{\alpha} I_{\beta}}{I_{\alpha} - I_{\beta}} \ln \left(\frac{I_{\alpha}}{I_{\beta}} \right).$$

Расход ресурса характеризует процесс старения элемента и вероятность его отказа: в начальный момент времени (начало эксплуатации устройства) ресурс максимален, а в ходе эксплуатации устройства он постепенно снижается до нулевого значения. Изменение ресурса происходит непрерывно (величина отключаемого тока КЗ), но для практических расчетов динамического процесса его можно представить дискретно, через математическое ожидание – с каждым новым КЗ ресурс сокращается на (рис.1), где i - порядковый номер стадии, P_i - вероятность прохождения стадии i .

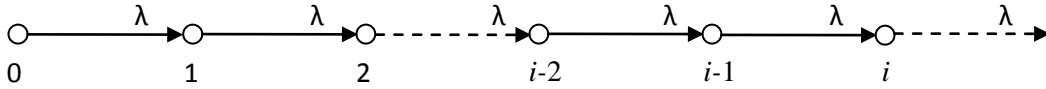


Рис. 1. Многостадийный процесс

При допущении экспоненциального характера функции распределения расхода ресурса математическая модель его изменения относится к марковским процессам, где вероятность состояния системы в следующий дискретный момент времени не зависит от того, как случайный процесс протекал в прошлом, а зависит только от состояния, в котором процесс находится в настоящий момент.

Это дает возможность провести аналогию между расходом ресурса и дискретным стационарным стохастическим процессом, где можно использовать математический аппарат теории структурной надежности, в частности метод пространства состояний [**Ошибка! Источник ссылки не найден., Ошибка! Источник ссылки не найден.**].

Однородный процесс Маркова описывается линейной системой дифференциальных уравнений (СДУ):

$$\begin{cases} \bar{P}'(t) = \bar{P}(t) \cdot L; \\ \sum P_i(t) = 1, \end{cases}$$

где $\bar{P}(t)$ – вектор-строка из вероятностей состояния системы, L - матрица интенсивностей

переходов, элементы которой $L_{ij} = \lambda_{ij}$ и $L_{ii} = -\sum_{j \neq i} \lambda_{ij}$.

В многостадийном процессе возможен единственный переход от текущего состояния к последующему, $\lambda_{i, i+1} = \lambda$; $\lambda_{i, i} = -\lambda$; $\lambda_{i, j} = 0$, $j \neq i + 1$. При этих условиях матрица интенсивностей имеет вид:

$$\begin{pmatrix} -\lambda & \lambda & \dots & 0 & 0 \\ 0 & -\lambda & \dots & 0 & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & -\lambda & \lambda \\ 0 & 0 & \dots & 0 & -\lambda \end{pmatrix}.$$

Соответствующая данной матрице СДУ имеет вид:

$$\begin{cases} P_0'(t) = -\lambda P_0(t); \\ P_1'(t) = \lambda P_0(t) - \lambda P_1(t); \\ P_2'(t) = \lambda P_1(t) - \lambda P_2(t); \\ \dots \\ P_{n-1}'(t) = \lambda P_{n-2}(t) - \lambda P_{n-1}(t); \\ P_0(t) + P_1(t) + P_2(t) + \dots + P_{n-1}(t) + P_n(t) = 1. \end{cases} \quad (1)$$

Уравнение динамического баланса для вероятности $P_n(t)$ не записывается в силу линейной зависимости этого уравнения от предыдущих.

При начальном условии $P_0(0) = 1$ (задача Коши) из первого уравнения (дифференциальное уравнение (ДУ) с разделяющимися переменными) получаем:

$$P_0(t) = e^{-\lambda t}$$

Второе уравнение является линейным неоднородным ДУ:

$$P_1'(t) - \lambda e^{-\lambda t} + \lambda P_1(t) = 0. \quad (2)$$

Его решение осуществляется методом замены $P_1(t) = u(t)v(t)$, где $v(t)$ – частное решение соответствующего однородного ДУ:

$$v = e^{-\lambda t}. \quad (3)$$

При этом ДУ(2) принимает вид:

$$u(dv/dt + v(du/dt + \lambda(uv - \lambda e^{-\lambda t}))) = 0.$$

Принимая во внимание решение (3), получаем

В результате

$$e^{-\lambda t}$$

По аналогии определяется решение третьего уравнения системы (1)

$$e^{-\lambda t}$$

Функциональную зависимость вероятности стадии i от времени можно получить методом математической индукции. Предположим, что вероятность стадии $(i-1)$ описывается выражением:

$$P_1(i-1)(t) = \int_0^t (\lambda e^{-\lambda \tau})^{i-1} / (i-1)! (e^{-\lambda t}) \quad (4)$$

Тогда уравнение i системы (1) принимает вид

$$P_1 i'(t) - \lambda (\lambda t)^{i-1} / (i-1)! (e^{-\lambda t}) + \lambda P_1 i(t) = 0.$$

Решение соответствующего однородного ДУ совпадает с (3): $v_i = e^{-\lambda t}$. В процессе определения множителя $u(t)$ формируется ДУ

Интегрирование этого уравнения позволяет получить

$$u_i i = (\lambda t)^{i-1} / (i \cdot (i-1)!).$$

В результате

$$P_1 i(t) = \int_0^t (\lambda e^{-\lambda \tau})^{i-1} / i! (e^{-\lambda t}) \quad (5)$$

Данное выражение по структуре совпадает с (4), что доказывает правомочность сделанного предположения, и выражение (5) может рассматриваться в качестве расчетного для определения вероятности завершения стадии i на момент времени t .

Вероятность работоспособного состояния устройства, описываемого математической моделью накапливающихся повреждений определяется вероятностью того, что к моменту t число стадий не превышает предельно допустимое число Y :

$$P(y, t) = \sum_{i=0}^{y-1} \frac{(\lambda t)^i}{i!} (e^{-\lambda t}).$$

Данное выражение совпадает с распределением Эрланга при целочисленном и с гамма-распределением для произвольного положительного действительного значения γ [Ошибка! Источник ссылки не найден.]. Это позволяет получать значения вероятностей по справочным таблицам.

Однако при расчете структурной надежности сложносвязанных электроэнергетических систем рассматриваемое устройство с накапливающимися повреждениями представляется элементом с экспоненциальным распределением длительности безотказной работы. Отсюда необходимо дальнейшее эквивалентирование таких устройств. Критерием эквивалентирования можно рассматривать равенство МО длительностей безотказной работы $E(T_p)$. Для гамма-

распределения $E(T_p) = \frac{\gamma}{\lambda}$. Для эквивалентного экспоненциального распределения $E(T_p) = \frac{1}{\lambda_3}$.

Отсюда $\lambda_3 = \frac{\lambda}{\gamma}$. В частности для силового выключателя

Таким образом, в работе получена математическая модель эквивалентирования устройств с накапливающимися повреждениями для их учета в расчетах структурной надежности сложноразветвленных ЭЭС. Предложенная модель апробирована на силовом выключателе с ограниченным коммутационным ресурсом.

Список литературы:

1. Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б. Надежность и резервирование в энергосистемах. – Новосибирск: Наука, 1974.
2. Эндрэни Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах. – М.: Энергоатомиздат, 1983
3. Обоскалов В.П. Структурная надежность электроэнергетических систем: учебное пособие. – Екатеринбург: УрФУ, 2012. – 196 с.
4. Окунь Г.М., Шилин Н.В. Межреvisionsные сроки службы выключателей высокого напряжения / «Электрические станции», 1975, №6, с.67-70.
5. Обоскалов В.П. Анализ математических моделей, применяемых для анализа надежности высоковольтных выключателей / «Электричество», 1979, №5, с.11-15.
6. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике. – М.: Наука, 1978. 831 с.

Перспективы малой энергетики в России

Валиева А.М., Лившиц С.А.

*Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Казанский государственный энергетический университет»,
Россия, г. Казань
ibiza-24@mail.ru*

Наша повседневная жизнь, безопасность страны, надежность работы промышленных предприятий и вообще всех отраслей производства зависит от надежного энергоснабжения. Поэтому к снабжению энергией необходимо относиться очень серьезно.

Реализация сложившегося потенциала энергосбережения, повышение эффективности использования энергоресурсов до уровня развитых стран, становление экономики России на энергосберегающий путь развития являются основными задачами энергетической стратегии Российской Федерации. В качестве одного из ключевых направлений развития энергетического сектора определено развитие малой энергетики.

На сегодняшний день создание систем автономного энергоснабжения является наиболее экономичным решением проблем энергообеспечения в условиях растущих потребностей в энергоресурсах. Строительство крупных станций, теплоцентралей, линий электропередач – процесс трудоемкий и затратный, не каждому по карману. Малая энергетика способна обеспечить электричеством и теплом объекты удаленных районов, в которых существует дефицит энергии или энергоисточник полностью отсутствует. [1]

В соответствии с Концепцией развития и использования возможностей малой и нетрадиционной энергетики в энергетическом балансе России, разработанной по поручению министра топлива и энергетики еще в 1993 г. (МТ-6758-92 от 7 июня 1993 г.), к малым отнесены электростанции мощностью до 30 МВт с агрегатами до 10 МВт, котельные и котлы общей теплопроизводительностью до 20 Гкал/ч, нетрадиционные энергоустановки, использующие солнечную, ветровую, геотермальную энергию, энергию биомассы, низкопотенциальное тепло, а также малые гидроэлектростанции и микро-ГЭС (с единичной мощностью агрегатов до 100 кВт).

Рынок энергетических технологий и оборудования (рынок предложений) находится в стадии бурного развития. Потребителю сориентироваться на нем крайне сложно, но еще сложнее найти здесь свое место потенциальным инвесторам. С другой стороны, чрезвычайно широк рынок спроса, начиная от владельцев собственных садовых домиков в центральных районах России и заканчивая поселками в Арктической зоне. К потребителям средств малой энергетики в последнее время можно отнести и различные промышленные предприятия, стремящиеся повысить надежность и эффективность своего энергоснабжения при сохранении разумных тарифов на энергоресурсы. [2]

К преимуществам для объектов малой энергетики можно отнести их автономность, экологичность, а также быструю окупаемость и возводимость.

Проблема повышения экономичности и надежности энергоснабжения любого производства является актуальной задачей. Существующие системы энергоснабжения (электро-, тепло-, холодоснабжения) предприятий не отвечают предъявляемым в настоящее время требованиям из-за малой надежности данных систем. Снижение надежности обусловлено старением оборудования, недостаточным объемом проводимых в последнее время капитальных ремонтов и модернизаций. Попытка восстановить ситуацию привела к значительному увеличению эксплуатационных расходов при снижении объемов производимой продукции, что в конечном итоге отразилось на себестоимости энергоносителей. Кроме того ситуация усугубляется и ростом тарифов на первичное топливо (природный газ, мазут и т.п.). Особенно сильно это отразилось на энергоснабжении предприятий и организаций с протяженными распределительными сетями. В первую очередь к таким объектам относится АПК.

На энергоснабжение объектов сельскохозяйственной отрасли существенное влияние оказывают режимы их работы связанные с сезонностью производства и погодными условиями (системы отопления и вентиляции производственных и бытовых помещений в зимний период; системы кондиционирования животноводческих комплексов и холодоснабжение перерабатывающих производств, установки систем оборотного водоснабжения в летний период; резервные системы электроснабжения). Все это отражается на фактических нагрузках, потребляемых предприятиями. В частности это отражается на коэффициенте использования полезной мощности который изменяется в широких пределах. Сети, запроектированные на максимальный коэффициент использования, большую часть времени работают в режимах 20-30% загрузки. Известно, при таких режимах потери уже соизмеримы с полезно используемой энергией, а часть сетей уже не подлежит восстановлению. Резервные источники электроснабжения на базе дизель-генераторов с выходом только электрической энергии мало эффективны. [3]

Одним из выходов из сложившейся ситуации является использование автономных источников энергоснабжения в дополнение к централизованным источникам. С целью повышения эффективности их использования предлагается работа их по комбинированной схеме. Схема такого автономного источника состоит из комплекса взаимосвязанных и взаимодополняющих устройств электро-тепло и холодоснабжения. Использование такой системы в замен отдельных автономных и централизованных систем : электроснабжения (дизель-генераторов, газовых турбин,); теплоснабжения (водогрейных котлов, теплогенераторов); холодоснабжения (холодильных агрегатов, градирен), способствует решению как экономических так и экологических проблем предприятия.

Актуальность этого направления обусловлена происходящими в Российской Федерации процессами: либерализации энергетического рынка, высокими затратами на подключение и кризиса в эксплуатации крупных систем централизованного энергоснабжения. Кроме того, анализ рынка потребителей электрической и тепловой энергии выявил, что около 30% потребителей не нуждаются в десятках и сотнях мегаватт мощности, и следовательно, не нуждаются в обязательном централизованном энергоснабжении, общие потери которого при транспортировке по сетям до потребителя составляют до 25-30%.

В этих условиях реальным путем повышения эффективности энергетического производства является развитие локальных автономных децентрализованных источников комбинированного производства электроэнергии и тепла на базе *газопоршневых двигателей*. К их преимуществам относятся: высокий КПД; полная независимость от региональных энергосетей, а следовательно, и от роста тарифов; надежность; отсутствие затрат на строительство подводящих и распределительных сетей. [4]

Безусловно, что будущее российской энергетики за большой генерацией, однако в условиях уже наступившего энергодефицита только малая генерация может быстро решить проблему энергоснабжения предприятий и населения.

В связи с вышесказанным можно сделать вывод что, систему автономного энергоснабжения зданий и сооружений всегда следует проектировать, исходя из индивидуальных условий и рассматривая несколько вариантов решения. Нельзя уверенно утверждать, что децентрализация подходит и будет экономически оправданной для всех пользователей. Перед началом работы необходимо убедиться в оправданности децентрализации, экономической целесообразности, сроке окупаемости и конечно же об имеющихся источниках альтернативной энергии.

Список литературы:

1. Малая энергетика // Официальный блог компании ЗАО «НГ-Энерго» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ngenergo.ru/blog/malaya-energetika/> (дата обращения: 24.11.2013).

2. Пейсахович В. Роль малой энергетики в решении проблем энергетического обеспечения потребителей // ЭнергоРынок: электронный профессиональный журнал. — 2005. — № 5 [Электронный ресурс]. URL: <http://www.e-m.ru/er/2005-05/22729/> (дата обращения: 24.11.2013).
3. Ениватов А.В., Артемов И.Н. Автономный источник энергоснабжения [Электронный ресурс]. URL: www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=277 (дата обращения: 24.11.2013).
4. Газопоршневые установки и мини-ТЭЦ [Электронный ресурс]. URL: http://energo52.ru/gazoporshnevye_ustanovki_i_mini-tec (дата обращения: 24.11.2013).

Система резервного питания частотно-регулируемого электропривода для ответственных автономных объектов

Вислогузов Д.П., Сметанников А.В.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

visloguzovdenis@mail.ru

Постановка задачи. В последнее время применение регулируемого электропривода (ЭП) переменного тока стало повсеместным. Управляя частотой вращения электродвигателя, можно легко контролировать технологические процессы на производстве. Современные системы преобразователь частоты – двигатель (ПЧ-Д) широко применяются не только в общепромышленных механизмах, но и в объектах специальной техники.

Особого внимания заслуживают ответственные автономные объекты, которые предъявляют жесткие требования к используемому на них специальному электрооборудованию, в частности систем ПЧ-Д. Перебои электропитания или выход из строя электрооборудования может привести не только к нарушению технологического процесса, но и к более плачевным последствиям, например к техногенной катастрофе.

Авторами предлагается система резервного питания частотно регулируемого электропривода насоса (Н), который работает в составе ответственного автономного объекта (рис.1). Как правило, на таких объектах есть основная сеть переменного тока (380 В, 50 Гц) и резервная сеть постоянного тока, реализованная с помощью аккумуляторных батарей (АБ). При работе от основной сети управление синхронным двигателем (СД) осуществляется с помощью классической схемы двухзвенного преобразователя частоты, в состав которого входит полупроводниковый выпрямительный комплект (ВК), звено постоянного тока (U_{dc}) и автономный инвертор напряжения (АИН). При питании от резервной сети, напряжение которой колеблется в широком диапазоне 175-320 (В), система нуждается в стабилизации напряжения, которое реализуется при помощи преобразователя постоянного тока (ППТ). ППТ построен на основе двух активных H-мостов, работающих на повышающий импульсный трансформатор (ИТ) с частотой 20 кГц. Кроме того, ИТ выполняет функцию гальванической развязки между основной и резервной сетью для обеспечения безопасности.

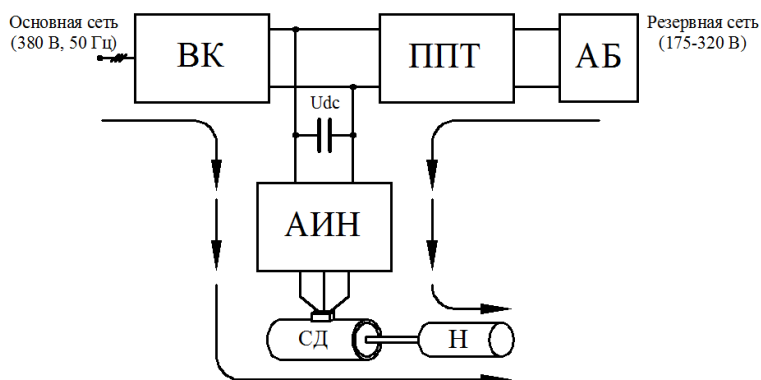


Рис.1. Функциональная схема системы резервного питания

Система работает по принципу «горячего» резервирования с замещением, то есть переход с основной сети на резервную и обратно происходит без просадки скорости электродвигателя и как следствие без потери производительности. Алгоритм работы построен таким образом, что при снижении уровня напряжения звена постоянного тока ниже предельного уровня система автоматически переходит на резервную сеть. Обратный процесс происходит только после полного

восстановления основной сети. ППТ во время работы от основной сети находится в режиме ожидания, тем самым не потребляет энергии.

Зачастую, на ответственных автономных объектах есть ограничения по массогабаритным показателям системы. Исходя из этого, в качестве исполнительного электродвигателя был выбран синхронный двигатель с постоянными магнитами (СДПМ). С другой стороны, синхронный двигатель обладает рядом преимуществ: большая перегрузочная способность по моменту (кратковременно допустимый момент и ток СДПМ могут превышать номинальные значения в 5 и более раз); высокое быстродействие в переходных процессах по моменту; наилучшие энергетические показатели (КПД).

Математическое описание ППТ. На рис.2 приведена электрическая схема силовой части преобразователя постоянного тока [1].

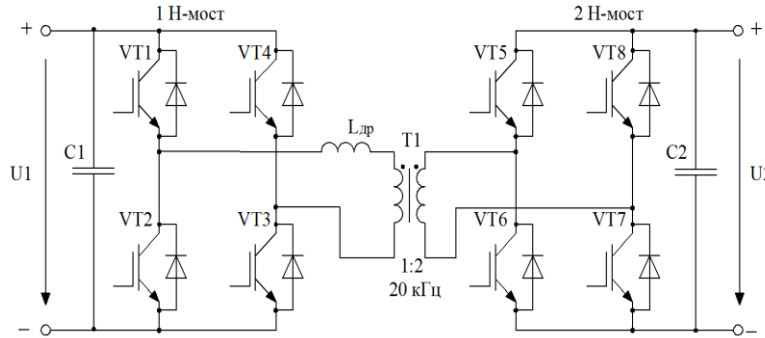


Рис.2. Электрическая схема ППТ

Среднее значение тока первичной стороны будет равно

$$I_{cp11} = \frac{U_2}{2\pi \cdot f_k L_{np} k_{tr}} \left(\delta - \frac{\delta^2}{\pi} \text{sign}(\delta) \right) \quad (1)$$

где δ - относительный угол сдвига между первичным и вторичным напряжением; k_{tr} - коэффициент трансформации ИТ; $L_{np} = L_{др} + L_{\sigma e1} + L_{\sigma e2}$ - приведенная индуктивность.

Выходная мощность преобразователя постоянного тока будет равна [1]

$$P_{вых} = \frac{U_1 U_2}{2\pi \cdot f_k L_{np} k_{tr}} \left(\delta - \frac{\delta^2}{\pi} \text{sign}(\delta) \right) \quad (2)$$

Согласно уравнению (2) для параметров $P_{вых} = 60$ кВт; $L_{np} = 3$ мкГн; $f_k = 3$ кГц; $k_{tr} = 2$; $U_1 = 175 - 320$ В; $U_2 = 520$ В, получим регулировочные характеристики (рис.3).

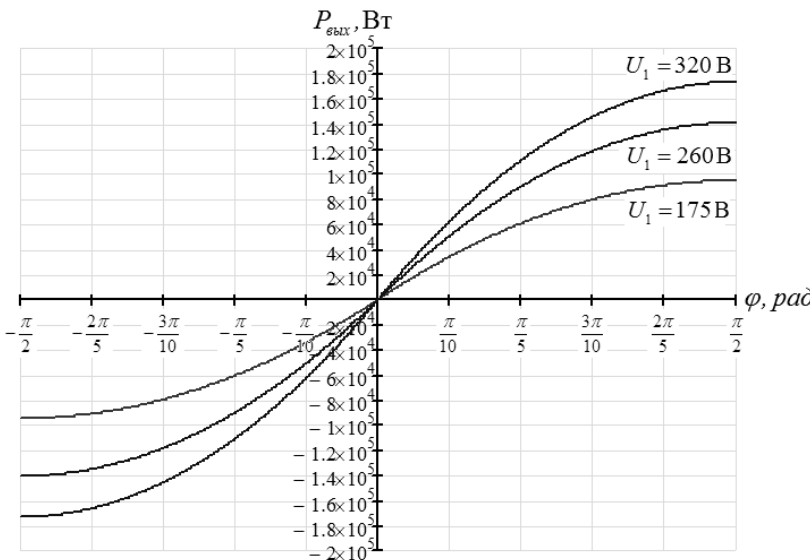


Рис.3. Регулировочные характеристики ППТ

Структура системы управления ППТ (рис.4) построена по принципу подчиненного регулирования координат с разделением собственных частот контуров и является системой стабилизации напряжения на выходе H-моста, подключенного ко

вторичной обмотке трансформатора [2].

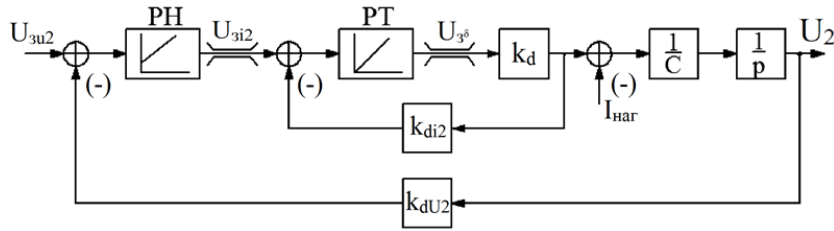


Рис.4. Структурная схема замкнутой системы управления ППТ

При помощи программного пакета Matlab/Simulink, были получены переходные процессы пуска ППТ и наброса и сброса нагрузки (рис.5).

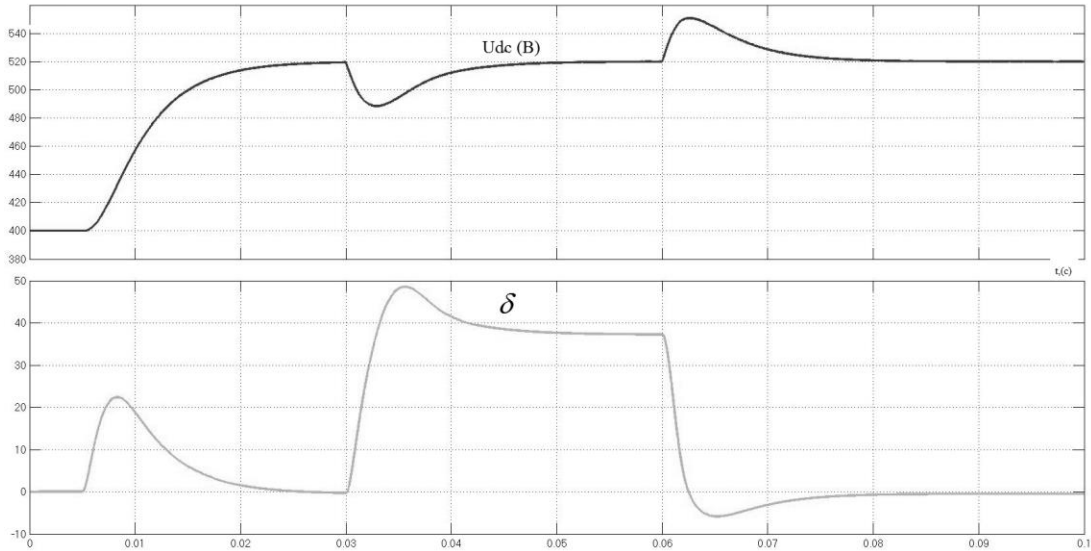


Рис.5. Переходные процессы ППТ

Анализ устойчивости. Одним из режимов работы системы горячего резервирования электропривода переменного тока, работающего в составе автономного объекта, является режим, когда питание происходит не от аккумуляторной батареи, имеющей достаточно незначительное активное и индуктивное сопротивление, а от генератора постоянного тока. В данном случае становится необходимым исследование устойчивости электропривода, так как вносятся параметрические изменения в систему (добавляется активное и индуктивное сопротивления).

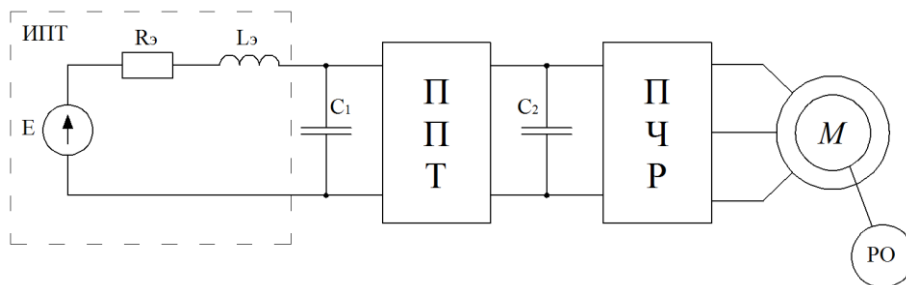


Рис. 6. Силовая схема системы резервного питания ЭП

Так как передаточная функция линеаризованной системы имеет низкий порядок, исследование устойчивости электропривода проводится частотным критерием Михайлова. Согласно которому, необходимо составить характеристический полином исследуемой системы и при изменении частоты от 0 до ∞ на комплексной плоскости построить годограф Михайлова и по его виду определить устойчивость системы [2].

Упрощенная силовая схема системы резервного питания ЭП от сети постоянного тока представлена на рис.6, где ИПТ – источник постоянного тока (генератор), ППТ – преобразователь постоянного тока, ПЧР – частотно-регулируемый преобразователь, М – двигатель переменного тока (асинхронный), РО – рабочий орган.

После проведения линеаризации системы уравнений, описывающих ППТ и питающую сеть, был составлен характеристический полином, который имеет вид:

$$D(p) = L_3 R_0 C_1 p^2 - (L_3 - R_0 R_3 C_1) p - (R_3 - R_0),$$

где R_3 - эквивалентное активное сопротивление источника, которое включает: сопротивление якоря, добавочных полюсов, кабеля и дросселя, что в блоке фильтров, L_3 - соответственно эквивалентная индуктивность источника, C_1 - емкость звена ППТ по первичной стороне, R_0 - дифференциальное сопротивление (отношение отрицательного приращения напряжения к положительному приращению тока нагрузки).

В зависимости от напряжения в звене ППТ, возможно три случая: система является устойчивой; находится на границе колебательной устойчивости; является неустойчивой.

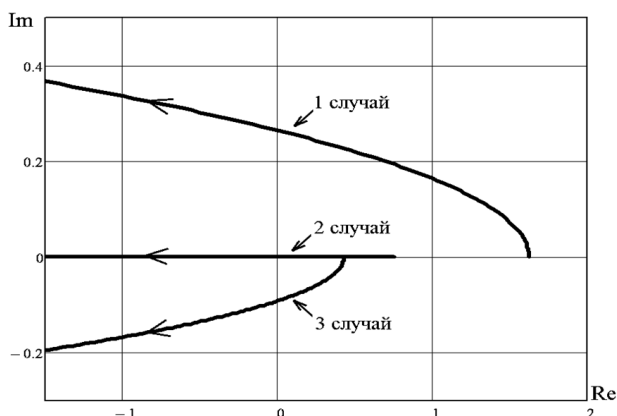


Рис. 7. Годограф Михайлова

Таким образом, анализируя годограф Михайлова (рис.7), можно сделать вывод, что для обеспечения устойчивой работы и исключения возникновения колебательных процессов системы необходимо выполнить синтез звеньев динамической коррекции системы управления ППТ.

Закключение. В работе рассмотрена система резервного питания частотно-регулируемого электропривода переменного тока. Предложенная система имеет предельные показатели по многим параметрам, в связи с чем, внедрение ее на ответственные автономные объекты является наиболее актуальной задачей в ближайшее время.

Список литературы:

1. Kheraluwala M. H., Gascoigne R. W., Divan D. M., Baumann E. D. Performance Characterization of a High-Power Dual Active Bridge dc-to-dc Converter // IEEE Trans. Ind. Applicat., vol. 28, no. 6, Nov./Dec. 1992, pp. 1294 – 1301.
2. Бесекерский В.А., Попов Е.П. Теория систем автоматического управления. – СПб, Изд-во «Профессия», 2003. – 752 с.

Снижение потерь электроэнергии путем поперечного регулирования напряжения в кольцевых сетях

Р.Ф. Галиев

Казанский Государственный Энергетический Университет, Россия, г. Казань
rustem-galiev@mail.ru

В данной работе оценивается целесообразность применения специальных вольтодобавочных трансформаторов с поперечным регулированием напряжения в кольцевых сетях 10 кВ. Критерием оптимизации режима является снижение потерь активной мощности в сети.

Целью проведения исследования является изучение влияния разности фаз центров питания на величину потерь активной мощности в сети.

До 60% общих потерь электроэнергии приходится на долю распределительных сетей. В связи с этим снижение потерь электроэнергии именно в таких сетях является очень актуальной проблемой.

В настоящее время оптимизация режимов работы осуществляется регулированием напряжения в центрах питания и размыканием замкнутых сетей в целях перераспределения потоков мощности. Регулирование напряжения в центрах питания осуществляется только по его модулю, что не позволяет оптимизировать потоки активной и реактивной мощности от каждого центра питания. Оптимизировать эти потоки можно путем размыкания замкнутых сетей с помощью реклоузеров. Однако положение оптимальных точек размыкания зависит от изменяющегося графика нагрузки, а размещение реклоузеров в сети фиксировано. Кроме того, оптимальные точки размыкания для потоков активной и реактивной мощности в большинстве случаев могут не совпадать. Указанные причины не позволяют существенно снизить потери электроэнергии.

В связи с этим предлагается использование вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ) с поперечным регулированием с целью снижения потерь электроэнергии. Поперечное регулирование с ВДТ позволяет перераспределить потоки мощности в сети и снизить потери активной мощности.

Цели работы:

Исследование возможности применения ВДТ с поперечным регулированием в распределительных сетях кольцевого типа;

Оценить область применения таких ВДТ и уровень снижения потерь активной мощности при их использовании;

Привести результат в виде экономических показателей, и оценить возможную стоимость ВДТ.

В ходе исследования была разработана математическая модель, и проведены серии расчетов, что позволило определить необходимые пределы регулирования фазы напряжения на одном конце ЛЭП с двухсторонним питанием.

Для расчета была выбрана схема с двухсторонним питанием (энергосистемы А и Б). Интересующее нас кольцо 10 кВ запитывается с шин понизительных подстанций (ПС1 и ПС5). Как видно из схемы сети (рис. 1) сеть является в достаточной степени неоднородной. В работе также будет рассмотрен вопрос влияния перераспределения потоков мощности на потери в сетях высокого напряжения. Предварительно будем считать, что это влияние незначительно и им можно пренебречь.

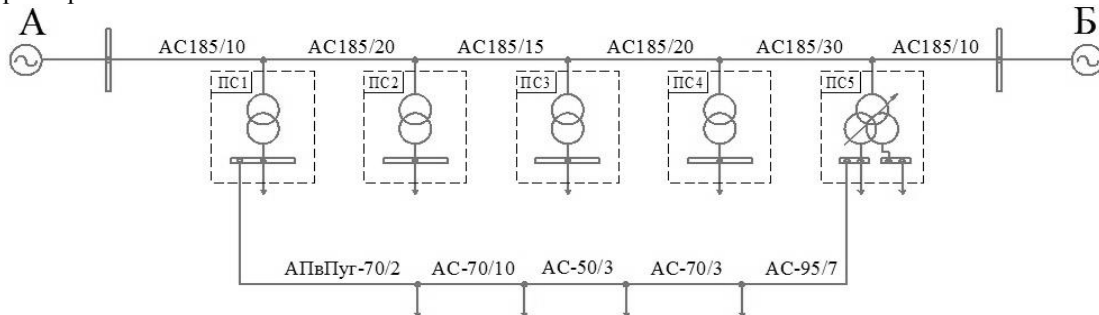


Рис. 1. Однолинейная схема электрической сети

На основании исходной схемы была составлена схема замещения (рис. 2) с указанием всех необходимых для расчета установившегося режима параметров.

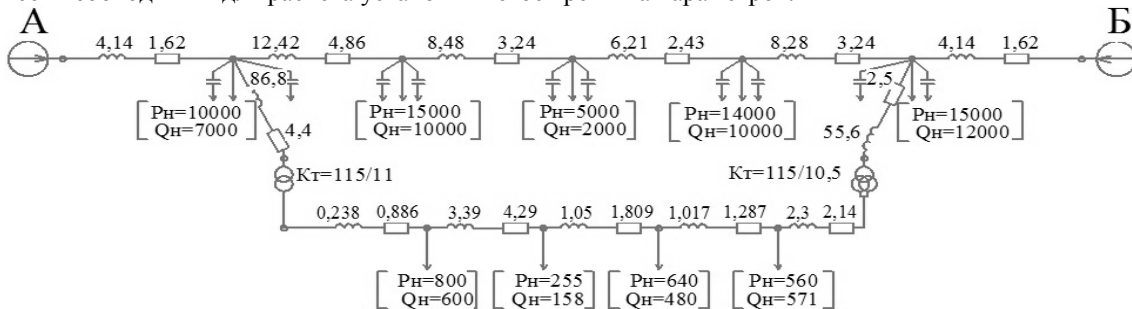
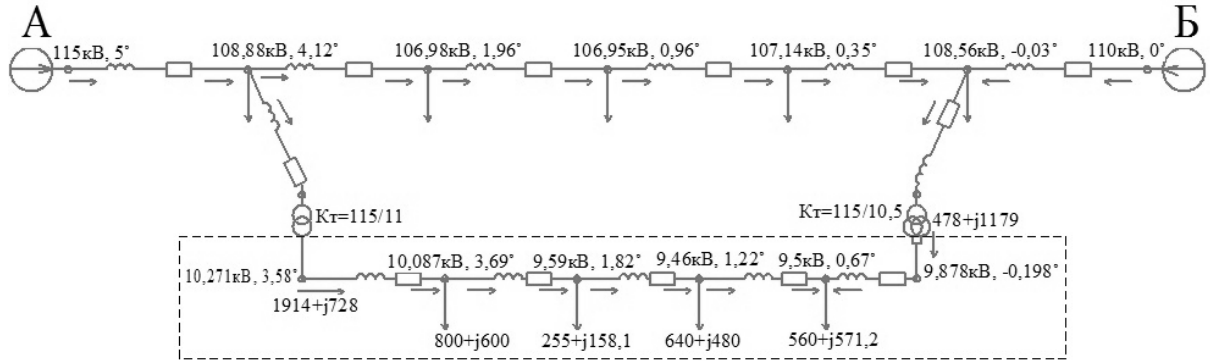
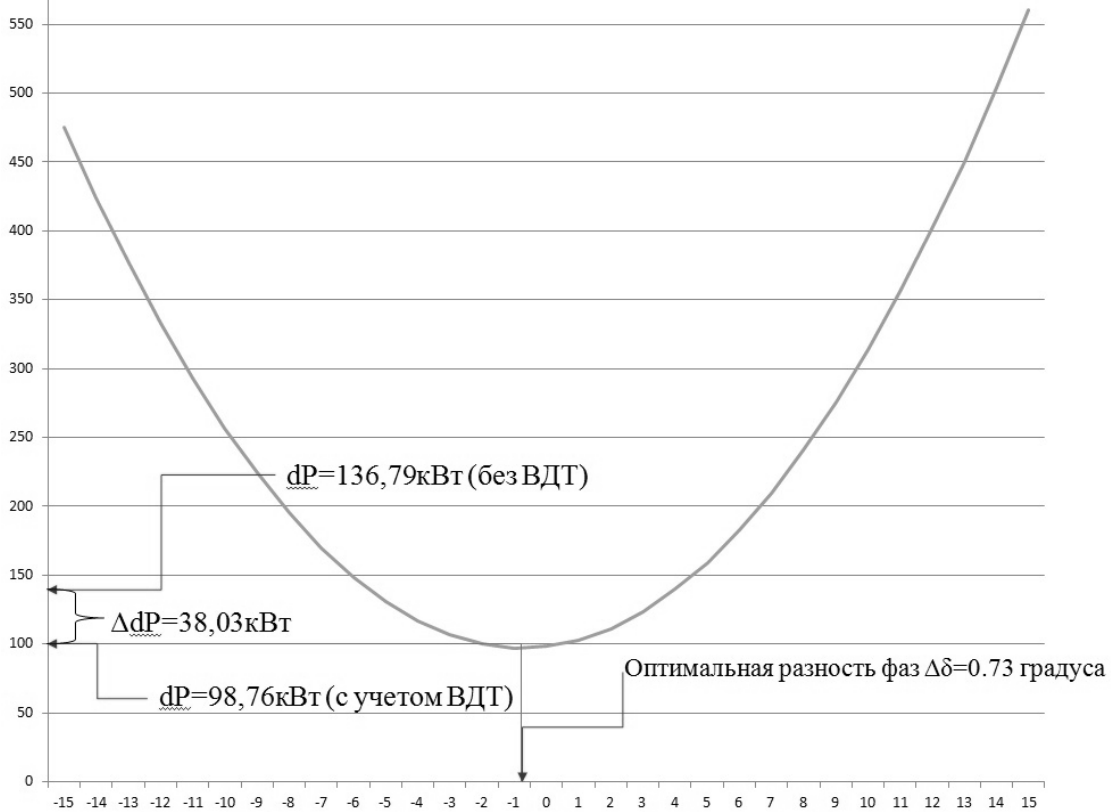


Рис. 2. Расчетная схема замещения

Далее были рассчитаны параметры режима (уровни напряжений и перетоки мощности) (рис. 3).



Из результатов расчета видно, что распределение потоков далеко от оптимального. В связи с этим предлагается установка специального ВДТ с поперечным регулированием во втором центре питания. Путем многократного пересчета режимов и регулирования коэффициента трансформации была найдена оптимальная разность фаз центров питания и возможное снижение потерь предлагаемым методом. Был построен график зависимости потерь в сети 10 кВ от разности фаз центров питания (рис. 4).



Из графика видно, что при разности фаз в 6 градусов можно добиться двукратного снижения потерь активной мощности. А в нашем случае потери можно снизить на 38 кВт (27%), что тоже является хорошим результатом.

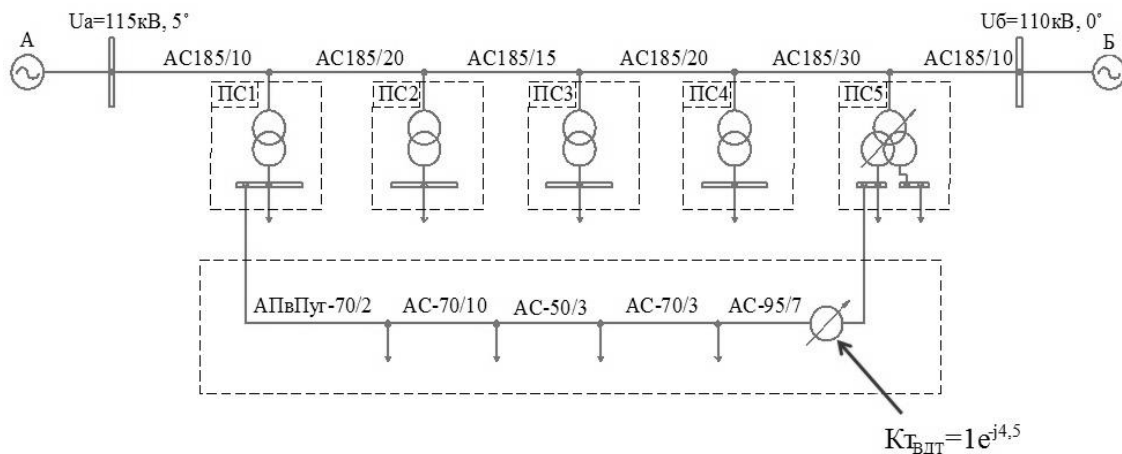


Рис. 5. Место установки трансформатора с поперечным регулированием

Расчеты показали, что не важно в каком центре питания (ЦП) осуществляется поперечное регулирование напряжения. Главное добиться требуемой оптимальной разности фаз центров питания при которой потери активной мощности в сети будут минимальны.

Далее были посчитаны экономические показатели предлагаемого варианта для приведенной сети (таблица 1), а также возможная стоимость такого ВДТ при заданном сроке окупаемости.

Таблица 1. Результаты экономических расчетов

dP в исходной сети, кВт	136,79
dP с учетом поперечного регулирования напряжения, кВт	98,76
Снижение потерь активной мощности, кВт	38,03
Снижение потерь активной мощности, %	27,8
Экономия за год использования устройства, руб.	657158
Стоимость устройства при окупаемости 5 лет, руб.	3285792
Стоимость устройства при окупаемости 7 лет, руб.	4600109
Стоимость устройства при окупаемости 10 лет, руб.	6571584

Экспериментально подтверждено, что для каждой конкретной сети при фиксированной нагрузке существует оптимальное значение разности фаз центров питания $\Delta\delta = \delta_1 - \delta_2$ независимо от модулей напряжений ЦП. При этом поперечное регулирование с помощью ВДТ до необходимой разности $\Delta\delta$ позволяет уменьшить потери активной мощности на 20% и более.

Фазы напряжения центров питания, обеспечивающие минимум потерь активной мощности, как правило, не отличается более чем на 1-3 градусов. Оптимальное значение $\Delta\delta$ зависит в большинстве случаев от степени неоднородности сети и в меньшей степени зависит от характера и распределения нагрузок потребителей. Для однородных сетей оптимальное значение $\Delta\delta = 0$

При вычислении оптимальной фазы напряжения на вторичной обмотке ВДТ достаточно будет посчитать режим несколько раз, в соответствии с количеством ступеней регулирования ВДТ.

ВДТ с поперечным регулированием дает существенное снижение потерь, когда с одной стороны питание осуществляется на генераторном напряжении. При таком варианте разность фаз центров питания будет достаточно большой, около 5-6 градусов, а ВДТ уменьшит это значение до оптимальных 1-2 градусов, что даст большую экономию электроэнергии.

На сегодняшний день ВДТ с поперечным регулированием в сетях 10 кВ не применяются. Однако, как показали расчеты, для некоторых сетей его использование может дать значительное снижение потерь электроэнергии. Целесообразность применения ВДТ определяется после выполнения работ по оценке существующих сетей и возможности производства ВДТ со стоимостью, обеспечивающей приемлемый срок его окупаемости.

Список литературы:

1. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие. – Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720 с.
2. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1989.

Проверка гипотезы о нормальном распределении генеральной совокупности по критерию Пирсона

С.В. Голдаев, К.Н. Радюк

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск,
radjuk_karina@mail.ru*

Нормальное или гауссовское распределение часто используется при количественном анализе надежности различных технических систем [1,2]. В ряде случаев, время восстановления ремонтируемых узлов приближенно распределено по нормальному закону. Порой близко к нему располагается наработка до отказа невосстанавливаемых изделий. Оно применяется и для учета постепенных отказов, возникающих в одной системе независимо от внезапных отказов, описывающихся экспоненциальным распределением. Такую систему представляют состоящей из двух элементов, включенных в смысле надежности последовательно [1]. Распределению Гаусса подчиняются ошибки измерений [3].

Закономерности, которым подчинены отказы энергетического оборудования, устанавливаются на основе изучения результатов наблюдений или регистрации событий в журнале эксплуатации объектов, составленных актов отказов методами математической статистики [4,5].

В ходе обобщения таких данных осуществляется распределение отказов по видам оборудования энергоблоков, которое позволяет выделить наименее долговечное.

Использование статистических методов обусловлено наличием в технологических схемах энергоблоков большого количества однотипных элементов [5].

Кроме расчета статистических характеристик случайных величин (математическое ожидание, дисперсия, среднеквадратичное отклонение и т.д.), основной задачей такого анализа результатов исследования (наряду с дисперсионным и регрессионным анализами) является проверка статистических гипотез [2], [4,5], которая заключается в сопоставлении некоторых критериев проверки, вычисляемых по выборке, со значениями этих показателей, определенных теоретически в предположении, что проверяемая гипотеза верна.

Чтобы принять или отвергнуть гипотезу, еще до получения выборки задаются уровнем значимости α . Наиболее употребителен в технике уровень значимости 0,05 (хотя могут быть использованы и другие – 0,1; 0,02; 0,01 и т.д.). Меньшие значения α соответствуют данным, полученным с высокой точностью и в большом объеме. Уровню значимости соответствует доверительная вероятность $p = 1 - \alpha$. По этой вероятности, используя гипотезу о распределении оценки (критерия значимости), находят доверительные границы.

Ниже описан вариант автоматизированной проверки статистической гипотезы о принадлежности экспериментальных данных нормальному распределению по критерию Пирсона, реализованной на Турбо Паскале.

Затруднения количественного анализа показателей надежности объектов, обработки статистических данных, подчиняющихся нормальному закону распределения, обусловлены тем, что расчетные формулы содержат определенные интегралы, которые не выражаются через элементарные функции [1–3], [6]. В работе [7] представлена методика расчета на ПК показателей надежности объектов, подчиняющихся нормальному распределению.

Исходные статистические данные группируются, для этого определяются: минимальный и максимальный член ряда, его размах и примерная величина интервала, затем выявляются интервалы равной длины. Строится гистограмма распределения, из характера которой можно предположить, что анализируемая случайная величина распределена по нормальному закону.

При использовании критерия Пирсона число степеней свободы подсчитывается по формуле $k = s - 1 - r$, где s – число разрядов; r – число параметров, оцениваемых по выборке. Как известно, нормальное распределение определяется двумя параметрами: математическим ожиданием a и средним квадратическим отклонением σ [6]. Поскольку оба эти параметра оцениваются по выборке (в качестве оценки a принимается выборочная средняя, в качестве оценки σ – выборочное среднеквадратическое отклонение), следовательно, $r = s - 1 - 2 = s - 3$.

Определяется число степеней свободы r распределения χ^2 ; оно равно числу разрядов k

минус число наложенных связей: $\sum_{i=1}^8 p_i^* = 1$; 2) $m = m_x^*$; 3) $\sigma_x = \sqrt{D_x} = \sigma_x^*$.

Известно, что при большом числе опытов среднее арифметическое наблюдаемых значений случайной величины сходится по вероятности к ее математическому ожиданию, а среднее арифметическое их квадратов – ко второму начальному моменту $\alpha_2[X]$. Когда задан группированный статистический ряд, то часто используются «грубые» моменты [6]. Для этого в качестве «представителя» j -го выбирается его середина x_j и этому значению приписывается частота p_j , равная отношению n_j к суммарному количеству всех испытаний N_k .

Приближенное значение статистического среднего находится обычным образом

$$m_{cx} = \sum_{j=1}^s x_{cj} \cdot p_{cj} \quad (1)$$

Статистический второй начальный момент находится так

$$\alpha_{c2}[X] = \sum_{j=1}^s (x_{cj})^2 \cdot p_{cj} \quad (2)$$

Значения статистической дисперсии и среднеквадратичного отклонения вычисляются по формулам:

$$D_{cx} = \alpha_{c2}[X] - m_{cx}^2, \quad \sigma_{cx} = \sqrt{D_{cx}} \quad (3)$$

Находится эмпирическое значение χ_H^2

$$\chi_H^2 = \sum_{i=1}^8 (n_i - N_k \cdot P_i)^2 / (N_k \cdot P_i) \quad (4)$$

Вероятность попадания значения случайной величины X с параметрами m_{cx} и σ_{cx} в отмеченные в исходных данных разряды (β_1, β_2) , вычисляется по формуле [1,2], [6]

$$P_i(\beta_1 < x_{cj} < \beta_2) = \Phi_0[(\beta_2 - m_{cx})/\sigma_{cx}] - \Phi_0[(\beta_1 - m_{cx})/\sigma_{cx}] \quad (5)$$

где $\Phi_0(u)$ – нормированная функция Лапласа.

Известен ряд интерполяционных зависимостей для $\Phi_0(x)$. Приведем одну из них, обеспечивающую погрешность менее 1% [10], которая была использована в работе [7]:

$$\Phi_0(x) = 0,5\sqrt{1 - \exp(-0,511x^2)} / (1 + 0,1253x^2) \quad (6)$$

С целью расширения возможностей методики вместо табличных значений критических точек [2], [6] для распределения χ^2 , была использована аппроксимация Корниша–Фишера, справедливая для произвольного значения числа степеней свободы [8],

$$\chi_p^2(k) = k + \sqrt{k}G_1(x) + G_2(x) + G_3(x)/\sqrt{k} + G_4(x)/k + G_5(x)/k\sqrt{k} \quad (7)$$

где для краткости записи использованы следующие функции $G_i(x)$:

$$G_1(x) = \sqrt{2}x, \quad G_2(x) = 2(x^2 - 1)/3, \quad G_3(x) = x(x^2 - 7)/9\sqrt{2},$$

$$G_4(x) = -(6x^4 + 14x^2 - 32)/405, \quad G_5(x) = x(9x^4 + 256x^2 - 433)/(4860\sqrt{2}).$$

В качестве аргумента функций $G_i(x)$ принята верхняя p -квантиль $x = u_p$ стандартного нормального распределения, т.е. $p = 1 - P(x < u_p)$. Соответственно величина χ_p^2 удовлетворяет соотношению $p = 1 - P(\chi^2 < \chi_p^2)$.

Для нахождения u_p была использована следующая формула из справочника [8]

$$u_p = 4,91 \left[(1 - p)^{0,14} - p^{0,14} \right] \quad (8)$$

которая имеет относительную погрешность менее 0,03%.

Расчет осуществлялся следующим образом. Уменьшалась последовательно вероятность от 1 до того значения, когда теоретическое значение критерия χ_p^2 превысит эмпирическое значение χ_H^2 . Тестирование программы проверки гипотезы о нормальном распределении генеральной совокупности по критерию Пирсона осуществлялось на примерах, приведенных в пособиях [2], [6].

В случае подтверждения выдвинутой гипотезы можно вычислить нижнюю и верхнюю доверительные границы для вероятности безотказной работы и времени наработки на отказ анализируемого энергетического оборудования по автоматизированной методике [7].

Таким образом, автоматизация алгоритма проверки гипотезы о нормальном распределении генеральной совокупности по критерию Пирсона расширяет возможности программного обеспечения (методы структурных схем, статистических испытаний и интенсивностей переходов), реализованного на Турбо Паскале [7], [9, 10].

Список литературы:

1. Надежность теплоэнергетического оборудования ТЭС и АЭС: /Г.П. Гладышев, Р.З. Аминов, В.З. Гуревич и др.– М.: Высшая школа, 1991. – 303 с.
2. Шубин В.С. Рюмин Ю.А. Надежность оборудования химических и нефтеперерабатывающих производств – М.: Химия, 2006. – 359 с.
3. Теория и техника теплофизического эксперимента: Учеб. пособие для вузов /Ю.Ф. Гортышов, Ф.Н. Дресвянников, Н.С. Идиатуллин и др.; Под ред. В.К. Щукина. – М.: Энергоатомиздат, 1985. 360 с.
4. Надежность санитарно-технической арматуры в эксплуатационных условиях/ А.П. Свинцов, А.Н. Малов, Ю.В. Николенко и др //Водоснабжение и санитарная техника 2009. –№6 – С.58–63
5. Анализ показателей надежности вспомогательного оборудования энергоблоков /К.Э. Аронсон, Ю.М. Бродов, П.Н. Плотников и др. //Теплоэнергетика – 2011 – №8 – С.2–7.
6. Гмурман В.Е. Руководство к решению задач по теории вероятностей и математической статистике. – М.: Высшая школа, 1997.
7. Голдаев С.В., Коровина А.М., Радюк К.Н. Реализация в среде Турбо Паскаль методики прогнозирования показателей надежности объектов, подчиняющихся распределению Гаусса /Энергетика: эффективность, надежность, безопасность: Материалы докладов семнадцатой всероссийской научно-технической конференции - Томск: СПБ Графикс, 2011 - С. 194–196
8. Кобзарь А.И. Прикладная математическая статистика. Для инженеров и научных работников – М.: Физматлит, 2006. – 816 с.
9. Голдаев С.В. Практикум по надежности и оптимизации систем теплоэнергоснабжения. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 100 с.
10. Голдаев С.В., Коровина А.М., Радюк К.Н. Автоматизация расчета показателей надежности объектов, подчиняющихся распределению Вейбулла-Гнеденко /Материалы шестнадцатой Всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: эффективность, надежность, безопасность». – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – С.333–335.

Силовые коммутационные транзисторы на основе нитрида галлия для высокоэффективных вторичных источников электропитания

*Ерофеев Е.В., Казадей В.А. *, Казимиров А.И., Федин И.В.*

Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники, Россия, г. Томск

**ЗАО «Научно-производственная фирма «Микран», Россия, г. Томск*

erofeev@sibmail.com

Приборы на основе нитрида галлия не новы. Они изучаются с 1980-х годов. Первыми приборами на нитриде галлия стали светодиоды, которые за последние 20 лет нашли широкое применение. Затем на передний план вышли AlGaN/GaN гетероструктурные полевые транзисторы, или транзисторы с высокой подвижностью электронов (HEMT), отличающиеся высокими значениями мощности и рабочей частоты. Они в основном применяются в высокочастотных усилителях мощности систем военного и гражданского назначения. Сегодня, когда растут требования к снижению энергопотребления и уменьшению габаритов электронной аппаратуры, GaN транзистор оказался одним из самых перспективных приборов, способных заменить мощные кремниевые полевые транзисторы в компактных импульсных источниках питания, DC/DC- преобразователях, разумных сетях электропитания, электроприводах [1]. Силовые GaN транзисторы, значительно превосходят характеристики своих кремниевых аналогов. К основным преимуществам которых можно отнести значительное уменьшение массо-габаритов, повышенный КПД, а также улучшенные надежностные характеристики [2]. Поэтому исследования и разработки в данном направлении с каждым годом приобретают все большую актуальность.

В данной работе представлены результаты разработки силовых коммутационных транзисторов на основе нитрида галлия для создания высокоэффективных вторичных источников электропитания.

В экспериментах по созданию силовых GaN транзисторов использовались эпитаксиальные гетероструктуры, выращенные на подложках сапфира. Технологический маршрут изготовления транзистора включал в себя операции по формированию меза-изоляции с помощью плазмохимического травления гетероструктуры в индуктивно-связанной плазме, формирования омических контактов на основе композиции Ti/Al/Mo/Au, а также затворной металлизации на основе Pd. Формирование субмикронного затвора транзистора с длиной основания 0,5 мкм выполнялось методом электронно-лучевой литографии. Внешний вид и морфология поверхности элементов транзистора исследовались методом электронной микроскопии. Параметры изготовленных транзисторов по постоянному току исследовались с помощью измерителя характеристик полупроводниковых приборов Л2-56.

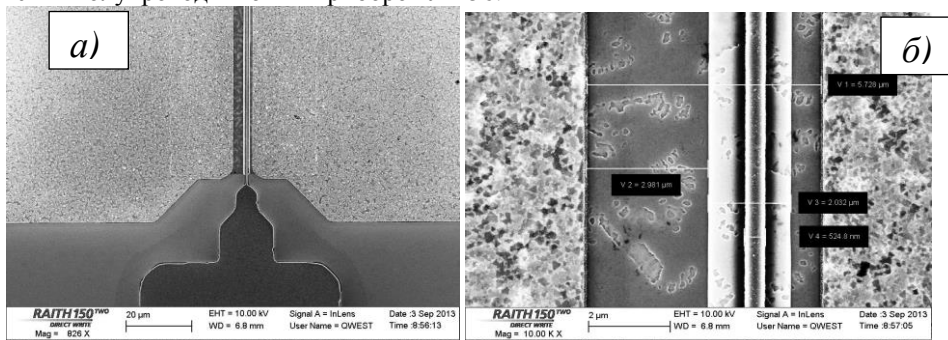


Рис. 1. Микроскопические изображения тестового GaN транзистора с шириной затвора $W=100$ мкм (а) и канальной области транзистора (б)

Микроскопические изображения тестового GaN транзистора с шириной затвора $W=100$ мкм, а также его канальной области приведены на рис.1.

На рис. 2 представлена типовая вольт - амперная характеристика разработанного нормально-закрытого GaN транзистора на пластине сапфира. Пороговое напряжение отпирания транзистора составило $U_{пор} = +1.4$ В.

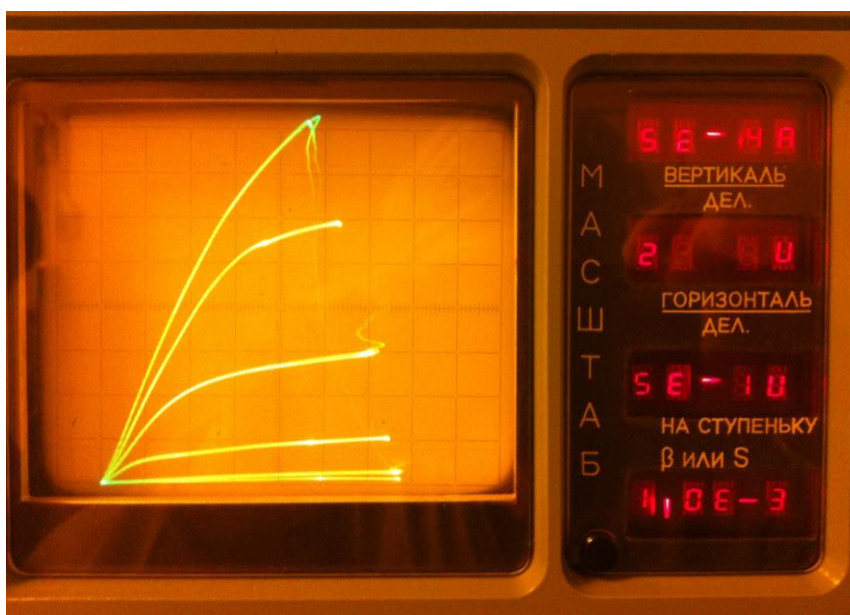


Рис. 2. Вольт-амперная характеристика тестового GaN транзистора на пластине сапфира

На рис. 3 представлено микроскопическое изображение периферии сильноточного GaN транзистора с шириной затвора $W = 120$ мкм.

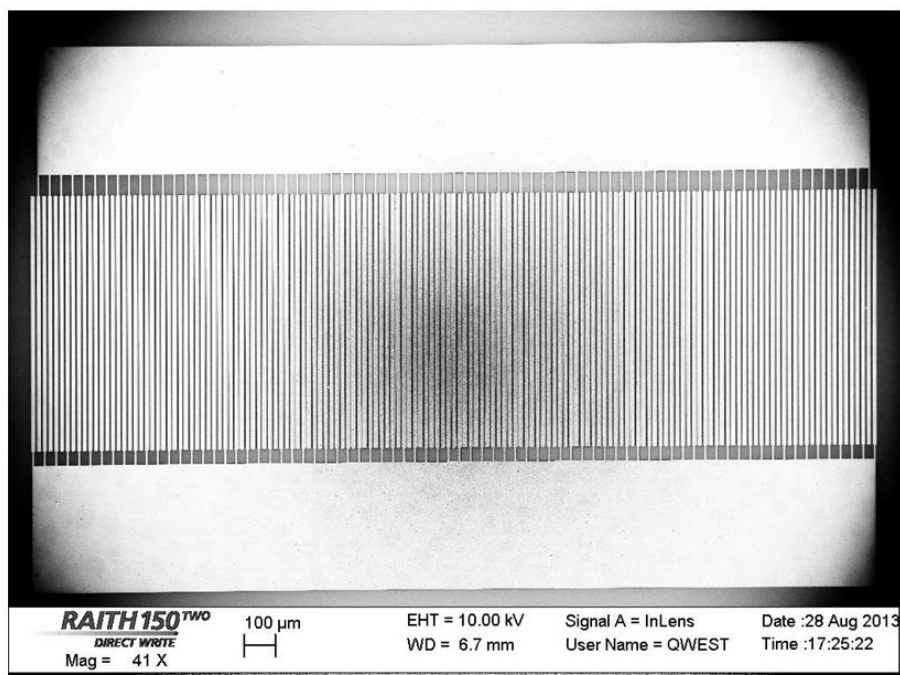


Рис. 3. микроскопическое изображение периферии сильноточного GaN транзистора с шириной затвора $W = 120$ мкм

Следует сказать, что для различных конструкций GaN транзисторов при напряжении на затворе $U_z = -5$ В и расстоянии сток-исток от 3,6 до 17,6 мкм получены напряжения пробоя между стоком и истоком от 120 до 250 В. При этом значения приведенного сопротивления транзистора в открытом состоянии составляют 0,2 и 5,8 мОм \times см², соответственно.

Полученные в работе результаты измерения параметров транзисторов соответствуют зарубежным аналогам, представленным в работах [3]-[6], а также делают перспективным их использование при создании высокоэффективных вторичных источников электропитания.

Список литературы:

1. Briere M. GaN-based Power Device Platform. The arrival of a new paradigm in conversion technology. – www.powersystemdesign.com
2. GaN-on-Silicon wafers: the enabler of GaN power electronics. – Power Devices, 2012, №4, p. 6-9.
3. J. Würfl, O. Hilt, E. Bahat-Treidel, R. Zhytnytska, K. Klein, P. Kotara, F. Brunner, A. Knauer, O. Krüger, M. Weyers, G. Tränkle. Technological approaches towards high voltage, fast switching GaN power transistors // ECS Trans. – 2013. – V. 52. – №1. – PP. 979–989.
4. J. Würfl, O. Hilt, E. Bahat-Treidel, R. Zhytnytska, P. Kotara, O. Krüger, F. Brunner, M. Weyers. Breakdown and Dynamic Effects in GaN Power Switching Devices // 40th International Symposium on Compound Semiconductors (ISCS), Kobe, Japan, May 19-23. – 2013.
5. O. Hilt, E. Bahat-Treidel, E. Cho, S. Singwald and J. Würfl. Impact of Buffer Composition on the Dynamic On-State Resistance of High-Voltage AlGaIn/GaN HFETs // 24th Int. Symp. on Power Semiconductor Devices and ICs (ISPSD), Bruges, Belgium. – 2012. – V.14. – PP. 345–348.
6. G. Meneghesso, A. Zanandrea, A. Stocco, I. Rossetto, C. De Santi, F. Rampazzo, M. Meneghini, E. Zanoni, E. Bahat-Treidel, O. Hilt, P. Ivo, J. Würfl. GaN-HEMTs devices with Single- and Double-heterostructure for power switching applications // IEEE Int. Reliab. Phys. Symp. (IRPS), Monterey, CA, USA. – 2013. – PP. 3C1.1 – 3C1.7.

Прогнозирование энергопотребления узла нагрузки с энергоемким нелинейным производством

Зайцева Н.М.

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г.Томск
zaitzevns@mail.ru*

Актуальность темы. Важнейшим критерием управления энергосистемой является: определение объемов энергопотребления для подключения необходимых мощностей, производящих электроэнергию, или их отключения и поддержание равномерности электрической нагрузки в целом. Большинство энергосистем на территории РФ имеют в своей структуре мощные узлы нагрузки, представляющие собой крупные промышленные предприятия. При переходе к рыночным отношениям между производителями и потребителями электрической энергии задача определения объема энергопотребления предприятиями приобретает весомую экономическую окраску [1,2]. При этом, при оформлении договора купли-продажи электроэнергии (мощности) необходимыми приложениями являются: «Заявка на плановый объем потребления электрической энергии и максимальной мощности» и «Заявка на плановое почасовое потребление электрической энергии».

Потребление электроэнергии предприятий с линейным дискретным производством прямо пропорционально производимой продукции, и для его определения могут быть использованы модели и методы, основанных на статистике. Для ряда нелинейных инерционных и нелинейных многономенклатурных производств эта зависимость весьма сложная, и из-за их особенностей воспользоваться регрессионными моделями не представляется возможным, поэтому решение данной задачи должно основываться на детерминированных моделях производственного процесса, основанных на материальном балансе.

При этом, необходимо учитывать, что одним из основных критериев при управлении подобными предприятиями, как и любыми другими, является минимизация себестоимости выпускаемой продукции при постоянном изменении внешних воздействий: больших вариаций в выборе поставщиков сырья и энергоресурсов, а так же соотношений цен на последние, а в качестве дополнительных критериев могут быть выдвинуты и минимизация затрат электроэнергии, минимизация отходов и т.п. Ввиду нелинейности рассматриваемого производства переход на оптимальный (с точки зрения себестоимости) режим может вызвать резкое увеличение или уменьшение энергопотребления, что необходимо учитывать при составлении почасовых графиков потребления электроэнергии.

Очевидно, что для решения такой сложной задачи требуется разработка инструментария для ЛПР (лиц, принимающих решение), основанного на базе знаний о данном производстве, способного решать оптимизационные задачи при поиске стратегии управления им и определения его энергопотребления в различных режимах, а также для выработки стратегии, позволяющей выравнять электрическую нагрузку энергосистемы, в которой функционирует данное предприятие.

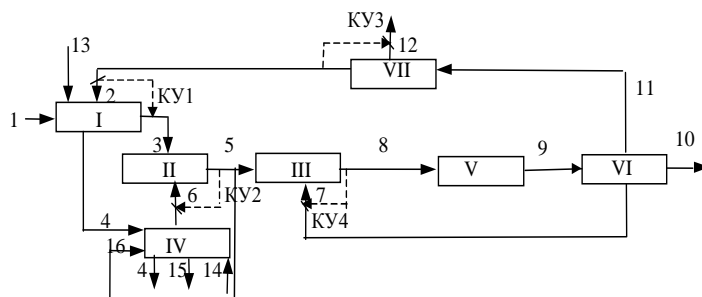


Рис. 1. Принципиальная структура статической модели производства

Решение поставленной задачи предлагается на примере глиноземного производства, являющимся нелинейным инерционным и замкнутым [3], для которого была разработана упрощенная статическая модель (МП). Все производство было представлено в виде семи блоков, образующих технологический цикл Байера (рис. 1). Блок I – выщелачивание боксита, блок II – разбавление бокситовой пульпы щелочной водой с промывки шлама, блок III – смешение пульпы с затравочным глиноземом, блок IV – блок промывки шлама с целью извлечения щелочи, блок V – разложение пульпы с получением глинозема, блок VI – разделение на щелочной раствор,

продукционный и затравочный гидрат, VII – выпаривание оборотного щелочного раствора до требуемой концентрации. Модель имеет четыре контура управления (КУ1-КУ4), с помощью которых поддерживается концентрационный режим технологических переделов. Входные и выходные потоки семи блоков-переделов производства обозначены на схеме оцифрованными стрелками.

В основу моделирования j -тых блоков-переделов ($j=I, II, \dots, VII$) положены нелинейные алгебраические уравнения материального баланса, записываемые для всех i -тых потоков ($i=1, 2, \dots, 16$), проходящих через моделируемый блок:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^{16} K_{ij} \cdot B_i \cdot G_i \cdot F_i = 0 & \quad \sum_{i=1}^{16} L_{ij} \cdot A_i \cdot G_i \cdot F_i = 0 \\ \sum_{i=1}^{16} H_{ij} \cdot F_i \cdot G_i = 0 & \quad \sum_{i=1}^{16} I_{ij} \cdot F_i = 0 \\ \sum_{i=1}^{16} J_{ij} \cdot F_i \cdot D_i = 0 & \quad M_i = 1.645 \cdot \frac{B_i}{A_i} \end{aligned}$$

где F_i - расходы растворов, D_i - плотности растворов, H_{ij} - весовое соотношение жидкого к твердому, A_i и B_i - концентрации жидкой фазы Al_2O_3 и Na_2Ox соответственно, G_i - концентрации твердой фазы Al_2O_3 , I_i , K_i , L_i - функции i -го потока, имеющие положительное значение, если поток входящий, и отрицательное, если выходящий и равные 0, если данный поток не проходит через моделируемый блок.

В основу моделирования блока V (кинетики перехода оксида алюминия из раствора в твердую фазу) положено кинетическое уравнение 2-ого порядка:

$$\frac{dA}{dt} = -R_d \cdot K_d \cdot (A - A_p)^2$$

где A - концентрация оксида алюминия в растворе, A_p - его равновесная концентрация, l - длительность процесса разложения, K_d - константа скорости реакции. Величины K_d и A_p имеют экспоненциальную зависимость от показателей состава раствора и его температуры.

$$P = K_3 \cdot \sum_{i=1}^{16} K_{i3} \cdot F_i$$

Энергопотребление всего производственного кольца рассчитывается по формуле: Здесь K_{i3} – коэффициенты распределения затрат электроэнергии вдоль гидрохимического кольца (кВт.ч/ед.изм.Ф), их значения определяются мощностями приводов, насосов, мешалок и т.п. K_3 поправочный коэффициент, отражающий долю не учтенных затрат электроэнергии.

Полученная модель имеет входные величины X , определяемые наличием четырех контуров управления (см. рис.1) КУ1-КУ4, контролируемые внешние воздействия Z (состав боксита, температура в декомпозиерах и т.п.) и выходные P (энергопотребление) и Y (концентрационные параметры производства).

Из выходных величин Y были выделены 3 значения, нуждающиеся в идентификации. Для соответствия их рассчитываемых значений реальным введены три идентификационных параметра, представляющие собой вектор идентификации модели U , и определен идентификационный критерий, позволивший реализовать алгоритм автоматической идентификации одним из методов: случайного поиска или градиентного спуска. После идентификации модели расхождение расчетных значений с реальными не превышало 2%.

Ввиду нелинейности глиноземного производства при переходе на другие технологические режимы может произойти резкое увеличение или уменьшение энергопотребления. Поэтому была разработана динамическая модель производства (МД), где структура производства, изображенная на рис.1, была изменена следующим образом: блок V был заменен последовательностью блоков, имитирующих работу аппаратов-декомпозиеров, описываемых системой дифференциальных уравнений. Помимо этого модель производства была дополнена обобщенной буферной емкостью.

Так как полученная модель содержит системы нелинейных алгебраических и дифференциальных уравнений, которые решались с помощью численных методов, то была произведена оценка ошибки модели. При моделировании на отрезке времени в 100 часов погрешность решения составила 3%, что вполне удовлетворяет цели разработки модели. В

результате были получены графики изменения энергопотребления при переходе на другие технологические режимы. Два из них представлены на рисунке ниже.

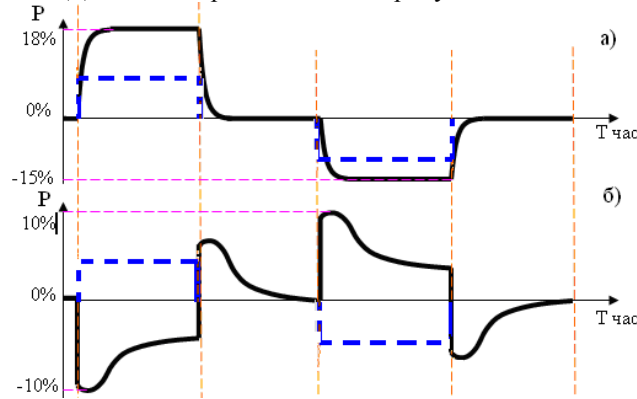


Рис.2. Реакция изменения энергопотребления P (сплошная линия) глиноземного производства при скачкообразном изменении (пунктирная линия) на 6% параметров относительно номинальных значений: каустического модуля М3(а), и содержания затравочного гидрата(б). Цена деления оси абсцисс – 120 часов

Для решения задачи определения стратегии управления предприятием в современных условиях рынка разработана модель оперативного управления(МОУ) в зависимости от цен на энергоресурсы и сырье[4]. Для глиноземного производства минимизация себестоимости осуществляется путем корректировки заданных концентрационных режимов участков. Себестоимость вычисляется с помощью выражения:

$S = C \cdot Q(X) \rightarrow \min$, где $Q(X) = \{Q_6, Q_n, Q_k, Q_3\}$ - вектор-столбец расходных коэффициентов (боксита, пара, каустика и электроэнергии соответственно) сырья и энергоносителей на 1 тонну глинозема, определяемых формулами (1), $C = \{C_6, C_n, C_k, C_3\}$ - вектор-строка соответствующих цен, которые в современных условиях характеризуются нестабильностью.

$$Q_6 = K_6 \frac{F_1}{0.629F_{10}}, \quad Q_n = K_n \frac{K_{вып} F_{12}}{0.629F_{10}}, \quad Q_k = K_k \frac{F_{13}}{0.629F_{10}}, \quad Q_3 = K_3 \sum_{i=1}^{16} \frac{K_{эi} F_i}{0.629F_{10}} \quad (1)$$

Здесь $K_{вып}$ - коэффициент расхода пара на 1м3 упаренной воды (Гкал/м3). $K_{эi}$ - коэффициенты распределения затрат электроэнергии вдоль гидрохимического кольца (кВт.ч/ед.измерений F), их значения определяются мощностями приводов насосов, мешалок и т.п. K_6, K_n, K_k, K_3 - поправочные коэффициенты, отражающие долю не учитываемых моделью затрат боксита, пара, каустика, электроэнергии и погрешности моделирования влияния концентрационного режима на составляющие себестоимости.

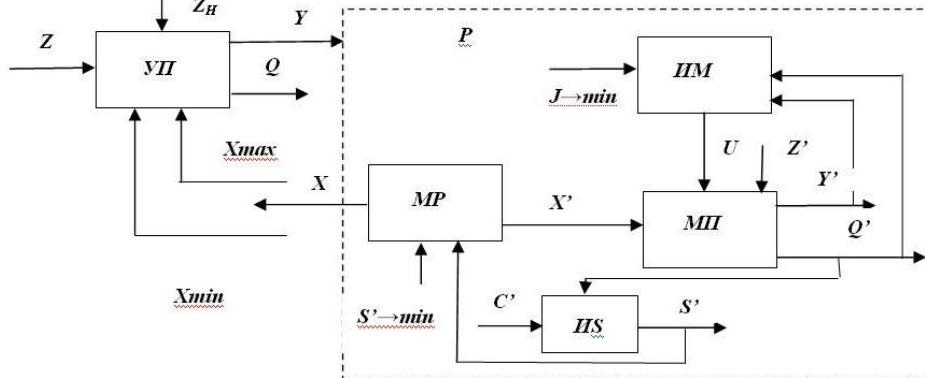


Рис.3. Структура модели оперативного управления производством(МОУ)

На рис.3 блоком УП обозначено собственно производство, X- вектор режимных параметров, Xmin, Xmax- допустимый диапазон его изменения, Z- контролируемые, ZH - неконтролируемые внешние воздействия, Y - вектор выходных параметров, Q- вектор расходных

коэффициентов, Р -регулятор (на рисунке он выделен пунктирной линией), МП – статическая модель производства, X', Z'- оценочные значения параметров производства и контролируемых внешних воздействий соответственно, Y', Q'- вектора выходных параметров и расходных коэффициентов соответственно, вычисляемые с помощью модели, ИМ – блок идентификации модели, J – критерий идентификации, U – вектор идентификационных коэффициентов модели, IS – блок расчета себестоимости, C' – вектор оценочных значений цен, S'- оценочное значение себестоимости, МР- блок моделирования параметров производства, S'→min – критерий выбора параметров.

Выводы

Предлагается следующая стратегия повышения эффективности функционирования подобных предприятий, являющихся мощными узлами нагрузки:

- 1) определение оптимального, с точки зрения себестоимости, режима функционирования предприятия с помощью модели МОУ,
- 2) расчет объема энергопотребления производством при этом режиме с помощью статической модели (МП),
- 3) определение с помощью модели МД и на основе тарифов на электроэнергию в разное время суток почасового потребления электроэнергии.

Список литературы:

1. Постановление Правительства РФ от 27.12.2010г. № 1172 «Об утверждении правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты правительства российской федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности».
2. Постановление правительства РФ от 4.05.2012 г. № 442 (ред. от 29.12.2011) «Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии»
3. Зайцева Н.М. Выравнивание графика электрической нагрузки для глиноземного производства. // Промышленная энергетика. 2012. № 8.
4. Зайцева Н.М. Оперативное управление нелинейным инерционным энергоемким производством // Журнал «Проблемы энергетике» № 1-2 2012г, Россия, г.Казань.

О сокращении номенклатуры показателей надежности цифровых устройств релейной защиты

Захаров О.Г.

НТЦ «Механотроника»

zaharov_og@mtrele.ru

Обоснована возможность исключения из нормативных документов показателей надежности, в названии которых использованы слова «требование на срабатывание».

В отношении цифровых устройств релейной защиты до настоящего времени действует руководящий документ [1], утвержденный в 1997 году, базирующийся на требованиях разработанного практически за 10 лет до этого стандарта [2].

Из множества показателей надежности цифровых устройств релейной защиты, зафиксированных в [1], обратим внимание на те, в названии которых использованы слова «требование на срабатывание»:

- средняя вероятность отказа в срабатывании устройства за год (при появлении требования);

- параметр потока ложных срабатываний устройства в год (при отсутствии требования).

Следует отметить, что в технической и нормативной литературе определение понятия, обозначаемого термином «требование на срабатывание» отсутствует.

Эти два показателя можно встретить практически во всех работах по надежности цифровых устройств релейной защиты, а также в других работах, например посвященных надежности пожарных извещателей.

Выбирая любое из рекомендованных значений того или иного показателя и фиксируя их в технических условиях на изделие [5, 6], разработчик и производитель должны предусмотреть методику оценки их фактических значений.

Рассмотрим сами показатели подробнее. Первый из двух рассматриваемых показателей, характеризует совмещение двух независимых событий:

- отказ устройства (событие А);
- требование на срабатывание (событие В).

В теории надежности отказ устройства рассматривается как случайное событие, заключающееся в том, что объект полностью или частично перестает выполнять заданные функции.

Точно таким же событием является формирование условий, совокупность которых можно представить как требование на срабатывание.

Если вероятность отказа цифрового устройства зависит от его надёжности, то возникновение требования на срабатывание определяется характеристиками энергосистемы, в которой это устройство эксплуатируется.

Как известно [7], вероятность одновременного возникновения двух независимых событий может быть определена как произведение вероятностей каждого из этих событий:

$$P(AB) = Q(A) \times P(B), \quad (1)...$$

где $Q(A)$ – вероятность отказа устройства;

$P(B)$ – вероятность появления требования на срабатывание.

Из сказанного следует, что данный показатель нельзя отнести к индивидуальным характеристикам надёжности устройства, так как его значение зависит и от свойств системы, в которой используется цифровое устройство.

Для оценки вероятности отказа устройства $Q(A)$ воспользуемся результатами, полученными в [8, 9].

При наработке на отказ $T_0 = 125000$ часов вероятность безотказной работы устройства за первый год (8760 часов) эксплуатации составит (рис. 1):

$$P(A) = e^{-t/T_0} = e^{-8760/125000} = 0,932. \quad (2)...$$

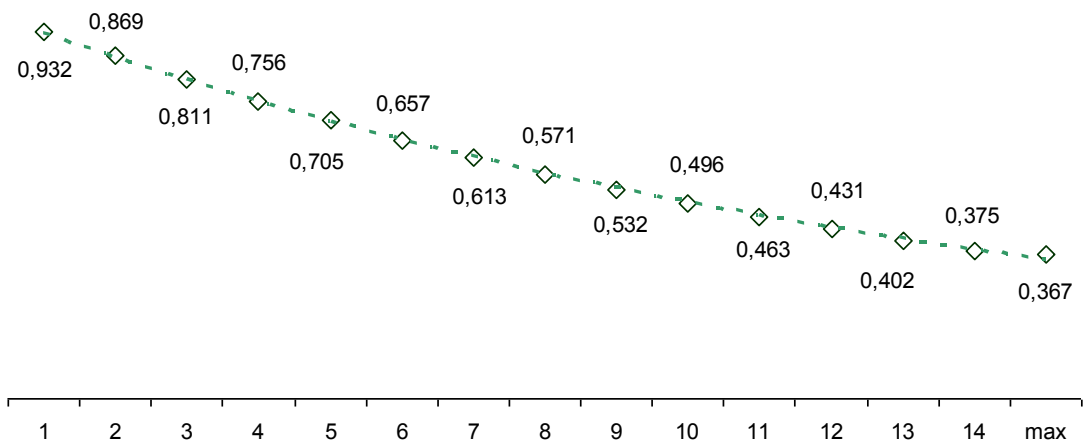


Рис.1 Изменения вероятности безотказной работы устройств при $T_0=125000$ час

Вероятность отказа устройства $Q(A)$ для первого года найдём по формуле для суммы противоположных событий:

$$Q(A) = 1 - P(A) = 1 - 0,932 = 0,068. \quad (3)...$$

Если ориентироваться на заведомо наихудший случай и предположить, что при отказе устройства оба события – появление требования на срабатывание устройства, формируемого электрической системой, или отсутствие требования на срабатывание – равновероятны, можно оценить значение вероятности события В как $P(B) = 0,5$.

Подставив значения $Q(A)$ и $P(B)$ в формулу (2) можно получить следующую грубую (явно завышенную) оценку значения показателя «средняя вероятность отказа в срабатывании устройства за первый год (при появлении требования)» для рассматриваемого класса цифровых устройств:

$$P(AB)_{0,5} = Q(A) \times P(B) = 0,068 \times 0,5 = 0,034. \quad (4)...$$

Однако на самом деле значение $P(B)$ значительно меньше 0,5, так как в любой электрической системе «требование на срабатывание» формируется ограниченное количество раз, а всё остальное время для системы характерно отсутствие «требования на срабатывание».

Для получения более точной оценки показателя необходимо знать количество срабатываний защит в электрической системе за год и количество отказавших за этот же период цифровых устройств.

Например, по данным ООО «НТЦ «Механотроника», в 2011 году к цифровым блокам релейной защиты, эксплуатирующимся на энергетических объектах ОАО «Российские железные дороги» была предъявлена одна претензия. За тот же период на этих объектах зафиксировано 515 отключений. В данном случае значение $P(B)$ может быть оценено как $1/515 = 0,0019$.

Кроме того, следует учитывать, что на любом энергетическом объекте одновременно находятся в эксплуатации изделия с разной наработкой. Так как с увеличением наработки вероятность отказа будет только расти, то вероятность отказа устройства для первого года работы можно рассматривать как минимальное значение для любого из цифровых устройств, установленных на данном энергетическом объекте.

Учитывая это и подставив полученное значение $P(B)$ в формулу (2), можно найти:

$$P(AB)_{\min} = 0,068 \times 0,0019 = 0,00013. \quad (5)...$$

Напомним, что в документе [1] рекомендуется выбирать одно из двух значений средней вероятности отказа в срабатывании устройства за год (при появлении требования): 1×10^{-5} или 1×10^{-6} (размерность отсутствует).

Для второго показателя в этом же документе рекомендованы иные значения, отличающиеся на порядок: 1×10^{-6} или 1×10^{-7} (размерность также отсутствует).

Примечательно, что рекомендованные значения для второго из рассматриваемых показателей приведено и в стандарте [4], но представляет собой величину совсем другого порядка – $0,0011/\text{год}$.

Полученное по формуле (5) значение $P(AB)_{\min} = 0,00013$ для изделий с наработкой на отказ $T_0 = 125000$ на первый взгляд представляется не соответствующим ни одному из двух значений (1×10^{-5} или 1×10^{-6}), рекомендованных в руководящем документе [1], и отличается от них не менее чем на порядок.

Для значения $Q(A) = 1 \times 10^{-5}$, установленного в документе [1] вероятность безотказной работы изделия составит:

$$P(A) = 1 - Q(A) = 1 - 0,00001 = 0,99999. \quad (6)...$$

Используя формулу (2) можно определить минимальное значение наработки на отказ $T_0\phi$, которое соответствует значению $P(A) = 0,99999$:

$$T_0\phi = -8760 / \ln 0,99999 = -8760 / (-0,00001) = 876 \times 106. \quad (7)...$$

Таким образом, оказывается, что при $Q(A) = 1 \times 10^{-5}$ фактическое значение наработки на отказ $T_0\phi$ должно, как минимум, в несколько тысяч раз превышать рекомендованное значение наработки на отказ $T_0 = 125000$ часов, заданное в этом же документе.

Произведённые по формулам (2), (6), (7) вычисления позволяют обоснованно предположить, что в руководящем документе [1] некорректно заданы значения вероятности отказа в срабатывании устройства.

При необходимости оценки вероятности безотказной работы за второй и последующие годы эксплуатации использовать формулу (2) нельзя, так как после подстановки в неё значения $t = n \times 8760$ (количество часов в n годах продолжительностью каждый 365 дней) получим значение вероятности безотказной работы за n прошедших лет, а не за n -ый год.

Предположив, что за каждый год работы изделия наработка на отказ уменьшается на значение $t = 8760$, можно предложить формулу (8), которая позволит оценить вероятность безотказной работы за n -ый год:

$$P(A) = e^{-8760/[T_0 - (n-1)8760]} = e^{-1/[T_01 - (n-1)]}, \quad (8)...$$

где $n = 1, 2, 3, \dots$ - год, для которого необходимо оценить вероятность безотказной работы;

T_01 – наработка на отказ в годах.

При $n = 1$ (то есть для первого года) формула (8) даёт тот же результат, что и формула (2). Одинаковый с формулой (2) результат формула (8) даёт и для того года, когда наработка на отказ T_0 будет «израсходована» полностью (рис. 2).

Особенностью данного графика является ограниченная область определения: при превышении фактическим временем текущей наработки заданного времени наработки на отказ $T_01 > T_0$ формула (8) теряет физический смысл.

Здесь необходимо ещё раз обратить внимание на то, что показатели $P(A)$ и $Q(A)$ характеризуют надёжность отдельного цифрового устройства, тогда как вероятность появления требования на срабатывание определяется характеристиками электрической системы, в которой установлены эти устройства. Именно эта особенность и делает неправильным включение

показателя «средняя вероятность отказа в срабатывании устройства за год (при появлении требования)» в руководящий документ [1] и, как следствие, в технические условия на цифровой блок релейной защиты [9, 10].

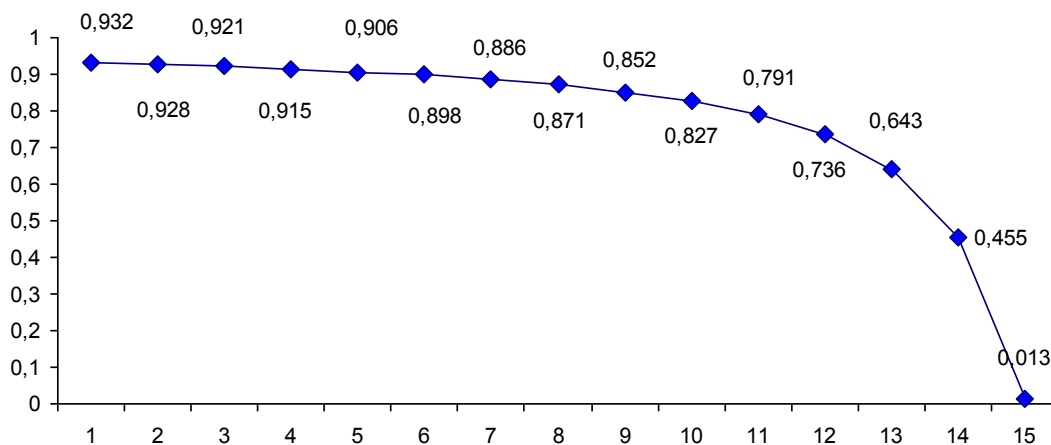


Рис. 2 Вероятность безотказной работы устройства в n-ом году при $T_0 = 125000$ часов ($T_{01} = 14,23$ года)

Второй из рассматриваемых в этой работе показателей - «параметр потока ложных срабатываний устройства в год (при отсутствии требования)» - также характеризует совмещение двух независимых событий:

– ложное срабатывание устройства (событие C), которое зависит от надежности этого устройства;

– отсутствие требования на срабатывание (событие D).

Если использовать терминологию, установленную в [4] то название этого показателя надежности должно быть сформулировано так:

- параметр потока ложных срабатываний устройств w , где ложное срабатывание – срабатывание при отсутствии требований.

Данное определение термина лучше, чем используемое многими специалистами определение ложного срабатывания, как срабатывания при отсутствии короткого замыкания [10]. Если ограничиться последним определением, то из рассмотрения оказываются исключенными те алгоритмы защиты, автоматики и сигнализации, условия срабатывания которых не связаны с наличием или отсутствием короткого замыкания.

В некоторых работах по релейной защите, например в [10], ложное срабатывание наряду с излишним срабатыванием и другими неправильными действиями защиты, отнесены к отказам функционирования релейной защиты, что нельзя считать корректным для отдельного устройства в составе системы релейной защиты.

Ложные срабатывания устройств могут происходить по разным причинам, далеко не всегда имеющим отношения к надежности устройства релейной защиты.

Часть внешних причин, вызывающих ложное срабатывание устройства, обусловлена поступлением на различные порты устройства электромагнитных помех, на которые оно реагирует так, как если бы соответствующий алгоритм сформировал требование на срабатывание.

Для исключения таких причин ложных срабатываний, устройства должны отвечать определенным требованиям по электромагнитной совместимости.

Даже если цифровое устройство отвечает всем требованиям по помехозащищенности, при проектировании электроустановки необходимо

руководствоваться рекомендациями, изложенными в отраслевых нормативных документах [12, 13, 14].

Для систем релейной защиты характерна ещё одна группа внешних воздействий, в результате воздействия которых исправное цифровое устройство формирует требование на срабатывание, а произошедшее после этого срабатывание цифрового устройства будет оценено как ложное.

Для исключения таких срабатываний в системах релейной защиты предусматривают блокирующие устройства (см., например, [15], с. 243), а в цифровых устройствах – алгоритмы, блокирующие их работу.

Правильнее такие причины рассматривать как дефекты схемных решений [16], приводящие к некорректной работе устройств или алгоритмов защиты.

Суммируя все сказанное можно утверждать, что рассмотренные внешние причины нельзя отнести к характеристикам надежности цифрового устройства релейной защиты.

Непрерывное наблюдение за работой цифровых устройств производства НТЦ «Механотроника» подтверждает, что именно несоблюдение рекомендаций, приведенных в отраслевых документах [12, 13] наиболее часто является внешними причинами ложных срабатываний цифровых устройств при отсутствии требования на срабатывание.

Для характеристики надежности отдельного устройства целесообразно рассматривать только те срабатывания, которые вызваны внутренними причинами, когда отказ того или иного элемента устройства приводит к срабатыванию устройства таким образом, как оно сработало бы при наличии требования на срабатывание.

Такой подход позволяет статистически определить показатель «поток ложных срабатываний», характеризующий надежность устройства, по формуле, аналогичной применяемой для оценки потока отказов $\mu(t)$ в стандарте [3]:

$$w(t) = [R(t_2) - R(t_1)] / t_2 - t_1, \quad (9)...$$

где $w(t)$ – параметр потока ложных срабатываний

$R(t_2)$ – количество ложных срабатываний к моменту времени t_2 ;

$R(t_1)$ – количество ложных срабатываний к моменту времени t_1 ;

Причем $t_1 \leq t \leq t_2$.

Кроме этого, для оценки верхнего значения этой характеристики устройства можно рассматривая все отказы устройства за время наблюдения как его ложные срабатывания, а для оценки потока ложных срабатываний использовать формулу, приведенную в стандарте [3]:

$$w(t)_{\max} < 1/T_0, \quad (10)$$

где $w(t)_{\max}$ – верхняя граница параметра потока ложных срабатываний

T_0 – наработка на отказ.

В связи с тем, что основные причины ложных срабатываний являются внешними по отношению к устройству, не зависят от его надежности, а определяются принятыми схемными решениями и корректным соблюдением

требований по электромагнитной совместимости, регламентированных нормативными документами, использование показателя «параметр потока ложных срабатываний w » в технических условиях на цифровые устройства требует дополнительного обоснования.

Список литературы:

1. РД 34.35.310-97 Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. // М.: ОРГРЭС, 1997, 36 с.
2. ГОСТ 4.185-85. Система показателей качества продукции. Устройства комплектные низковольтные. Номенклатура показателей. М.: Издательство стандартов. 1985.
3. ГОСТ 27.002-89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. М.: Издательство стандартов, 1991
4. ГОСТ 25804.2-83 Аппаратура, приборы, устройства и оборудование систем управления технологическими процессами атомных электростанций. Требования по надежности.
5. ДИВГ.648228.001 ТУ. Блоки микропроцессорные релейной защиты БМРЗ. Технические условия.
6. СТО ДИВГ-050-2012. Блоки микропроцессорные релейной защиты БМРЗ. Технические условия.
7. Вентцель Е.С. Теория вероятностей. М.: Наука, 1969, 576 с.
8. Гондуров С.А., Захаров О.Г. Определение наработки на отказ по результатам эксплуатации. // Вести в электроэнергетике, №1, 2010, С. 22.
9. Гондуров С.А., Захаров О.Г. Способ оценки наработки на отказ по результатам эксплуатации для устройств релейной защиты и автоматики // СТА (Современные технологии автоматизации) №3, 2010, С. 88.
10. А. Шалин. Микропроцессорные реле защиты: необходим анализ эффективности и надежности // Новости электротехники, №2 (38), 2006, С15.
11. ГОСТ 26291-84 (СТ СЭВ 4334-83). Надежность атомных станций и их оборудования. Общие положения и номенклатура показателей. М.: Издательство стандартов, 1985
12. СТО 56947007-29.240.043-2010. Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов. М.: НТФ «Энергопрогресс»,

- «Энергетик», 2010, 170 с.
13. СТО 56947007-29.240.044-2010. Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства. М.: НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик», 2010, 170 с.
 14. Р 78.36.013-2002. Рекомендации. Ложные срабатывания технических средств охранной сигнализации и методы борьбы с ними. М.: МВД РФ, 2002
 15. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем. М., Энергоатомиздат, 1998, 800 с.
 16. Захаров О.Г. Определение дефектов в релейно-контакторных схемах. М.: Росагропромиздат, 1991, 184 с.

Децентрализованные системы энергообеспечения

Золотов В.П.

*Самарский государственный технический университет, Россия, г. Самара
zolotovvp@mail.ru*

Централизованные системы энергообеспечения – предоставление потребителю электроэнергии и тепла - не способны обеспечить нужды последнего в полной мере и по разумной цене. Непрерывное увеличение их тарифов заставляет задумываться о возможностях альтернативных способов энергообеспечения. Выходом здесь может оказаться децентрализованное или локальное энергообеспечение, при котором необходимые количества электроэнергии и тепла в меньших объёмах под нужды отдельного жилого микрорайона, жилого посёлка, предприятия или коттеджного объединения вырабатываются непосредственно в месте их потребления в едином технологическом процессе. Такая организация производства энергии обладает рядом существенных преимуществ по отношению к централизованным:

1. Передача энергии потребителю происходит с некоторыми потерями. Минимизация потерь при транспортировке электроэнергии на большие расстояния обеспечивается повышением рабочего напряжения до 220 кВ (и ставится задача построения линий электропередачи на напряжения 500 и более кВ). В правительственных документах названы величины потерь по электроэнергии в 30% [1], потери по теплу в [2] определены тоже на уровне в 30%. Финансовые вложения на обеспечение передачи энергии значительны. Поставщик все расходы перекладывает на потребителя, повышая тарифы.

В локальных системах эти потери не существенны.

2. В централизованных системах энергообеспечения чаще всего реализуется отдельный способ выработки электроэнергии и тепла, который обеспечивает среднее по России значение КПД производства электроэнергии в 25% и тепла в 85-90% [4]. В итоге в лучшем случае общий коэффициент полезного использования потенциала сожжённого топлива оказывается на уровне в 55% [4,5]. В децентрализованных системах целесообразно организовывать единый технологический процесс их получения, дающий возможность после производства электроэнергии обеспечить утилизацию остающегося тепла на нужды теплоснабжения. Этими мерами общий коэффициент использования потенциала сожжённого топлива повышается до общего уровня в 90% [5], снижая себестоимость процесса и уменьшая тарифы. Кроме того, следует учесть факт, что в централизованных системах производства электроэнергии тарифы для потребителя в восемь-десять [3,4] раз превышают себестоимость её производства в локальных системах с целью аккумуляирования энергетиками финансы к строительству новых энергопроизводящих мощностей (за последние двадцать лет не построено ни одного крупного энергоузла, «...ввод в действие новых производственных мощностей сократился от 2 до 6 раз...» [1]). Следовательно, в локальных системах тарифы для потребителя в большей степени будут определяться стоимостью первичного энергоносителя (природного газа или жидких нефтепродуктов), эксплуатационных расходов и ориентировочно составят:

- по электроэнергии -1 руб./кВт-час для систем с утилизацией тепла на нужды теплоснабжения или 1.5 руб./кВт-час для систем без утилизации (платим 3,0 и более рубля за кВт-час);

- по теплу 500-600 руб./Гкал (платим 1000 и более рублей за Гкал).

3. В централизованных системах отопления в распределённой трубопроводной сети находится большое количество горячей воды. Изменения температуры наружного воздуха в зимнее время приводят к необходимости регулирования температуры теплоносителя для сохранения ком-

фортных условий в жилых помещениях потребителя. Но при объёмах 10 000 м³ воды и более в сети трубопроводов система теплоснабжения становится практически не управляемой из-за большой её инерционности – изменения температуры горячей воды у потребителя происходят через 20-26 часов после её корректировки на выходе котельного агрегата. На улице стало теплее, а батареи отопления по-прежнему усиленно греют квартиру. Типичными становятся ситуации «перетопа» и «недотопа» - дискомфорт жилых помещений, приводящие к перерасходу энергоносителя. Системы теплоснабжения подавляющего большинства городов, особенно малых, работают с перерасходом (за один отопительный сезон) [2]:

- топлива - не менее 15-20 %;
- электроэнергии - 40% и более за отопительный сезон.

В локальных системах эти проблемы отсутствуют, а системы управления легко решают проблемы автоматической корректировки температуры теплоносителя в зависимости от погоды.

4. В централизованных системах теплоснабжения для уменьшения коррозии оборудования и труб распределённой сети в воду добавляют некоторые химические соединения, которые оказывают вредное воздействие на организм человека. Экологические службы не всегда могут проследить соответствие их содержания требуемым гигиеническим нормам. Зачастую после купания в ванной человек ощущает раздражение кожи из-за воздействия этих химических реагентов. Инерционность мышления руководителей служб теплоснабжения мешает внедрению иных путей борьбы с этими явлениями, хотя существуют проверенные способы безреагентной обработки сетевой воды [7]. В локальных системах, меньших по масштабу и сложности, все эти вопросы легче решаются, легче реализуются новые технические возможности организации их работы.

5. Для централизованных систем характерна значительная изношенность всего технологического оборудования (по официальным данным степень изношенности достигает 60-65%), около 50% объектов коммунального теплоснабжения и инженерных сетей требуют замены [1]. Отсюда частые аварийные ситуации. Порыв магистрального теплопровода приводит к замерзанию микрорайонов с опасностью размораживания всей технологической системы. А это огромные финансовые расходы на последующее её восстановление (характерен пример трагедии города Алчевск Луганской области Украины, где 23.01.06 из-за порыва трубы центрального теплопровода в морозы без теплоснабжения осталось всё 120-тысячное население города.) Интенсивность таких отказов возросла, а финансовые ограничения не дают возможности проведения работ по замене изношенных труб сетей. Всё это перекладывается на потребителей тепла, увеличивая платежи.

Стоит отметить также, что для централизованных систем теплоснабжения при подключении нового потребителя расходы последнего только на реализацию выставленных технических условий зачастую превосходят стоимость котельной установки, которую потребитель мог бы построить под свои нужды. А ведь далее последуют эксплуатационные платежи.

В децентрализованных - локальных системах используются только внутриквартальные и внутридомовые сети трубопроводов, обслуживание которых требует существенно меньшие финансовые расходы. Снижается риск возникновения аварийных ситуаций, повышается надёжность эксплуатации.

6. Внутридомовые системы отопления и горячего водоснабжения также находятся в неудовлетворительном состоянии. По регламенту обслуживания систем теплоснабжения в начале каждого отопительного периода для каждого дома должна проводиться процедура промывки внутридомовой системы гидropневматическим способом – подачей воды с пузырьками сжатого воздуха. В подавляющем большинстве городов и населённых пунктов системы отопления домов эффективно не промывались в течение длительного периода, поэтому их гидравлическое сопротивление превышает нормативное в 2-3 раза [2]. Следовательно, рабочее давление сетевых насосов не может прокачать необходимое количество горячей воды для нужного температурного режима в помещениях. А повышать давление насосов нельзя из-за опасности порыва теплотрасс. Люди в домах замерзают.

В то же время есть простое техническое решение этой проблемы – очистка теплотрассы и внутридомовой системы труб от ржавчины, грязи и биологической флоры созданием слабых ультразвуковых колебаний в потоке воды с помощью трансзвукового струйно-форсуночного аппарата – транссолика [5,6]. Вся грязь, ржавчина отслаивается от стенок труб, биологическая флора уничтожается ультразвуком. Все механические включения потоком воды уносятся в грязевики и периодически удаляются. Происходит самоочистка теплотрасс и внутридомовых систем теплоснабжения, улучшается работа приборов отопления. Практическая проверка

состояния системы с трансоником выявила полное отсутствие каких-либо отложений. Эти аппараты великолепно себя зарекомендовали в эксплуатации в течение более десяти лет.

Эти пункты отмеченных преимуществ – свидетельство предпочтительности децентрализованного локального энергообеспечения. По величине эксплуатационных расходов, по надёжности и качеству предоставляемых услуг локальные системы всегда будут предпочтительными по отношению к централизованным.

Список литературы:

1. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. Российская бизнес-газета, № 429 от 07.10.2003 г.
2. В.А. Чупрынин, генеральный директор ООО «ОргкоммунЭнерго», Ю.Я. Суздаев, начальник ЖКХ Рязанского района Рязанской области. Основные причины кризиса в теплоснабжении России и методы борьбы с ним. (<http://www.rosteplo.ru>)
3. Фёдоров В.А., Смирнов В.М. Опыт разработки, строительства и ввода в эксплуатацию малых электростанций. Москва, «Теплоэнергетика» №1, 2000 г.
4. Дубинин В.С., Лаврухин К.М. Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии в котельных. Журнал «Новости теплоснабжения», №4(20), апрель 2002 г., с. 44-47.
5. Золотов В.П. Локальное теплоснабжение. Вестник СамГТУ, серия «Технические науки», 2005, № 25. Самара, СамГТУ.
6. Плисс А.А., Золотов В.П., Будкин А.В. Комбинированное производство электрической и тепловой энергии: состояние, перспективы. Вестник СамГТУ. Сер. Технические науки, -2008.- № 2(22). – Самара, СамГТУ, с. 201-210.
7. Матвиевский А.А., Овчинников В.Г. Безреагентная технология водоподготовки. Журнал «Новости теплоснабжения», № 7, 2005 г.

Разработка вакуумного выключателя с жидкометаллической контактной системой

Иванов Н.А. Казанцев А.А.

*Самарский государственный технический университет, Россия, г. Самара
integral_is_x@mail.ru*

В настоящее время в сетях среднего напряжения из всех существующих типов выключателей по параметрам высокой надежности и экологичности, по обслуживанию и эксплуатации, по диапазонам номинальных параметров и экономичности наиболее целесообразным является применение вакуумных выключателей. Наибольший спрос рынка на вакуумную коммутационную технику к 2015 году составит 80% всего рынка коммутационной техники среднего напряжения. Самоокупаемость вакуумных выключателей особенно высока при использовании в распределительных устройствах с частыми коммутациями. [1]

К вакуумным выключателям сегодня предъявляют различные требования: от коммутаций трансформаторов и электродвигателей, воздушных и кабельных линий, реакторов и конденсаторных батарей, до применения в цепях электрофильтров и питания электродуговых печей, как в режиме переключений, так и в аварийных режимах.

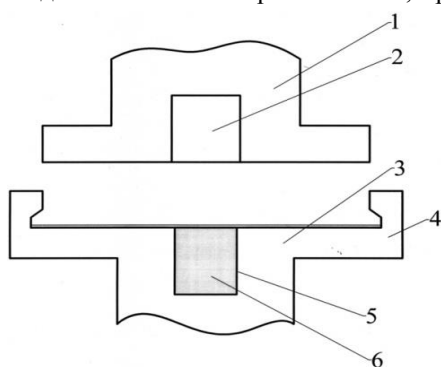
Недостатком контактных систем вакуумных выключателей является возникновение коммутационных перенапряжений, которые могут достигать 6-7-кратного фазного напряжения, что значительно больше, чем при других видах внутренних перенапряжений. Перенапряжения возникают вследствие высоких значений токов среза, скорости изменения тока при отключении и дребезга контактов при включении. В процессе эксплуатации вакуумного выключателя имеет место эрозия контактных поверхностей. При этом увеличивается сопротивление контактов, что приводит к дополнительным потерям электроэнергии.

Известна контактная система, в межконтактном объеме которой используется жидкометаллическое рабочее тело. Жидкометаллическое рабочее тело в роли контакта обладает рядом достоинств, а именно, малое переходное сопротивление, отсутствие явлений сваривания, залипания. Но из-за своей подвижности жидкий металл под действием электродинамических сил и при движении контактов способен разбрызгиваться, поэтому электрические аппараты с жидкометаллическим рабочим телом должны иметь герметическую конструкцию в зоне контакта.[2] Так же жидкие металлы способны покрывать изоляционные материалы, что приводит к резкому снижению пробивного напряжения. Из-за текучести жидкого металла такие электрические аппараты должны быть установлены строго вертикально, во избежание замыкания контактов и вытекания жидкометаллического рабочего тела при наклоне относительно

вертикальной оси.

Использование в контактной системе вакуумного выключателя жидкометаллического рабочего тела предполагает улучшение его характеристик, а именно снижение перенапряжений при коммутациях, уменьшение тока среза и скорости изменения тока при отключении, увеличение пробивного напряжения, уменьшение дребезга контактов при включении, и снижение эрозии контактов, что приведет к уменьшению сопротивления контактов, а следовательно к снижению потерь электроэнергии при протекании тока нагрузки.

Рассмотрим конструкцию вакуумного выключателя с жидкометаллическим рабочим телом в межконтактном объеме на примере. В дугогасительном канале, в геометрических центрах подвижного и неподвижного контактов выполнены глухие цилиндрические отверстия разного диаметра, в отверстие подвижного контакта и на контактирующую поверхность его помещено жидкометаллическое рабочее тело, причем 95% его находится в отверстии и 5% на поверхности.



Контактная система вакуумного выключателя изображена на рис. 1.

Рис.1. 1-неподвижный контакт, 2-глухое цилиндрическое отверстие, 3-подвижный контакт, 4-отражатель, 5-глухое цилиндрическое отверстие, 6-жидкометаллическое рабочее тело.

Устройство работает следующим образом: в исходном положении неподвижный контакт 1 и подвижный контакт 3 разомкнуты, жидкометаллическое рабочее тело 6 в состоянии покоя. При включении выключателя подвижный контакт 3 приходит в движение, и жидкометаллическое рабочее тело 6 приобретает

кинетическую энергию, которая позволяет ему при соприкосновении неподвижного контакта 1 и подвижного контакта 3 переместиться в глухое цилиндрическое отверстие 2. Это обеспечивает надежное электрическое соединение неподвижного контакта 1 и подвижного контакта 3 сразу после коммутации, что исключает появление дуги. Отражатель 4 служит для предотвращения разбрызгивания жидкометаллического рабочего тела 6 при включении.

Во включенном положении выключателя жидкометаллическое рабочее тело 6 под действием силы тяжести перемещается обратно в глухое цилиндрическое отверстие 5. Таким образом, в каждом цикле «включение - отключение» пленка жидкометаллического рабочего тела на поверхности контактов обновляется.

За счет жидкометаллического рабочего тела 6 увеличивается площадь соприкосновения неподвижного контакта 1 и подвижного контакта 3 выключателя, что снижает электрическое сопротивление контактного перехода и приводит к снижению потерь электроэнергии.

При отключении выключателя размыкание неподвижного контакта 1 и подвижного контакта 3 происходит при наличии жидкометаллической пленки на контактных поверхностях. При этом образуются параллельные дуги, что вызывает ограничение отключаемого тока. Это приводит к уменьшению тока среза выключателя, снижению уровня перенапряжений и эрозии самих контактов.

В качестве жидкометаллического рабочего тела подходит эвтектический сплав галлий-индий-олово. Сплав нетоксичен, не взрывопожароопасен, имеет сравнительно низкое электрическое сопротивление, сохраняет жидкое состояние в широком интервале температур от 10°C до 2000 °C, обладает малой величиной переходного сопротивления и имеет высокую теплопроводность.

На настоящий момент проведены расчеты параметров рабочей камеры устройства в зависимости от номинального тока. Разработана методика проведения стендовых испытаний контактной системы, для получения нагрузочных и температурных характеристик при номинальных токах и токах короткого замыкания. Результаты теоретического исследования позволяют рассматривать данную схему как работоспособную и допустимую к дальнейшим испытаниям.

Список литературы:

1. Евдокунин Г.А. Тилер Г. Современная вакуумная коммутационная техника для сетей среднего напряжения. – СПб.: Издательство Сизова М.П., 2000. – 114 с., с илл.
2. Беляев В.Л. Особенности конструкций и работы многоамперных электрических аппаратов/ Учеб.пособие. – СПб.: СЗТУ, 2005. – 274 с.

Методика оценки комплексной эффективности использования ресурсов энергетическими предприятиями по экологическим критериям

Гаврилова А.А., Салов А.Г., Иванова Д.В., Чиркова Ю.В.

*Самарский государственный архитектурно-строительный университет, Россия, г. Самара
darya.i@inbox.ru*

Деятельность промышленных предприятий оказывает негативное влияние на состояние окружающей среды. Изменившиеся экономические условия, структура производства, старение основных производственных фондов, нерациональное использование природных ресурсов обостряют проблемы охраны окружающей среды. Таким образом, все более актуальными становятся вопросы рационального природопользования, энергетического менеджмента, оценки возможных последствий строительства и эксплуатации объектов энергетики, минимизации вредных воздействий на окружающую среду.

Конструктивными подходами для решения обозначенных проблем являются методы системного анализа и моделирования деятельности производственно-экономических систем, позволяющие получать необходимую информацию для совершенствования процессов управления [1].

В данной статье в целях создания методики оценивания комплексной эффективности предлагается начать с формализации задачи имитационного моделирования деятельности генерирующего предприятия по экологическим критериям и построение системы управления.

Для моделирования производственной зависимости между входными и выходными показателями производства применяются производственные функции типа Кобба-Дугласа [2]. Для описания деятельности генерирующего предприятия используем трехфакторную неоднородную производственную функцию:

$$Y_s(t) = AK(t)^\alpha L(t)^\beta T(t)^\gamma \quad (1)$$

Выходной величиной является суммарный выпуск продукции, выпуск энергии Y_s . Для его определения используем три базовых входных параметра энергетического производства – объем основных фондов предприятий K , численность трудовых ресурсов L и количество топливных ресурсов T . Для простоты примем их экзогенными переменными, т.е. не подверженными влиянию других величин.

Положим, что базовый технологический цикл на производстве длится один год. Размеры материальных K , трудовых L и топливных T ресурсов, используемых в течение года в процессе производства, будем брать в объеме, рассчитанном на начало года. Объем выпущенной продукции Y_s будем исчислять на конец технологического цикла, т.е. на конец года.

На первом этапе в качестве управляющей переменной примем относительную долю промышленных инвестиций в структуре годового выпуска промышленной продукции и величину амортизационных отчислений.

Нормы амортизационных отчислений будем считать зависящими от долговечности эксплуатируемых основных фондов [3]. Динамику амортизационных отчислений будем учитывать, начиная с 1990 года.

Считаем, что изменения управляющих переменных возможны с периодом, равным длительности одного технологического цикла. Полагается, что ежегодные капиталовложения в отрасль инвестируются из дохода энергетического комплекса Y_s согласно управляющей переменной $s_1(t)$ – доли инвестиций в структуре ежегодного выпуска продукции:

$$I(t) = s_1(t)Y(t-1) \quad (2)$$

Положим, что на входные ресурсы, определяющие выпуск продукции, – объем основных фондов производства и численность работающего персонала – накладываются естественные разумные ограничения:

$$0 < K(t) < K_{max}, \quad 0 < L(t) < L_{max} \quad (3)$$

где K_{max} и L_{max} определяются величиной производственного потенциала производства.

На управляющую переменную $s_1(t)$ накладывается естественное ограничение $0 < s_1(t) < 1$. Считая временной интервал с 1990 до 2013 года – интервалом достаточно устойчивого функционирования производственных структур, по статистическим данным идентифицировалась величина управляющего параметра $s(t)$, определяющего далее объем инвестиционного фонда.

Величина $s(t)$ определялась с применением сглаживания на основе формулы:

$$K(t) = K(t-1) + s(t)Y(t-1) \quad (4)$$

Дальнейшее аналитическое продолжение траектории управляющей переменной осуществлялось путем прогнозирования на основе экспертных оценок нескольких вероятных вариантов ее развития.

Определив прогнозные значения основных фондов K по формуле (4) и величины выпуска продукции Y_s на период 2014-2015 гг. с помощью модели (1), используем эти данные в качестве исходных для имитационной модели управления энергетическим производством по экологическому критерию – снижению выбросов вредных веществ. В качестве агрегированного показателя экологической эффективности функционирования энергосистемы примем валовые выбросы вредных веществ $Vb(t)$ и учтем дополнительный входной параметр – величину финансирования природоохранных мероприятий F .

Построим математическую модель вида:

$$Vb(t) = AY_s(t)^\alpha F(t)^\beta K(t)^\gamma \quad (5)$$

где управляющим воздействием является величина отчислений на природоохранные мероприятия F в структуре ежегодного выпуска продукции.

$$F(t) = s_2(t)Y(t-1)$$

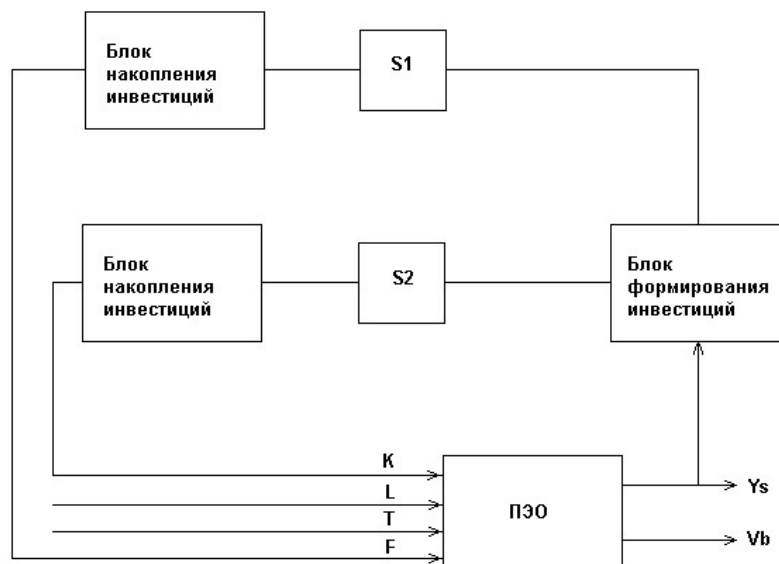


Рис.1. Структура имитационной системы управления генерирующим предприятием.

Аналогично на управляющую переменную $s_2(t)$ накладывается естественное ограничение $0 < s_2(t) < 1$. Величина $s_2(t)$ определяется на основе формулы:

$$F = F(t-1) + s_2(t)Y(t-1) \quad (6)$$

Таким образом, используя имитационные модели (1) и (5) представим производственно-экономический объект в виде зависимости количества произведенной энергии от трех факторов: объема основных фондов предприятий, численности трудовых ресурсов и количества топливных ресурсов и зависимости величины валовых выбросов вредных веществ от количества произведенной энергии [4]. Структура управления производственно-экономической системой представлена на рисунке 1.

В представленной системе управления в качестве управляющих переменных примем относительную долю промышленных инвестиций в структуре годового выпуска промышленной продукции $s_1(t)$ и величину отчислений на природоохранные мероприятия в структуре ежегодного выпуска продукции $s_2(t)$.

Выводы:

1. Предложена методика оценки системной эффективности энергосистемы по экологическим критериям.
2. Сформулированный подход позволяет при подстановке реальных статистических данных показателей деятельности энергетического комплекса определить необходимый объем финансирования природоохранных мероприятий, который приведет к снижению выбросов вредных веществ в атмосферу и повысит эффективность использования основных ресурсов.

Список литературы:

1. Краснов С.В., Гаврилова А.А. Проблемы организации производства – энергоснабжение и эффективность управления ресурсами./ *акад. журнал «Интеллект, инновации, инвестиции»*, ч.1, спец. выпуск по материалам I меж. декабрьские научные чтения, 2012, г.Оренбург. – С. 146–149.
2. Дилигенский Н.В., Гаврилова А.А., Цапенко М.В. Построение и идентификация математических моделей производственных систем – С.: ООО «Офорт», 2005, – 126 с.
3. Гаврилова А.А. Применение имитационного моделирования для анализа устойчивости производственно-экономического объекта./ *Инфокоммуникационные технологии*, №4 (т.9), 2011, –С.67– 72.
4. Гаврилова А.А., Чиркова Ю.В., Иванова Д.В. Применение имитационного моделирования в организации производства с учетом экологических показателей./ *Материалы X Международной научно-практической конференции «Татищевские чтения: актуальные проблемы науки и практики»*, г. Тольятти, 2013 г., – С. 96–102.

Подготовка специалистов для предприятий электроэнергетики с применением деловых игр

Калани Э.Я.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

honey_emma@mail.ru

Требования к современной подготовке персонала энергопредприятий включают знание схем, устройства и конструкции энергетического оборудования; понимание технологических процессов; знание правил технической эксплуатации, правил устройства электроустановок и правил техники безопасности; обладания навыками планирования режимов и быстрой реакцией в нестандартных ситуациях [1]. Различные аспекты профессиональной подготовки студентов-электроэнергетиков регламентированы Федеральным образовательным стандартом подготовки магистров по направлению «Электроэнергетика и электротехника» и соответствующими основными образовательными программами вузов по этому направлению.

В частности, профессиональная подготовка магистрантов-электроэнергетиков осуществляется в Томском политехническом университете (ТПУ) при изучении дисциплины «Оперативное управление в электроэнергетике». Освоение дисциплины предполагает изучение оборудования и технологических процессов, правил технической эксплуатации, правил устройства

электроустановок, получение навыков ведения штатных и аварийных режимов, а также проведения оперативных переключений в ходе деловых игр [2].

Как показывает практика, вопросы повышения эффективности подготовки и тренировки оперативного персонала энергопредприятий целесообразно решать с использованием специальных тренажёров диспетчера, отражающих как поведение энергосистемы (ЭС) в различных режимах работы, так и основной характер деятельности диспетчера. При обучении и проверке знаний оперативного персонала тренажёры обеспечивают освоение следующих функций:

– производство оперативных переключений на оборудовании электростанций и подстанций;

– ведение нормального режима ЭС с поддержанием установленных значений частоты и потоков мощности;

– анализ аварийных ситуаций, возникающих в основной сети ЭС, принятие решений по предотвращению развития аварии, восстановление нормального режима [3].

Применение тренажёров в образовательном процессе требует разработки специального учебно-методического обеспечения, поскольку для студентов они используются в качестве обучающих, а не тренировочных систем. В настоящее время на кафедре электрических сетей и электротехники ТПУ проводится работа по созданию учебно-методического комплекса (УМК) по дисциплине «Оперативное управление в электроэнергетике», включающего блок деловых игр с использованием режимных тренажёров. Основные модули УМК: электронный учебник, система тестирования и лабораторный практикум. Лабораторный практикум содержит методические указания к деловым играм по оперативным переключениям и по ведению режима.

Инструментом для деловых игр по оперативным переключениям выбран тренажёр «Модус» [4], который предназначен для обучения персонала энергетических объектов порядку проведения оперативных переключений. Во время деловой игры осваиваются такие виды работ, как взаимодействие оперативного персонала, действия при срабатывании аварийной сигнализации, подготовка к использованию типовых бланков и программ переключений, проведение и регистрация переключений в оперативном журнале.

В качестве инструмента для деловых игр по ведению режима ЭЭС используется режимный тренажёр диспетчера «Феникс». Он представляет собой программный комплекс, предназначенный для проведения сеансов противоаварийных тренировочных учений с отображением оперативной обстановки в ЭС.

Учебная режимная модель Морозовской ЭС, используемая в составе тренажёра [5] и принятая для постановки деловых игр, позволяет моделировать основные оперативные состояния ЭС, такие как нормальные установившиеся режимы, установившиеся режимы с отклонением основных параметров режима за пределы допустимых значений, режимы с ненормальной частотой в сети, переходные режимы, связанные с нарушением устойчивости [3].

В качестве примера дадим краткое описание фрагмента разработанного учебно-методического обеспечения деловой игры «Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Центральная – ТЭЦ-2 с работой АРОДЛ (автоматика разгрузки при отключении двух линий электропередачи) на ТЭЦ-2 в ремонтной схеме сети», проводимой в Морозовской ЭС. В составе Морозовской ЭС находится Морозовское Региональное Диспетчерское Управление (РДУ), под управлением (или в ведении) которого находятся следующие объекты: Святогорская ГРЭС, Южная ГРЭС, Светлая ГЭС, ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, блок-станции ТЭЦ нефтеперерабатывающего завода и ТЭЦ центрального металлургического комбината, три подстанции 500 кВ, 18 подстанций 220 кВ, пять подстанций 110 кВ. Фрагмент оперативной схемы 500, 220, 110 кВ Морозовской ЭС представлен на рис. 1.

Целью деловой игры является получение навыков введения параметров режима в допустимую область при аварийном отключении ВЛ 220 кВ в ремонтной схеме сети Морозовской ЭС. В ходе деловой игры необходимо не допустить развития нарушения электрического режима в ЭС, выявить все отклонения параметров послеаварийного режима от нормальных значений и привести значения параметров электрического режима к нормально-допустимым.

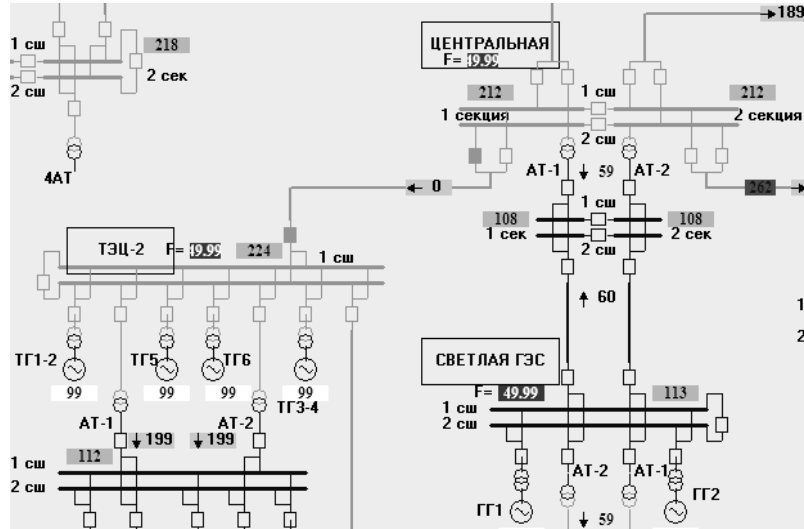


Рис. 1. Фрагмент оперативной схемы Морозовской ЭС

Участниками деловой игры являются: Руководитель, Инструктор и Участники (Диспетчеры ОДУ ОЭС и Морозовского РДУ). Инструктор исполняет роль руководства деловой игры и, одновременно выполняет функции подчиненного по отношению к Диспетчерам персонала, имитируя приём и исполнение команд Диспетчеров на объектах ЭС [6]. Студенты получают роли Инструктора и Диспетчеров. Участникам предоставляются следующие данные: исходный режим, отклонения от нормальной схемы и аварийное возмущение в ЭС, вводная и задание, оптимальное решение задачи ликвидации аварийного возмущения (для режима обучения).

В учебном сеансе деловой игры можно выделить пять этапов.

На первом этапе изучается терминология, схема и оборудование.

Второй этап представляет собой начальный период уяснения исходного оперативного состояния схемы и режима ЭС. Студент-Диспетчер работает с Интерфейсом Диспетчера режимного тренажёра (рис. 2) и вызывает на связь Инструктора для уточнения режима работы и состояния оборудования объектов ЭС, по которым в Интерфейсе Диспетчера отсутствует текущая информация, а также для уточнения состояния схемы.

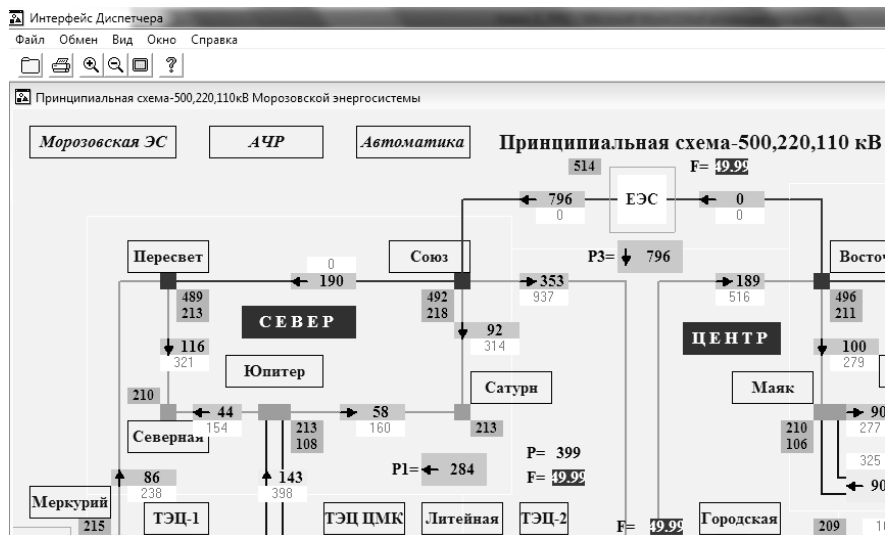


Рис. 2. Интерфейс Диспетчера в режимном тренажёре диспетчера «Феникс»

Третий этап – период развития аварийной ситуации по сценарию деловой игры при участии противоаварийной автоматики, во время которого обучаемый оценивает сложившуюся ситуацию и намечает план ликвидации аварии. Оценка ситуации производится на основе

информации, получаемой при помощи Интерфейса Диспетчера, а также по сообщениям, которые воспроизводит Инструктор.

Четвёртый этап – период ликвидации аварийной ситуации и восстановления оперативного состояния ЭС. Студент-Диспетчер осуществляет решение задачи в соответствии с принятым планом ликвидации аварии, посредством выдачи команд на объекты, которые вводит в модель Инструктор, управляя моделью ЭС. В модель ЭС вводятся следующие управляющие воздействия:

– коммутационные изменения в схемах распределительных устройств станций и подстанций;

– изменение управляемых параметров, регулирование активной мощности агрегатов электростанций, смена уставок АРВ генераторов электростанций, изменение положения РПН трансформаторов, отключение и включение нагрузки в узлах ЭС [6].

Пятый этап – оценка действий студентов в процессе деловой игры. Команды, отдаваемые Участниками, записываются одним из них в протокол решения задачи. Оценка действий студентов проводится на основе протокола решения задачи и технологической карты, включающей систему выставления штрафных и поощрительных баллов за решение режимной задачи.

Как показывают предварительные результаты, деловые игры являются эффективным способом освоения студентами широкого круга практических работ по оперативному управлению в электроэнергетике. В процессе деловой игры с использованием универсального режимного тренажёра диспетчера «Феникс» магистранты приобретают навыки управления энергетическими объектами в различных оперативных состояниях, включая аварийные и послеаварийные режимы. Таким образом, подтверждается целесообразность дальнейшего развития деловых игр в качестве элемента образовательного процесса.

Список литературы:

1. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС». СТО 59012820.03.100.30-002-2009. Профессиональная подготовка, поддержание и повышение квалификации персонала: утв. и введен в действие: приказом ОАО «СО ЕЭС» от 06.11.2009. № 434. М. 2009.
2. *Магид С.И., Архипова Е.Н., Музыка Л.П.* Научная методология в современном образовательном процессе персонала электроэнергетики РФ // *Надёжность и безопасность энергетики: научно-технический журн.* 2008. № 1. URL: <http://www.sigma08.ru/jur1-5.htm> (дата обращения 10.06.2013).
3. Воронин В.Т. Режимные тренажёры, как средство обеспечения надёжной работы оперативного персонала // *Оперативное управление в электроэнергетике. Подготовка персонала и поддержание его квалификации: журнал.* 2005. №1.
4. Тренажёр оперативных переключений «Модус» [Электронный ресурс] // Компания Модус [сайт]. [2012]. URL: <http://swman.ru/content/blogcategory/20/48/> (дата обращения 15.06.2013).
5. Режимный тренажёр диспетчера «Феникс» [Электронный ресурс] // ЗАО «Монитор Электрик»: [сайт]. [2012]. URL: <http://www.monitel.ru/files/downloads/products/Broshyura%20%20Finist.pdf> (дата обращения 15.06.2013).
6. Хрущев Ю.В., Бацева Н.Л., Фикс Н.П., Калани Э.Я. Постановка деловых игр по оперативному управлению в электроэнергетике для профессиональной подготовки магистрантов // *Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. IV междунар. науч.-техн. конф., Т.2* // Мин-во образования и науки РФ, Юж.-Рос. гос. политехн. ун-т (НПИ) имени М.И. Платова. – Новочеркасск: Лик, 2013.

Разработка мини-ГЭС на базе синхронного генератора с постоянными магнитами

Карачев В.С., Алеко М.Н.

*Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск
kara-vadim@yandex.ru*

Одной из самых острых проблем современной России является демографическая ситуация, в частности неравномерная плотность заселения территории. Как известно, Восточная Сибирь – самая богатая часть страны по нахождению в ней полезных ископаемых, водных и лесных ресурсов [1] – имеет самую малую плотность заселения – меньше двух человек на один квадратный километр [2]. Отсюда вытекает острая потребность в освоении территории Восточной Сибири экономически активным населением.

При освоении новых территорий возникает ряд проблем снабжающего характера, и одна из самых важных из них – снабжение электроэнергией. Ввиду чрезвычайной обширности

территории, сложности рельефа и ландшафта, а так же климатических условий, проведение линий электропередач может оказаться дорогим, трудоемким и в итоге экономически нецелесообразным мероприятием. В этом случае, логичнее сделать выбор в направлении альтернативной энергетики. В связи с известным обилием быстрых горных рек на всей территории Восточной Сибири, можно сделать вывод, что использование энергии течения является оптимальным решением данного вопроса.

Таким образом, для обеспечения электроэнергией небольших поселений в отдаленных частях Сибири необходим автономный источник питания, преобразующий энергию течения. Малая гидроэнергетика является прекрасной альтернативой централизованному энергоснабжению для удаленных и труднодоступных районов и районов с ограниченной передаточной мощностью ЛЭП. Использование мини-ГЭС позволяет зафиксировать стоимость энергоресурсов на приемлемом для потребителя уровне, решает проблему перебоев электроэнергии. При относительно низких капитальных затратах можно снабжать небольшое поселение дешевой электроэнергией в любое время года, не нарушая природного ландшафта и окружающей среды в процессе строительства и на этапе эксплуатации.

В итоге, все вышеизложенное обусловило следующую цель проводимого исследования: разработку автономной гидроэнергетической установки, способной обеспечивать качественной электроэнергией поселок с небольшими сельскохозяйственными угодьями, не требующей относительно больших затрат для строительства, неприхотливой в обслуживании и эксплуатации.

Задачи, поставленные в работе: выбор наиболее приемлемого гидротехнического сооружения для достижения поставленной цели и соответствующего гидромеханического оборудования (варианта исполнения конструкции ГЭС), выбор типа электрической машины, силового оборудования, способного обеспечить должное качество электрической энергии и проектирование системы управления.

Для выбора наиболее приемлемого гидротехнического сооружения рассмотрены возможные варианты [3]:

- водозабор;
- деривационный канал;
- напорный бассейн;
- напорный трубопровод;
- отводящий канал с гасителем.

Для решения поставленных задач, из выше представленных исполнений, наиболее подходящим сооружением является отводящий канал с гасителем, так как он требует наименьших ресурсных затрат, проще в строительстве, неприхотливо к окружающему ландшафту (достаточно лишь более-менее высокого порога) и наиболее мобилен. В дальнейшем, будем рассматривать именно этот вариант сооружения.

Выбор гидромеханического оборудования осуществляется в большей степени выбором вида гидротурбины. Гидротурбина состоит из подводящего тракта, непосредственно – рабочего колеса направляющего аппарата и отводящего тракта. На практике существует два класса гидротурбин: активные и реактивные. В класс реактивных турбин входят: пропеллерные, повортно-лопастные и радиально-осевые турбины. В класс активных турбин входят, главным образом, ковшовые турбины. Выбор типа гидротурбины зависит от гидротехнических параметров (рис. 1), которые могут быть совершенно различны даже на разных участках одной реки, поэтому ее выбор индивидуален для конкретного места.

Системы генерирования электроэнергии (СГЭЭ) на базе машиноventильных систем в зависимости от используемого типа генератора подразделяются на системы «синхронный генератор–преобразователь частоты» (СГПЧ) и «асинхронный генератор–преобразователь частоты» (АГПЧ). При этом, по мнению многих разработчиков [4–5], СГЭЭ на базе СГПЧ, а именно магнитоэлектрических генераторов (МЭГ), являются наиболее универсальными, могут использоваться в установках любого класса и любой мощности, они позволяют максимально реализовать достоинства гидротурбины с переменной скоростью вращения. Основные преимущества СГПЧ:

- повышенное производство электроэнергии;
- снижение расходов на обслуживание;
- повышенная надежность гидроэнергетической установки (ГЭУ);
- упрощение конструкции ГЭУ и снижение капитальных затрат и другие.

Более того, система АГПЧ без дополнительного источника реактивной мощности не могут работать в автономном режиме, что нам совершенно не подходит. Так же изготовление

многополюстных МЭГ дает возможность отказаться от мультипликатора [5], что в свою очередь снизит материальные затраты и повысит надежность. На основании вышеизложенного, описанные выше обстоятельства вкупе с поставленными целями толкают нас на выбор синхронной машины с возбуждением от постоянных магнитов (СМГМ) в качестве преобразователя энергии для мини-ГЭС.

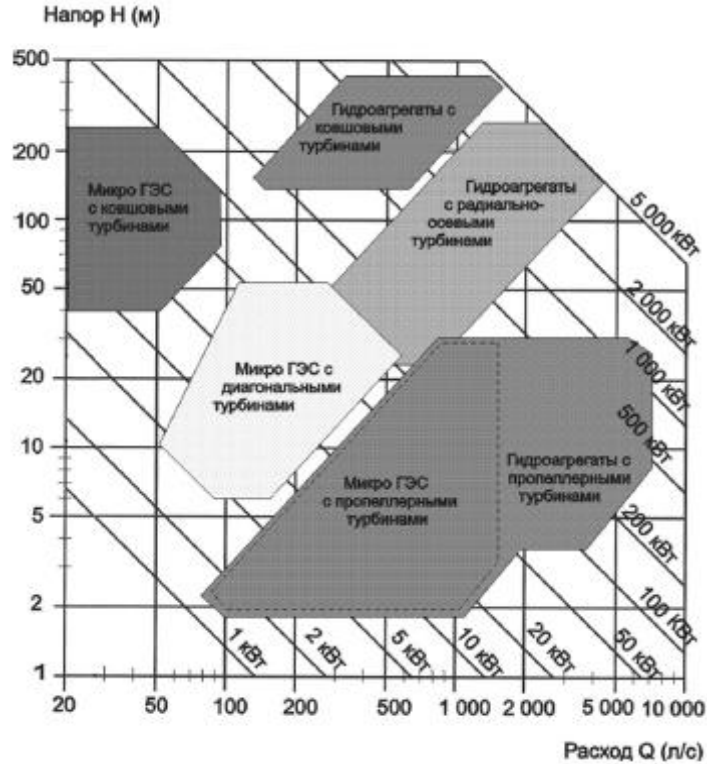


Рис. 1 Диаграмма для выбора типа гидротурбины [3]

Следующим шагом в проектировании мини-ГЭС является выбор машиноventильной системы. Управление системой на базе МЭГ реализуемо преобразователями следующих типов: В-ПСН-ИН, УВ (В)-ИТ, УВ(ИН)-ИН, НПЧ с ЕК. Для мощных автономных систем генерирования электрической энергии, в которых механическая энергия вращающегося с переменной частотой вала преобразуется в электрическую энергию переменного тока, перспективной является система, построенная по схеме «синхронный генератор с постоянными магнитами – активный выпрямитель – инвертор напряжения» (рис. 2).

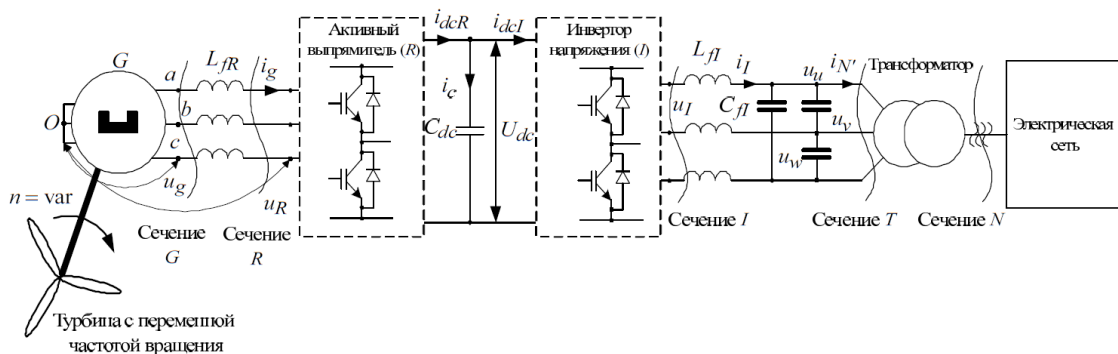


Рис. 2 Схема силовой части системы СГ-ВН-ИН [4]

СГЭЭ такого типа реализует полный набор режимов, требуемых от систем генерирования электрической энергии (ЭЭ) для мощных автономных систем, а именно: режим генерирования при работе на нелинейную, несимметричную и нестационарную нагрузки, режим электростартерного запуска гидротурбины, и др. В связи с революционными изменениями в области

интеллектуальной силовой электроники (появились новые, полностью управляемые мощные высоковольтные полупроводниковые ключевые элементы и специализированные цифровые микроконтроллеры с высокой производительностью) современные устройства преобразования параметров электроэнергии в качестве элементной базы для силовой схемы преобразователей используются, как правило, транзисторные IGBT и MOSFET модули, работающие в ключевом режиме, что способствует формированию заданного качества электроэнергии используя ШИМ с высокой частотой преобразования. Транзисторы управляются с помощью специализированных цифровых микроконтроллеров высокой производительности. Ввиду всего этого, в дальнейшем считаем наиболее целесообразным использовать для преобразования качественной ЭЭ активный выпрямитель на базе инвертора напряжения.

После того, как выбраны вариант конструктивного исполнения мини-ГЭС, тип генератора и силового оборудования, следующим этапом работ является анализ энергетических показателей и основных рабочих характеристик мини-ГЭС путем математического моделирования на ЭВМ.

Список литературы:

1. Сибирская советская энциклопедия, тт. 1-4. – Новосибирск, 1929—1932.
2. Попов А., Чернышов С. Мертвый Восток // Эксперт. – 2013. – №861. – С. 23–28.
3. Картанбаев Б.А. Руководство по строительству и эксплуатации микро гидроэлектростанций (микро ГЭС. – Кыргызская Республика, 2011.-57 с.
4. Харитонов С.А. Электромагнитные процессы в системах генерирования электрической энергии для автономных объектов: монография. – Новосибирск: Издательство НГТУ, 2011. – 536 с.
5. Шевченко, А.Ф. Многополюсные магнитоэлектрические генераторы с дробными однозубцовыми обмотками для ветроэлектрических установок // Электротехника. – 1997. – №9. – С. 13-23

Методика определения расхода воды при проектировании малых ГЭС на горных водотоках Таджикистана

*Киргизов А.К., Касобов Л.С. *, Расулов С.*

Таджикский технический Университет имени акад.М.С. Осими, Таджикистан, г. Душанбе

**Институт Энергетики Таджикистана, г. Кургантюбе*

loiknstu@mail.ru

Согласно официальным источникам[1], потенциальные гидроэнергетические ресурсы малых рек Средней Азии составляют 3,1 млн. кВт, или 27,2 млрд. кВт/ч. Эта мощность распределяется по среднеазиатским государствам следующим образом: Таджикистан 1,6 млн. кВт и 14 млрд. кВт/ч соответственно; Узбекистан 0,5 млн. кВт и 4,4 млрд. кВт/ч; Киргизстан- 0,8 млн. кВт и 7,0 млрд. кВт/ч; Туркменистан -0,2 млн. кВт и 1,8 млрд. кВт/ч. Почти 51,4% гидроэнергетические ресурсы малых рек Средней Азии сосредоточены в Таджикистане.

Следует, отметить, что более детальное изучение гидроэнергетических ресурсов малых рек по всей территории Таджикистана не проводилось. Однако проблема удорожания топлива, как по добыче, так и по транспортировке и отсутствие финансовые ресурсы у государства на строительство крупных и средних ГЭС, ставят вопрос о широком использовании ресурсов малых рек на новую прогрессивную основу. Следовательно, изучение, оценки и пополнение потенциальных ресурсов малых рек Таджикистана задача государственного уровня, требующей большой труд крупного специализированного коллектива, а не отдельного исследователя, и от ее своевременного решения зависит прогресс и энергетической безопасности электроснабжение децентрализованных и труднодоступных потребителей страны, к которым практически можно отнести потребители, расположенные на территорию высокогорного Памира.

Но как показывает практика проектирования малые ГЭС на малых горных водотоках, из-за отсутствия информации, особенно, гидрологические, допускались грубые просчёты при определении гарантированной и установленной мощности станции. Поэтому, ниже приводим наиболее приемлемый на наш взгляд подход к определению расчетного стока на таких реках.

Памир достаточно богат гидроэнергетическими ресурсами. По официальным данным на его территорию сосредоточены около 32,53 млрд. кВт/ч. запасы потенциальных ресурсов водотоков меньше 10 км, из которых в настоящее время используются только 0,6%. Низкая освоенность свидетельствует о слабом уровне экономического развития и большом потенциале роста в будущем для данного края.

Среди факторов, тормозящих гидроэнергетическое освоение малых рек, можно отметить, прежде всего, слабую изученность режима малых рек и влияния МГЭС на природную среду, не разработанность методики и затрудненность прогнозирования многих сторон их воздействия. Отсутствие материалов по режиму малых рек затрудняет, и снижают эффективность разработок конкретных проектов.

Главной причиной изменения водности рек из года в год является различие в величинах запасов - снега и в количестве выпадающих жидких осадков. Горный рельеф обуславливает основную особенность речных бассейнов - вертикальную зональность климатических, почвенных и ботанических условий. Эти особенности определяют характер питания и режим стока, рек. Поэтому важнейшей характеристикой горного бассейна является распределение его площади по высоте. Питание рек осуществляется в основном за счет запасов сезонного снега и жидких осадков. Роль ледников и вечного снега гораздо меньше, так как они, как правило, занимают незначительную часть площади всего бассейна, но для рек Памира большое значение имеет ледниково-снежный тип питания.

В горах с увеличением высоты возрастает количество осадков, понижается температура воздуха и, как следствие, увеличивается сток. Характер изменения, осадков с высотой отличен не только для отдельных бассейнов, но даже для разных склонов одного и того же водосбора.

Изменчивость среднегодового стока на Памире относительно невелика и коэффициент вариации изменяется в пределах 0.12-0.25. Это напрямую связано с преобладающим ледниково-снеговым типом питания, т.к. ледники являются мощным фактором, регулирующим сток [3].

Следует отметить, что благодаря достаточной зарегулированности стока ледниками и вечными снегами, внутригодовое распределение стока на этих реках не зависит от водности года, что значительно облегчает расчеты. Также, очевидна общая закономерность сдвигки максимума стока, с июля на август при продвижении с запада на восток, связанная с увеличением средневзвешенной высоты местности и соответственно возрастающей ролью ледникового стока.

Памир обычно подразделяют на два района – Восточный и Западный. Граница между ними проводится по условной «линии врезания», западнее которой начинаются активная глубинно эрозийная деятельность рек. Формирования стока в этих районах полностью отличается друг от друга.

На Восточном Памире преобладает средне гористый рельеф, а Западный Памир отличается высокогорным расположением. Устойчивый снежный покров в долинах Западного Памира наблюдается с ноября по март-май, в долинах Восточного Памира установление снежного покрова охватывают период с августа по октябрь.

Как было отмечено выше, на большинство малых рек Памира не имеется гидрологические посты и это является препятствием для определения гарантированной мощности водотока при проектировании малых ГЭС.

В Советском периоде, научно-исследовательские организации проводили обширные научные исследования по определению стока малых горных рек Кавказа и Средней Азии. Однако, в них отсутствует информация по малым водотокам[2]. Для этого предлагаем новый подход учитывающий региональные особенности формирования стока на малых водотоках.

Краткосрочное прогнозирование стока горных рек основано на учете закономерностей движения воды в руслах и учете притока воды на пути движения стока. Прогнозы, составляются на основе метода соответственных уровней (расходов) воды. Прогноз расходов в нижнем створе участка реки сводится к решению соответственных расходов воды вида[4]:

$$Q_{Ht} = Q_{Bt-\tau} + \int_0^l g dl$$

Q_{Ht} - расход вода в нижнем створе в момент времени t ; $Q_{Bt-\tau}$ расход воды в верхнем створе в момент $t - \tau$, τ - время добегаания воды, от верхнего до нижнего створа; g - боковой (промежуточный) приток воды на участке; l - длина участка;

Для безприточных участков реки, чаще всего используют связи вида:

$$Q_{Ht} = f(Q_{Bt-\tau})$$

$$H_{Ht} = f(H_{Bt-\tau})$$

Здесь H_{Bt} уровень воды в нижнем створе участка в момент t ; $H_{Bt-\tau}$ - уровень воды в верхнем створе участка в момент $t - \tau$;

На длинных участках с большой русло пойменной емкостью имеет место трансформация паводка, для ее учета используют связи

$$Q_{нт} = (Q_{в,t-\tau}, \Delta Q_T)$$

Где ΔQ_T - характеристика трансформации паводковой волны.

Долгосрочные прогнозы стока горных рек осуществляются на основе приближенного решения уравнения водного баланса учитывающего любой интервал времени в пределах года.

Список литературы:

1. Абдуллаева Ф.С., Баканин Г.Б., Гордон С.М. и т.д. Гидроэнергетические ресурсы Таджикской ССР.- Недра.: Ленинград, СССР, 1965.-220с.
2. Годовые гидрологические отчеты (1960-1985). Том 5. Бассейны рек Центральной Азии. Выпуск 0-2, Бассейны рек Амударья и Зеравшан. Управление гидрометеорологической службы Таджикской ССР. Ташкент
3. Главтаджикгидромет. Гидрографический экспедиционный отдел. Схемные проработки. «Использование гидроэнергетических ресурсов малых и средних водотоков ГБАО средствами малой гидроэнергетики». Книга 1. Климато-Гидрологическое обоснование. Душанбе 1995.-184с.
4. Георгиевский Ю.М., Шаночкин С.В. Прогнозы стока горных рек.-Текст лекций. ЛПИ (ЛГМИ), 1987.-55 с.

Режим загрузки резервного источника питания

*Кириков А.В., Обоскалов В.П.**

ОАО «Тяжпромэлектромет», Россия, г. Екатеринбург

**Уральский федеральный университет, Россия, г. Екатеринбург*

kirpikov.av@gmail.com

Наличие резервного автономного источника питания (АИП) для потребителей особой категории надежности является обязательным. Отсюда не возникает задача его технико-экономического обоснования.

Для потребителей первой категории надежности, допускающих перерыв электроснабжения на время не более длительности автоматических переключений в электрической сети необходимы два быстродействующие источника питания, например, подключение к централизованной электрической сети двумя независимыми связями. Здесь АИП в качестве второго независимого источника питания, как правило, может быть использован только при его постоянной работе (распределенная генерация). Использование АИП в холодном резерве возможно лишь в том случае, когда длительность пускового периода технологически приемлема для потребителя первой категории надежности данного производства.

Для потребителей второй категории надежности, допускающих перерыв электроснабжения на время ручных оперативных переключений (до одного часа) существует альтернатива – либо АИП (в том числе и в холодном резерве), либо дополнительное подключение к централизованной электрической сети (второй независимый источник электроснабжения). Техничко-экономическое обоснование АИП определяется сопоставлением капиталовложений в АИП или на присоединение к электрической сети. Данный тезис относится и к потребителям первой категории надежности, для которых допустимо использование АИП в качестве второго независимого источника питания.

Для потребителей третьей категории надежности допускается электроснабжение от одного источника питания. При этом перерыв электроснабжения (при отказах и ремонтах в системе электроснабжения) допускается на время, не более одних суток. Здесь АИП может быть использован в любом качестве – или в качестве основного (распределенная генерация) или в качестве резервного источника питания. В последнем случае значимым при технико-экономическом обосновании АИП является ущерб потребителю от недоотпуска электроэнергии.

Наличие резервного генератора позволяет ставить вопрос о целесообразности его использования в течение некоторого времени суток (например, в часы пиковых цен на электроэнергию) в качестве устройства распределенной генерации (УРГ). При выборе варианта АИП, – как правило, это дизель электрогенератор (ДЭГ), в качестве резервного источника питания предусматривается хранилище резервного топлива (дизельное топливо) ограниченной емкости. Емкость хранилища можно выбирать на этапе проектирования с условием возможности работы ДЭГ в режиме распределенной генерации (РГ), но в любом случае режим загрузки ДЭГ должен определяться с учетом ограничения по суточному объему использования топлива. Задача выбора

стратегии загрузки ДЭГ на суточном интервале представляется как оптимизационная, с ограничением.

В качестве целевой функции принимается прибыль от работы ДЭГ в режиме РГ

$$\Pi = \sum_{t \in H} \pi_t P_t - \pi_T B(P_t),$$

где P_t – мощность ДЭГ; $B(P_t)$ – расходная характеристика ДЭГ; H – множество часовых интервалов, где прибыль положительна

$$H = \left\{ t : \pi_t P_t > \pi_T B(P_t) \right\}.$$

В целом оптимизационная задача представляется в виде

$$\max \left\{ \sum_{t \in H} \pi_t P_t - \pi_T B(P_t) \right\} \quad (6)$$

при ограничениях

$$\sum_{t \in H} B(P_t) = B_{\max}; \quad (7)$$

$$0 \leq P_t \leq P_{\max}. \quad (8)$$

Простые ограничения(8) можно учесть алгоритмически. При их нарушении принимаются предельные величины и соответствующий временной интервал исключается из множества H .

Из выражений (6), (7) формируется функция Лагранжа

$$L = \sum_{t \in H} \pi_t P_t - \pi_T B(P_t) - \lambda \left[\sum_{t \in H} B(P_t) - B_{\max} \right]$$

Соответствующие ей условия необходимости Куна-Таккера

$$\frac{\partial L}{\partial P_t} = \pi_t - \pi_T \varepsilon(P_t) - \lambda \varepsilon(P_t) = \pi_t - [\pi_T - \lambda] \varepsilon(P_t) = 0 \quad (9)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = - \left[\sum_{t \in H} B(P_t) - B_{\max} \right] = 0 \quad (10)$$

где $\varepsilon(P_t) = B'(P_t)$ – относительный прирост расхода топлива ДЭГ.

Из уравнений (9) получаем критерий оптимальности

$$\pi_t / \varepsilon(P_t) = \pi_T - \lambda = const,$$

то есть ДЭГ на суточном интервале загружается таким образом, что соответствующий нагрузке относительный прирост расхода топлива был бы пропорционален текущей рыночной

цене, $\varepsilon(P_t) = r\pi_t$.

При квадратичной расходной характеристике $B(P) = aP^2 + bP + c$ характеристика

относительных приростов (ХОП) $\varepsilon(P_t) = B'(P_t) = 2aP_t + b$.

Принимая во внимание условие пропорциональности $\varepsilon(P_t) = r\pi_t$ можно получить представление мощности генерации через цену электроэнергии

$$P_t = \frac{r\pi_t - b}{2a}.$$

Часовой расход топлива

$$B(P) = aP^2 + bP + c = (aP + b)P + c = \frac{1}{4a}(r\chi_t)^2 + \left(c - \frac{b^2}{4a}\right)$$

Суточный расход топлива

$$\sum_{t \in H} B(P_t) = \frac{r^2}{4a} \sum_{t \in H} (\chi_t)^2 + \frac{T_H}{4a} (4ac - b^2) = B_{\max}$$

где T_H – длительность периода H .

Полученное выражение позволяет определить уравнение относительно коэффициента пропорциональности γ :

$$r^2 \sum_{t \in H} (\chi_t)^2 = 4aB_{\max} - T_H (4ac - b^2).$$

Отсюда

$$r = \sqrt{\frac{4aB_{\max} - T_H (4ac - b^2)}{\chi_{\text{ц}} T_H}}$$

где $\chi_{\text{ц}}$ – второй начальный момент цены электроэнергии на интервале H :

$$\chi_{\text{ц}} = \frac{1}{T_H} \sum_{t \in H} (\chi_t)^2.$$

В качестве теста для проверки расчетных выражений был выполнен расчет оптимального распределения нагрузки при расходной характеристике ДЭГ с параметрами (у.е.) $a = 0,01$; $b = 0,1$; $c = 10$; $B_{\max} = 100$. Расчет (сольверExcel) представлен в табл.1. В первом и втором столбцах показан произвольно выбранный ценовой график. В третьем столбце – варьируемые значения мощности ДЭГ. Четвертый и пятый столбцы отображают соответственно расходную характеристику и часовую прибыль. Далее показаны ХОП и отношение относительного прироста к цене. Последняя строка определяет сумму столбца.

В результате оптимизации (начальные значения $P_i = 0$) был получен вектор мощностей, для которого суточная прибыль является максимальной и составляет 179,98 ед. При этом оказалось, что относительные приросты действительно пропорциональны цене, $\gamma = 0,17$. Максимизация функции Лагранжа позволяет получить множитель Лагранжа. В рассматриваемом примере $\lambda = 4,76$. Эта величина говорит о том, что суточная прибыль увеличится на 4,76 ед., если B_{\max} увеличить на единицу.

Таблица 1. – Оптимизация распределения нагрузки ДЭГ

t	ц	P	B(P)	PЦ-B(P)	ε(P)	γ=ε(P)/ц
1	2,5	16,71	14,46	27,32	0,43	0,17
2	2,3	14,98	13,74	20,71	0,40	0,17
3	2,1	13,25	13,08	14,75	0,37	0,17
4	2,4	15,85	14,10	23,94	0,42	0,17
5	2,6	17,59	14,85	30,88	0,45	0,17
6	2,8	19,32	15,67	38,44	0,49	0,17
7	2,4	15,85	14,10	23,94	0,42	0,17
		Сумма	100	179,98		

Вывод. Критерием оптимальности дополнительной загрузки резервных дизель-генераторов при ограниченном расходе топлива является пропорциональность цене относительного прироста затрат на производство электроэнергии.

Моделирование систем автоматического регулирования возбуждения генераторов

Киселев Д. Н., Ершов Ю. А.

Сибирский федеральный университет, Россия. г. Красноярск

Регулирование возбуждения генераторов оказывают существенное влияние на переходные процессы в энергосистеме, поэтому необходимы адекватные системы автоматического регулирования возбуждения. Для разработки таких систем на стадии проектирования, а также для обучения обслуживающего персонала важно иметь информацию о процессах, происходящих в системе в различных режимах работы, в том числе аварийных. Получить необходимую информацию на реальном объекте возможно с помощью компьютерного моделирования. Набор моделей должен обеспечить воспроизведение основных характеристик эксплуатируемых АРВ, влияющих на качество электромеханических переходных процессов [1].

Моделирование регулятора возбуждения реализовано в программе Matlab (приложение Simulink). Это позволяет контролировать работу устройств АРВ в режиме реального времени и проверить правильность их функционирования при различных режимах электрической системы. Разработанная модель сделана на основе возбудителя, представленного в [2] и регулятора, представленного в [3]. Функциональная схема модели регулятора возбуждения представлена на рис 1.

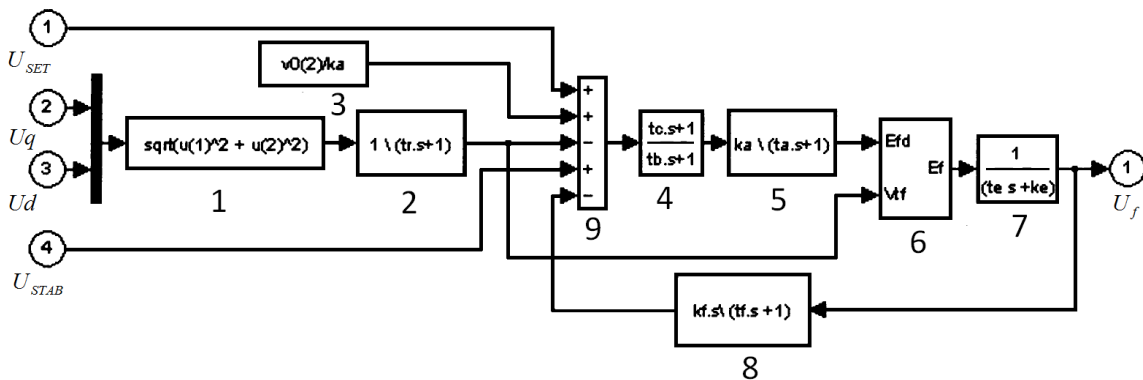


Рис. 1. Модель регулятора возбуждения

На вход блока поступают ортогональные составляющие напряжения генератора (U_d , U_q), желаемое значение напряжения U_{SET} , напряжение стабилизации U_{STAB} . Вычисление напряжения прямой последовательности (блок 1) происходит по выражению

$$U_{ff} = \sqrt{U_q^2 + U_d^2}.$$

Затем, в блоке 2, происходит выделение напряжения 1-ой гармоники.

$$W_2(s) = \frac{1}{tr.s + 1},$$

где tr - постоянная времени нижних частот.

В блоке 3 задается начальное значение напряжения на зажимах генератора $Vt0$ и начальное значение напряжения возбуждения $Vf0$. При правильно выбранных начальных условиях процесс моделирования может быть начат с установившегося режима. Начальное значение напряжения на зажимах генератора для этого обычно задается равным 1 о.е. Начальное значение напряжения возбуждения можно вычислить с помощью утилиты LoadFlow блока PowerGui.

Блок 4 представляет собой передаточную функцию

$$W_4(s) = \frac{tc.s + 1}{tb.s + 1},$$

где tb и tc - постоянные времени стабилизатора.

В нормальном режиме временные постоянные tb и tc очень малы, однако при переходном процессе они способствуют стабилизации величины напряжения.

Блок 5 представляет собой передаточную функцию

$$W_5(s) = \frac{ka}{ta.s + 1},$$

где ta - постоянная времени регулятора, ka – коэффициент усиления регулятора.

Модель возбудителя (блок 7) представлена в виде передаточной функции между напряжением возбуждения U_f и выходным напряжением регулятора E_f .

$$W_7(s) = \frac{U_f(s)}{E_f(s)} = \frac{1}{Ke + sTe}$$

где Ke - коэффициент усиления, Te - постоянная времени модели возбудителя.

Блок 8 используется для вычисления производной напряжения и осуществления обратной связи. Передаточную функцию можно представить в виде

$$W_8(s) = \frac{Kf.s}{tf.s + 1}$$

где Kf - коэффициент усиления, tf -постоянная времени реального дифференцирующего звена.

Функциональная схема, поясняющая работу блока 6 представлена на рис. 2

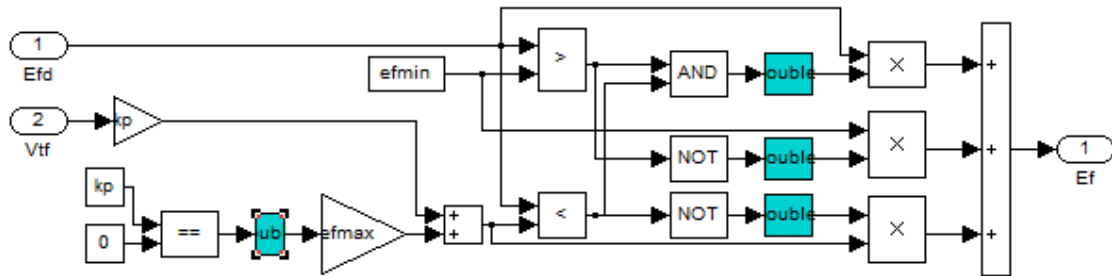


Рис.2. Функциональная схема блока 6.

Параметры блока: Минимальное $E_f \min$ и максимальное $E_f \max$ значения выходного напряжения регулятора в о.е. и его коэффициент усиления Kp . Верхний предел может быть постоянным и равным $E_f \max$ или переменным и равным значению выпрямленного напряжения на зажимах генератора V_{tf} , умноженному на коэффициент усиления Kp . Если коэффициент усиления задан равным нулю, то используется первый вариант, если Kp задан положительным значением, то используется второй вариант.

Для испытания модели регулятора возбуждения была создана модель (рис.3), состоящая из генератора G1, нагрузки H1, регулятора возбуждения AVR и осциллографа Scope

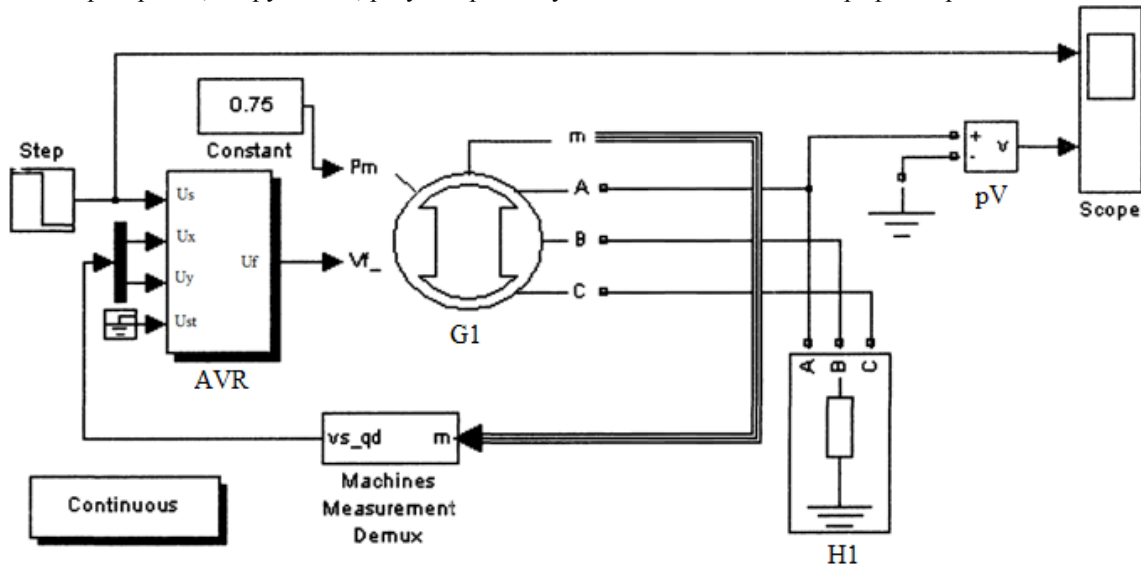


Рис.3. Испытание модели в программе Simulink

В результате испытаний были получены осциллограммы напряжения USET, напряжений на шинах генератора UG и напряжения возбуждения Uf.

Результат работы регулятора возбуждения представлен на рис. 4

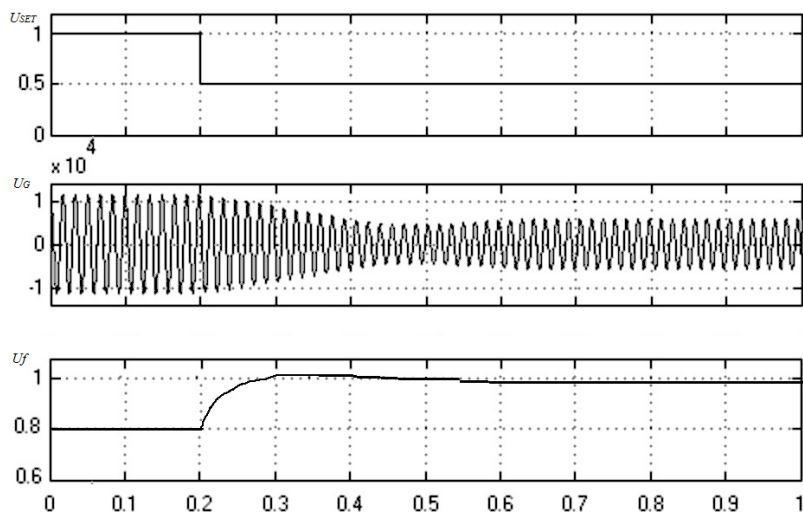


Рис.4. Испытание модели автоматического регулятора возбуждения

На рис.4 показано каким образом в момент времени 0.2 с происходит изменение напряжения возбуждения Uf при изменении входных параметров напряжения генератора.

На базе данной модели могут быть созданы более сложные системы автоматического регулирования возбуждения синхронных машин с большим количеством входных параметров.

Вывод: разработанная модель может использоваться в лабораторных и научных целях при исследовании систем регулирования возбуждения.

Список литературы:

1. Овчаренко Н. И. Аппаратные и программные элементы автоматических устройств энергосистем. – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2004. - 512 с.: ил.
2. Recommended Practice for Excitation System models for Power System Stability Studies, IEEE Standard – 1992. 422 с.
3. Черных И. В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink. Изд-во: ДМК Пресс, Питер, 2008, 288 с: ил.

Электромагнитная совместимость работы частотно-регулируемого электропривода с установками компенсации реактивной мощности

П.В. Коровченко, О.И. Цинкович

Горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

tsinkovich_o@mail.ru

Электромагнитная совместимость подразумевает совместную работу электрооборудования, взаимовлияние которого не приводит к выходу из строя любого звена в системе электроснабжения промышленного предприятия. В этой связи, чрезвычайно актуальным является оценка влияния высших гармоник, создаваемых в электрической сети частотно-регулируемыми приводами, на параметры работы конденсаторных батарей, предназначенных для компенсации реактивной мощности.

Работы, проводимые в Санкт-Петербургском «Горном университете», позволили оценить влияние шестипульсных преобразователей, применяемых в электроприводе, на параметры работы конденсаторных батарей (КБ) [1-3]. Дальнейшим развитием решения вышеуказанной задачи является определение влияния совместной работы шести- и двенадцатипульсных преобразователей.

Для решения поставленной задачи была сформирована оригинальная имитационная модель, построенная с использованием блоков приложения Simulink математической системы Matlab.

В результате исследований были получены результаты, которые однозначно указывают на необходимость учета не только гармонического состава тока и напряжения в виде их АЧХ, но и в виде сдвига фаз на различных гармониках между напряжением и током. Установлено, что существенную роль играет соотношение мощности шести- и двенадцатипульсных преобразователей.

Последнее можно проиллюстрировать кривыми, представленными на рисунке 1.

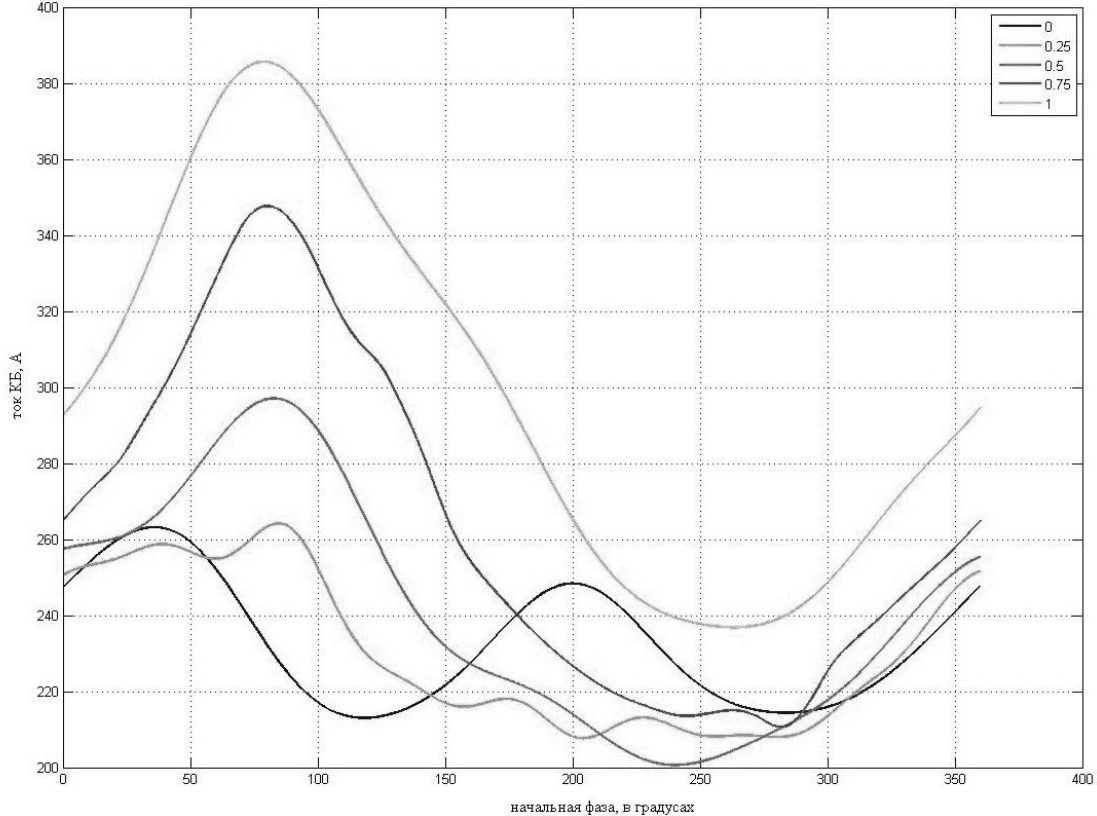


Рис. 1. Зависимости действующих значений тока КБ от начальной фазы источника напряжения на пятой гармонике для различных соотношений шести- и двенадцатипульсных преобразователей в составе нагрузки.

На рисунке представлены графики изменения тока КБ для наиболее выраженной пятой гармоники при расчете системы электроснабжения с характерными осредненными её параметрами в зависимости от начальной фазы источника напряжения для различных соотношений мощностей шести- и двенадцатипульсных преобразователей в составе потребителей, суммарная установленная мощность которых остается неизменной.

Как видно, увеличение доли шестипульсных преобразователей в общей установленной мощности нелинейной нагрузки приводит к возрастанию максимального действующего значения тока КБ на пятой гармонике. Кроме того, в данном случае увеличивается диапазон действующих токов КБ в зависимости от начальной фазы источника напряжения на пятой гармонике.

Анализ полученных результатов позволяет сделать следующие выводы:

- При выборе КБ необходимо учитывать начальную фазу источника напряжения в случае, когда в сети присутствует нелинейная нагрузка;
- Параметры нелинейной нагрузки значительно влияют на режим работы КБ, в том числе приводят к отказу установок для повышения коэффициента мощности вследствие достижения недопустимых значений тока КБ.

Кроме того, влияние нелинейной нагрузки приводит к существенной разнице между значениями емкостей КБ для повышения коэффициента мощности при учете всего гармонического состава тока в сети и при учете только первой гармоники [4].

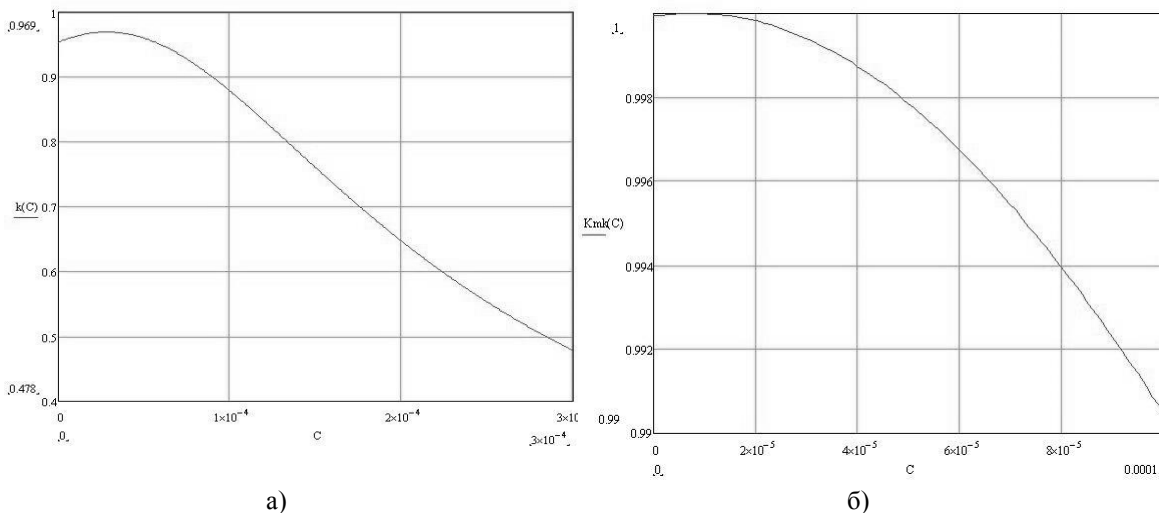


Рис. 2. Зависимость коэффициента мощности сети от емкости КБ при: а) учете полного гармонического состава тока; б) при учете только первой гармоники тока.

На основе схемы замещения, содержащей нелинейную нагрузку, с параметрами, характерными для распределительной сети промышленного предприятия, была получена аналитическая зависимость коэффициента мощности от емкости КБ. Аналогичная зависимость была определена в случае учета только первой гармоники тока, полученной при помощи разложения в ряд Фурье.

Как видно из рис. 2, емкость КБ для обеспечения максимального коэффициента мощности сети при учете всего спектра тока в четыре раза больше, чем аналогичный показатель, полученный при учете только первой гармоники тока.

В результате проведенных исследований, установлено что:

- начальная фаза источника напряжения на данной гармонике влияет на действующее значение соответствующей гармоники тока КБ;
- увеличение доли шестипульсных преобразователей в общей мощности нелинейной нагрузки приводит к увеличению максимального значения тока КБ и усилению указанного влияния в целом;
- учет всего гармонического состава тока приводит к увеличению емкости КБ, устанавливаемой с целью повышения коэффициента мощности сети.

Таким образом, для обеспечения рациональных режимов работы системы электроснабжения и предотвращения отказов должны быть выполнены условия электромагнитной совместимости в части взаимодействия КБ и частотно-регулируемого электропривода.

Список литературы:

1. Шклярский Я.Э., Добуш В.С. Влияние энергетических характеристик на определение параметров электрической сети // Научно-технические ведомости СПбГПУ. - №4 -СПб. - 2012. - С. 77-80.
2. Шклярский Я. Э. Добуш В. С. Оценка фазовых соотношений гармонических составляющих частотно-регулируемого привода// Записки Горного института. - Т. 196. – СПб. 2012. - С. 285-288.
3. Шклярский Я. Э., Брагин А. А., Добуш В. С. Влияние гармонического состава тока и напряжения на мощность искажения // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". 2012. №4. С. 26-31.
4. Tsinkovich O.I. Capacitor Bank Evaluation for Power Factor Improvement of an Industrial Plant's Distribution Network with Non-Linear Load // Oil and Gas Business: electronic scientific journal. 2013, Issue 4, pp. 281-290.

Кабельная арматура в электроэнергетике
Кузьменко А.Е., Федюк Р.С., Ильинский Ю.Ю.

*Учебный военный центр Дальневосточного федерального университета, Россия, г. Владивосток
levv14@mail.ru*

Соединительные и оконечные устройства (кабельная арматура) должны быть выполнены таким образом, чтобы кабели были защищены от проникновения в них из окружающей среды влаги и других вредных веществ вне зависимости от материала изоляции. При этом кабельная арматура должна выдерживать испытательные напряжения, соответствовать техническим параметрам электрических сетей, иметь достаточную термическую и динамическую стойкость и соответствовать требованиям стандартов [1]. Для обеспечения длительной работы указанных элементов электрической сети всегда приходится решать задачи, касающиеся условий их работы и технического обслуживания.

Правильный выбор кабельной арматуры и соблюдение технологии прокладки и монтажа кабелей являются основой безотказной длительной эксплуатации линий электропередачи [2]. Конструкция и тип кабельной арматуры выбираются в зависимости от типа изоляции кабеля, рода тока, номинального напряжения, токов КЗ, числа и сечения токопроводящих жил, условий окружающей среды и прокладки.

Современная сертифицированная кабельная арматура не представляет риска для здоровья персонала и безопасна для окружающей среды. Более того, благодаря исключению пайки, битумного или двухкомпонентного наполнения и работ со свинцом удалось уйти от экологически вредных операций, которые всегда ассоциировались с монтажом кабельной арматуры. После монтажа современной муфты не остаётся никаких вредных и особо грязных остатков, которые потребовали бы специальных и дорогих методов утилизации.

Конструкции соединительных и концевых муфт для кабелей с бумажно-масляной пропитанной изоляцией (БМПИ) до 35 кВ за весь период их применения изменялись только за счёт совершенствования технологии изготовления и применения современных материалов. До настоящего времени используются муфты, заливаемые битумной мастикой марок МБМ или МК. Внутренняя изоляция в них выполняется при помощи неконденсаторной подмотки роликами и рулонами из предварительно пропитанной и проваренной кабельной бумаги.

Для оконцевания кабелей до 10 кВ включительно в помещениях использовались сухие или заливные битумные разделки, в зависимости от влажности и пожароопасности помещений. На открытом воздухе применялись металлические заливные муфты с фарфоровыми изоляторами типа КН, а в местах перехода с воздушной линии на кабельную — так называемые мачтовые муфты типа КМ.

В 60-х годах XX века ряд фирм разработал серию новых полимеров для применения в качестве изоляции на напряжение выше 1 кВ. Полученные материалы характеризуются исключительной стойкостью к длительному воздействию электромагнитного поля высокой напряжённости, а также окружающей среды (температуры, влажности, механического воздействия и т.д.). Некоторые из них, кроме указанных свойств, обладают памятью исходной формы, т.е., изменяя под воздействием высокой температуры первоначальную форму, при повторном нагреве возвращаются к исходной, повторяя размеры и профиль любого предмета, обеспечивая при этом достаточно высокий уровень герметизации. Были разработаны так называемые термоусаживаемые трубки (ТУТ) и самоспекающиеся ленты, с использованием которых созданы конструктивно новые концевые и соединительные муфты сначала для кабелей с БМПИ, а затем и с полимерной изоляцией для одно- и многожильных кабелей с круглыми и секторными жилами.

За последние 20 лет требования к арматуре значительно изменились и регламентируются стандартами: белорусскими СТБ, российскими ГОСТ Р и международными МЭК. Для изготовления термоусаживаемой арматуры, отличающейся низким дымо- и газовыделением, не поддерживающей горение, не содержащей галогенов и отвечающей современным требованиям безопасности, выполнен большой объём конструкторско-технологических и изыскательских работ.

В 90-х годах XX века в кабельных сетях крупных городов СНГ произошёл фактически переворот в применении кабельной арматуры — от привычной традиционной заливной к новой технологичной термоусаживаемой полимерной. Практически с 2000 года кабельная арматура на основе термоусаживаемых материалов заменила традиционные заливные битумные муфты. Основными изготовителями такой кабельной арматуры стали Подольский завод

электромонтажных изделий (ПЗЭМИ) в России и фирма Raychem в Германии. Эти предприятия поставляют кабельную арматуру, комплектующие и инструмент только собственного производства, прошедшие обязательную проверку и испытания в сертифицированных лабораториях.

Современная кабельная арматура выше 1000 В имеет систему выравнивания напряжённости электрического поля, которая может быть выполнена в виде отдельных элементов набора или уже нанесена на внутреннюю поверхность изоляционных трубок. В концевых муфтах внешние изоляционные трубки обладают поверхностной эрозионной стойкостью и трекингоустойкостью и обеспечивают герметизацию кабельных наконечников и наружных покровов кабеля. Область соединения жил закрывается трёхслойными термоусаживаемыми трубками, которые обеспечивают беспустотное поверхностное соединение внутренних изоляционных и внешнего полупроводящего слоёв.

Термоусаживаемые элементы поставляются в растянутом состоянии, что позволяет легко надевать их на разделанные концы кабелей. При нагревании происходит их усадка и плотный водонепроницаемый обхват кабеля, причём термоплавкий клей и наполнитель заполняют все пустоты. Конструкция кабельной арматуры повторяет кабель и может, как и он сам, изгибаться по трассе.

Кабельная арматура сконструирована и полностью испытана в соответствии с фирменными стандартами, которые соответствуют национальным и международным. В распоряжении ведущих производителей кабельной арматуры имеются протоколы испытаний, выполненных в различных независимых институтах и лабораториях, на длительное воздействие электрических нагрузок и окружающей среды, продолжительной работы в нормальных и аварийных режимах.

ВНИИКП совместно с ведущими заводами, изготавливающими кабельную арматуру, разработаны оригинальные конструкции кабельной арматуры, не имеющие мировых аналогов. В их число входит запатентованная конструкция соединительной кабельной муфты для кабелей с БМПИ и СПЭ-изоляциями напряжением 10 кВ. Эта конструкция предусматривает наличие межфазного заполнителя и элемента в виде листов, вставленных в трубу восстановления оболочки, изготовленных из термоплавкого композиционного материала, подшивающегося после монтажа. При усадке трубы межфазная распорка и листовая заполнитель расплавляются, но не стекают, а наполняют равномерно межфазное пространство и обеспечивают монолитное заполнение без присутствия воздуха.

Созданный ЗАО «ПЗЭМИ» полиолефиновый термоусаживаемый безгалогенный материал марки Н-1 пониженной пожароопасности, радиационноусаживаемый, перерабатываемый методами экструзии и литья под давлением и подобранный силиконовый самослипающийся противопожарный герметик марки SP601S фирмы Hilti дали движение в развитии арматуры и материалов, не поддерживающих горение.

Разработаны и сертифицированы муфты, предназначенные для применения на АЭС вне гермозоны в системах классов 3, 4 по классификации ОПБ 88/97, а также общепромышленного использования. При поставках на рынок СНГ и на экспорт выпускаются муфты марок 3,4Стпнг; Стпнг-10; 3,4КВтпнг; КВтпнг-10.

Применение современных технологичных материалов, новой технологии позволило значительно снизить влияние человеческого фактора на технологический процесс. Результат использования новой технологии привёл к значительному снижению повреждаемости в кабельных сетях 6—10 кВ России и Республики Беларусь, так как основной причиной повреждений кабельных линий являются повреждения концевых и соединительных муфт.

Законченная система универсальных муфт стала распространяться в 90-х годах. Сюда вошли переходные муфты для соединения кабелей с пластмассовой изоляцией с кабелями с бумажной изоляцией, переходные муфты для соединения кабелей, разных по сечению, с различной конструкцией и материалом жил.

Муфты монтировались и эксплуатировались в экстремальных климатических и погодных условиях, на практике подтверждая верность самой концепции универсальной муфты, отвечающей новым тенденциям в технологии монтажа и эксплуатации, соответствие требованиям к данному виду кабельной арматуры и надёжность конструкции, показанную в ходе интенсивных многолетних испытаний.

В это же время в России, Республике Беларусь и Польше появился ряд предприятий, выпускающих аналогичную продукцию. Качество изолирующих и «выравнивающих» трубок, подмоточного материала для выравнивания электромагнитного поля и клеевых составов не имеет

сертификата происхождения. Протоколы сертификационных испытаний вызывают сомнения в их достоверности. Ярким примером тому является ситуация, возникшая в Ленинградских Кабельных Сетях в 1999—2000 годах, когда при протекании сквозных трёхфазных токов КЗ повреждались 2, 3, а иногда и более концевых и соединительных муфт, смонтированных в разное время на одном кабеле и на транзитной цепочке кабельных линий.

Заявления ряда поставщиков об изготовлении части комплектующих кабельной арматуры на местах не выдерживают никакой критики, так как внешние признаки и отсутствие сертификатов происхождения материалов демонстрируют низкое качество изделий. У всех местных изготовителей отсутствует производственная база по полимерным комплектующим, соединители и наконечники изготавливаются из отходов алюминия. Термоусаживаемые трубки (ТУТ), подмоточные и клеевые ленты не имеют сертификатов происхождения, не маркированы, не имеют отличий у кабельной арматуры до 1 и 10 кВ, не пластичны, требуют дополнительного подогрева при монтаже, коэффициент усадки ТУТ едва превышает 2, когда для гарантированной герметизации требуется не менее 4.

Монтаж концевых и соединительных муфт при строительстве кабельных линий — наиболее сложная операция в кабельных работах. При этом они выполняются чаще всего в полевых условиях и при различной погоде. Организация рабочего места, разделка кабеля, монтаж концевых и соединительных муфт должны производиться специально подготовленным персоналом, имеющим представление о технологиях изготовления кабеля и досконально знающим процесс монтажа кабельной арматуры. Так как технология монтажа у разных типов муфт может отличаться, электромонтёр-кабельщик должен быть обучен под каждый тип кабельной арматуры [7]. Заводы-изготовители кабельной арматуры организуют обучение кабельщиков с выдачей сертификата на право монтажа кабельной арматуры собственного производства, как платное, так и бесплатное. Кабельная арматура разных заводов имеет некоторые особенности и отличия, поэтому наличие сертификата одного завода не даёт права проводить монтаж муфт другого предприятия. При нарушении этого правила чаще всего и происходят нарушения технологии монтажа кабельной арматуры, которые приводят к повреждениям кабеля.

Во времена Минэнерго СССР электромонтёр-кабельщик допускался к самостоятельной работе в лучшем случае через год работы на кабелях при наличии специального образования (ПТУ), практического опыта работы по прокладке кабеля и монтажу кабельной арматуры и после сдачи квалификационного теоретического и практического экзамена. Эти требования были обязательны как для персонала предприятий электросетей, так и для персонала СМО, который выполнял работы по строительству новых кабельных линий. Заказчики для снижения стоимости СМР в нарушение СНиП 3.05.06-85 для строительства кабельных линий привлекают организации, не имеющие практического опыта монтажа кабеля, у персонала которых нет достаточного опыта работы и сертификатов на монтаж кабельной арматуры. Данные статистического анализа повреждений кабелей и кабельной арматуры говорят о том, что основными причинами повреждений являются:

- нарушение технологии монтажа (40%);
- внешние механические воздействия при монтаже и эксплуатации (30%);
- применение кабельной арматуры, не соответствующей параметрам сетей (15%);
- нарушение технологии испытаний (10%);
- дефекты кабеля (5%).

Список литературы:

1. Ларина Э.Т. Силовые кабели и высоковольтные кабельные линии. — М.: Энергоатомиздат, 1996.
2. Пантелеев Е.Г. Монтаж и ремонт кабельных линий. 2-е изд. — М.: Энергоатомиздат, 1990. — 288 с.

Распределение мощности и электроэнергии для различных иерархических систем

Курбака Г. В.

Черкасский государственный технологический университет, Украина, г. Черкассы

kyrbaka77@mail.ru

Введение. Решение задачи о распределении мощности и электроэнергии в энергетических и производственных системах в большинстве случаев понимается как решение в оптимальной постановке на основе необходимой информации, которая считается известной, достаточной и

достоверной. Однако при этом не учитывается наличие у потребителей собственных интересов. Отсутствие у центрального планирующего органа (ЦПО) достоверной информации при распределении мощности и электроэнергии (ресурса P, W) приводит к значительным экономическим потерям.

Анализ последних источников исследований и публикаций. Потребителям, как правило, известны принципы распределения P, W на основе поступающей в ЦПО информации. Более или менее широкие возможности в предоставлении ЦПО недостоверной информации, способность потребителей работать в диапазоне ниже предельного, являются теми степенями свободы, которые каждый отдельный потребитель может применять для достижения собственных интересов. В результате в комплексе «Энергосистема-потребитель» особое значение приобретают межэлементные связи: действие каждого потребителя влияет не только на его собственный выигрыш, но и на выигрыш других потребителей, т. е. функционирование комплекса можно рассматривать как игру, в которой ЦПО является главным игроком, выбирающим принцип распределения P, W и тем самым задающим правила игры.

Цель. Задача управления системой формируется следующим образом. ЦПО стремится выбрать такой тип распределения мощности P и электроэнергии W , чтобы в результате решения рассматриваемой игры достигался минимум потерь для энергосистемы в целом.

Рассмотрим распределение мощности и электроэнергии для различных иерархических уровней управления. Система состоит из ЦПО и «подчиненных» ему j -тых потребителей ресурса P, W . В каждый плановый период ЦПО располагает запасом ресурса P, W в количестве R , который выдает каждому j -му потребителю в количестве, в соответствии с запросом на ресурс B_j и с коэффициентом важности потребителя a_j , а также с учетом удельного ущерба от недоотпуска

ресурса y_j . [1 – 5]. Коэффициент важности потребителя наименьшее допустимое значение выделяемого ресурса P, W .

$$a_j = \frac{B_{авар.j}}{B_j},$$

где $B_{авар.j}$ – аварийное

Эффективность решения задачи распределения ресурсов характеризуется функцией $F_j(x_j, y_j)$, которая выражает ущерб j -го потребителя от недополучения ресурса $x_j = P$, $x_j = W$. Цель ЦПО состоит в сведении к минимуму суммарного ущерба системы F :

$$F = \sum_{j=1}^n F_j(x_j, y_j) \rightarrow \min$$

; дефицитная система: $\sum_{j=1}^n B_j > R$; $\sum_{j=1}^n x_j = R$; недефицитная

система: $\sum_{j=1}^n x_j \leq B_j$; $\sum_{j=1}^n x_j < R$; $j = \overline{1, n}$.

Несмотря на кажущуюся простоту формулировки, задачу можно решать в условиях отсутствия достоверной информации об эффективности использования ресурса потребителями $F_j(x_j, y_j)$ и при наличии индивидуальных интересов у потребителей, направленных на оптимизацию собственных целевых функций.

Рассмотрим следующие подходы к решению задачи. При распределении ресурса по принципу Аукциона [6 – 8] выстраивается вариационный ряд потребителей по величине некоторого показателя $Q(a_j, y_j, B_j)$, зависящего в общем случае от коэффициента важности потребителя, удельного ущерба от недоотпуска ресурса, а также величины запроса. В первую очередь ресурс P, W выделяется пользователю с максимальным показателем приоритета в количестве равном запросу, затем пользователю, следующему в убывающем ряду, и т. д.. В случае равных показателей приоритетов у нескольких потребителей и дефицита P, W ресурс распределяется между ними прямо пропорционально запросам B_j . В качестве показателя

приоритета брать $Q(a_j, y_j)$, $Q(a_j, y_j, B_j)$, $Q(a_j, y_j / B_j)$ Однако, несмотря на простоту реализации, принцип аукциона не всегда удовлетворяет всем выдвигаемым требованиям.

Наиболее распространенной в настоящее время является процедура, когда ресурс распределяется прямо пропорционально “прямым” приоритетам $Q(a_j, y_j)$ – j -х потребителей. Анализ недостатков реальных систем, использующих принцип прямо пропорционального распределения, свидетельствует о наличии серьезных нерешенных проблем. Поэтому для придания системе большей гибкости учитываются, также запросы потребителей на ресурс и организуется пропорциональное распределение P, W , с поправками на весовые коэффициенты приоритета.

Для практического использования применяется следующий принцип пропорционального распределения:

$$X_i = \left\{ \begin{array}{l} B_i, \text{ если } \sum_{j=1}^n B_j \leq R, \\ \min \left[B_i, \frac{a_i y_i B_i}{\sum_{i=1}^n a_i y_i B_i} R \right], \text{ если } \sum_{j=1}^n B_j > R \end{array} \right\}, \quad j = \overline{1, n}.$$

Однако данная система является устойчивой не во всех случаях. Существование преимущества по сравнению с рассмотренными принципами аукциона и пропорционального распределения имеет принцип распределения, названный принципом обратных приоритетов. В

данном случае за коэффициент потерь следует принять величину $a_j y_j / B_j$ и распределить ресурс по правилу:

$$X_i = \left\{ \begin{array}{l} B_i, \text{ если } \sum_{j=1}^n B_j \leq R, \\ \min \left[B_i, \frac{a_i y_i / B_i}{\sum_{i=1}^n a_i y_i / B_i} R \right], \text{ если } \sum_{j=1}^n B_j > R \end{array} \right\}, \quad j = \overline{1, n}. \quad (1)$$

При анализе практических результатов распределения ресурса P, W по последнему выражению выявляется следующий недостаток: из-за наличия потребителей, имеющих относительно высокий коэффициент потерь $a_i y_i / B_i$ и малую величину запроса, может возникнуть некоторая

нераспределенная величина ресурса P, W при учете ограничения $B_j \geq x_j$, что в условиях дефицита ресурса является недопустимым. Для устранения этого недостатка необходимо применять итерационный, многошаговый принцип обратных приоритетов. Первоначально распределение P, W производится по прямо пропорциональному принципу. На первом шаге из

множества индексов $j = \overline{1, n}$, выделяется подмножество элементов k_1 , для которых $V_i(B_i) \geq B_i$,

где $V_i^{(1)}(B) = \frac{a_i y_i / B_i}{\sum_{j=1}^n a_i y_i / B_j} R$.

Элементом с номером $i \in k_1$ выделяется ресурс в количестве $x_i = B_i$. На втором шаге из рассмотрения исключается подмножество элементов k_1 (так же, как и распределенная им часть ресурса P, W), и к оставшимся потребителям применяется правило (1).

Аналогичным образом выделяется подмножество элементов k_2 . На третьем шаге из рассмотрения исключается подмножество потребителей $(k_1) \cup (k_2)$. Далее процедура продолжается аналогично

и заканчивается за конечное число итераций. Понятно, что в случае если сумма $B_j > R$, на последнем шаге остаток ресурса между потребителями последней группы не будет делиться по

обратным приоритетам, то есть $x_i = V_i(k)(B_i)$, где k – число итераций. Следовательно, ресурс P, W будет распределяться полностью не только в равновесии, но и в любой точке B (имеется в виду ситуация дефицита).

В таблицах 1, 2 приведены результаты модельных расчетов различными методами задачи распределения мощности в энергетической системе для десяти предприятий.

Таблица 1. Распределение ресурса по принципу аукциона

Номер потребителя	Исходные данные распределения				Аукцион					
					$Q(a_i y_i)$		$Q(a_i y_i B_i)$		$Q(a_i y_i / B_i)$	
	y_i	B_i	$B_{ав. i}$	$a_i = \frac{B_{ав. i}}{B_i}$	x_i	φ_i	x_i	φ_i	x_i	φ_i
1	157	2500	250	0,1	0	157	0	157	2500	0
2	4830	32400	21000	0,65	32400	000	32400	000	32400	0
3	4100	34500	1730	0,05	34500	0	34500	0	22800	1390,4
4	1560	7000	700	0,1	7000	0	7000	0	7000	0
5	2280	14200	2130	0,15	14200	0	14200	0	14200	0
6	780	2800	140	0,05	0	780	0	780	2800	0
7	585	6400	1280	0,2	0	585	0	585	6400	0
8	1623	16500	1650	0,1	16500	0	16500	0	16500	0
9	268	3500	180	0,05	0	268	0	268	0	268
10	217	2600	130	0,05	0	217	0	217	0	217
Сумма		122400			104600	2007		2007		1875,4

Таблица 2. Распределение ресурса по прямо и обратно пропорциональному принципу

Номер потребителя	Исходные данные распределения				Прямо пропорциональное распределение		Обратно пропорциональное распределение	
					x_i	φ_i	x_i	φ_i
y_i	B_i	$B_{ав. i}$	$a_i = \frac{B_{ав. i}}{B_i}$	x_i	φ_i	x_i	φ_i	
1	157	2500	250	0,1	391	132,5	2500	0
2	4830	32400	21000	0,65	32400	0	32400	0
3	4100	34500	1730	0,05	5105	3493,3	3023	3740,7
4	1560	7000	700	0,1	3884	694,4	7000	0
5	2280	14200	2130	0,15	8516	912,6	12255	312,3
6	780	2800	140	0,05	971	509,5	2800	0
7	585	6400	1280	0,2	2913	318,7	6400	0
8	1623	16500	1650	0,1	4041	1225,5	5008	1130,4
9	268	3500	180	0,05	334	242,4	1949	118,8
10	217	2600	130	0,05	270	194,5	2122	39,9
Сумма		122400			58825	7723,4	75457	5342,1

Из таблицы 2 видно, что наиболее эффективным эвристическим методом распределения ресурсов является метод обратно пропорционального распределения при использовании, которого ущерб ограничения мощности составляет 5342,1 у.е.

Выводы. Для распределения дефицитного ресурса P , W , как в энергосистемах, так и в системах электроснабжения предприятий, при условии неполной информированности ЦПО о достоверных потребностях пользователей в ресурсе, целесообразно применять в качестве базового метода многошаговый принцип обратных приоритетов.

Список литературы:

1. Фокин С.Н. Учет, контроль и планирование времени функционирования ЭВМ. – Обмен опытом в радиопромышленности, 1982, № 5.
2. Фокин С.Н., Черноиванова Т.П. Сравнительный анализ принципов распределения времени функционирования ЭВМ. – Вопросы радиоэлектроники, 1984, № 5.
3. Бурков В.Н., Коргин Н.А., Новиков Д.А. Введение в теорию управления организационными системами / Под ред. чл.-корр. РАН Д.А. Новикова. М.: Либроком, 2009. 264 с.
4. Бурков В.Н., Горгидзе И.И., Новиков Д.А., Юсупов Б.С. Модели и механизмы распределения затрат и доходов в рыночной экономике. М.: ИПУ РАН, 1997. 61 с.
5. Новиков Д.А. Теория управления организованными системами. 2-е издание. М.: Физматлит, 2007. 584 с.
6. Бурков В.Н., Кондратьев В.В. Механизмы функционирования организационных систем. – М.: Наука, 1981.
7. Дабагян А.В., Заруба В.Я. Схема аукциона в задаче распределения ограниченного ресурса. – Автоматика и телемеханика, 1981, № 1.
8. Бурков В.Н. и др. Распределение водных ресурсов. – Автоматика и телемеханика, 1980, № 3.

Анализ применения метода последовательного эквивалентирования в сочетании с методом простой итерации для расчета режимов региональных энергосистем

Кутукова Е.С., Малафеев А.В.

*Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова, Россия,
г. Магнитогорск*

katya_kutukova@mail.ru

В связи с существенным влиянием крупных промышленных потребителей, таких, как предприятия черной и цветной металлургии, на режим РЭЭС, в ряде случаев необходимо определять параметры режима для расчетных схем, включающих в себя как распределительные сети объекта, так и основную сеть РЭЭС.

В настоящей работе для расчета параметров режима использован метод последовательного эквивалентирования [1], ориентированный на расчет режимов систем электроснабжения крупных промышленных предприятий и обеспечивающий сходимость за 2-3 итерации при условии задания узлов связи с энергосистемой узлами с неизменным напряжением. Для хорошей сходимости достаточно использовать метод простой итерации.

Таким образом, необходимо оценить использование метода последовательного эквивалентирования в сочетании с методом простой итерации применительно к условиям сложноразветвленных сетей напряжением 220-500 кВ региональных энергосистем.

В качестве объекта исследования была выбрана Челябинская энергосистема, одним из наиболее крупных потребителей которой является Магнитогорский энергетический узел.

Для большинства узлов связи с соседними РЭЭС была известна информация (по данным филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала) только о модулях напряжений и токов, либо о значениях активных мощностей. Тем не менее, для системообразующей сети имелась информация о распределении активных и реактивных мощностей, что позволило из уравнения их баланса получить недостающие значения параметров режима для узлов связи [2].

В работе проведено исследование сходимости итерационного процесса по напряжению и мощности. Ход итерационного процесса по величинам напряжения, активной и реактивной мощности на примере узла связи ПС «Козырево» и ПС «Шагол» проиллюстрирован на рис. 1–6.

Таким образом, при использовании метода простой итерации сходимость для узлов связи напряжением 500 кВ, электрически удаленных от узлов связи напряжением 220 кВ, наблюдается только по реактивной мощности. Для узлов связи 500 кВ, электрически мало удаленных,

наблюдается сходимость как по напряжению, так и по активной и реактивной мощности. При этом в последнем случае имеет место лучшая сходимость по всем параметрам режима.

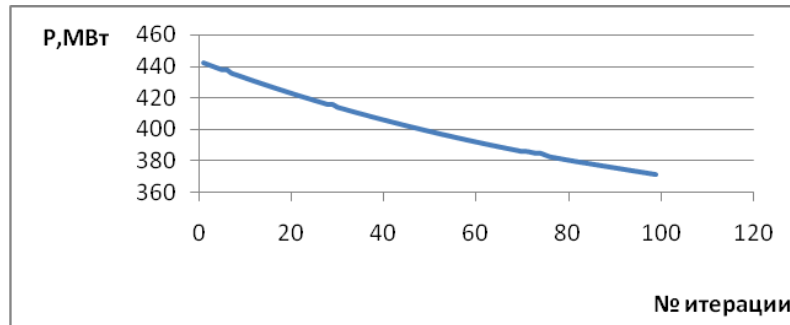


Рис. 1. Сходимость по активной мощности для узла связи ПС «Магнитогорская»

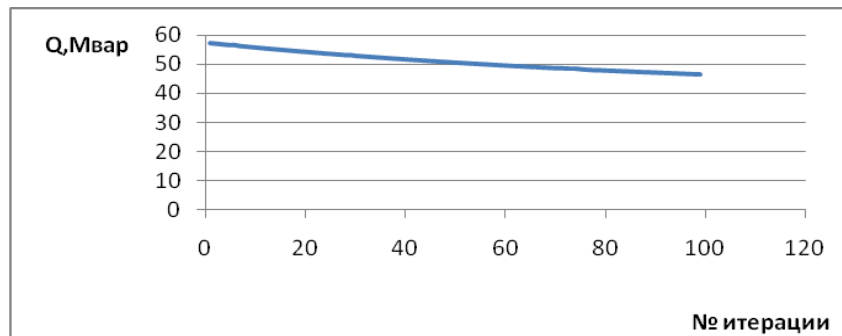


Рис. 2. Сходимость по реактивной мощности для узла связи ПС «Магнитогорская»

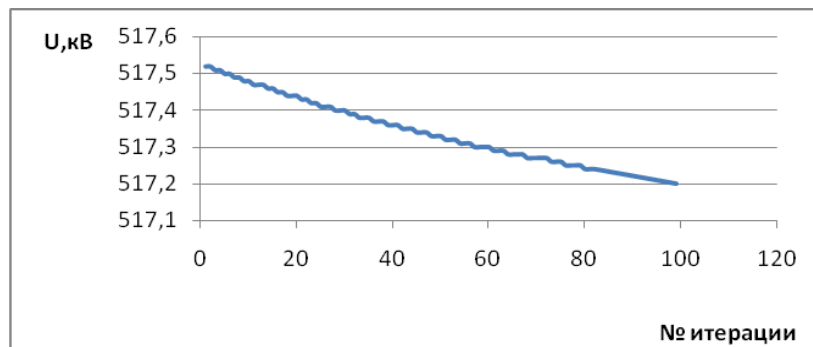


Рис. 3. Сходимость по напряжению для узла связи ПС «Магнитогорская»

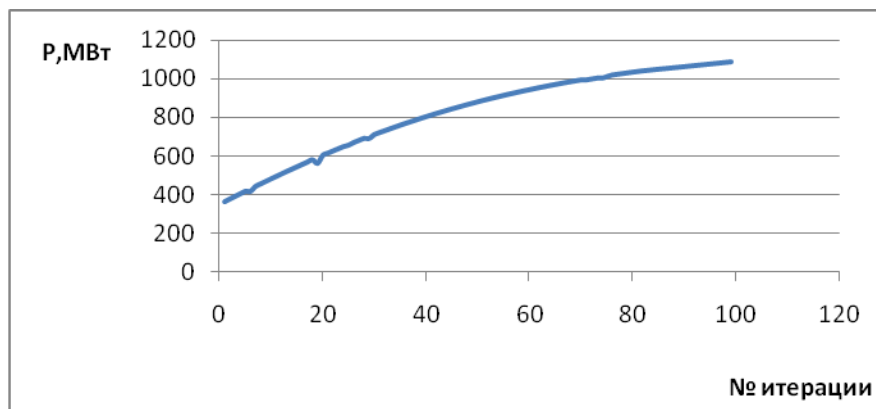


Рис. 4. Сходимость по активной мощности для узла связи ПС «Шагол»

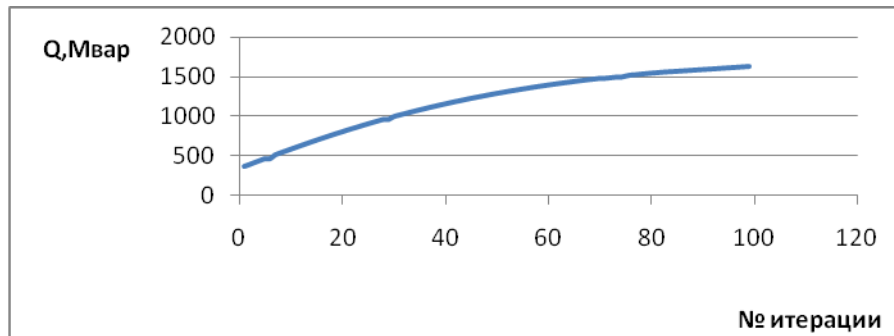


Рис. 5. Сходимость по реактивной мощности для узла связи ПС «Шагол»

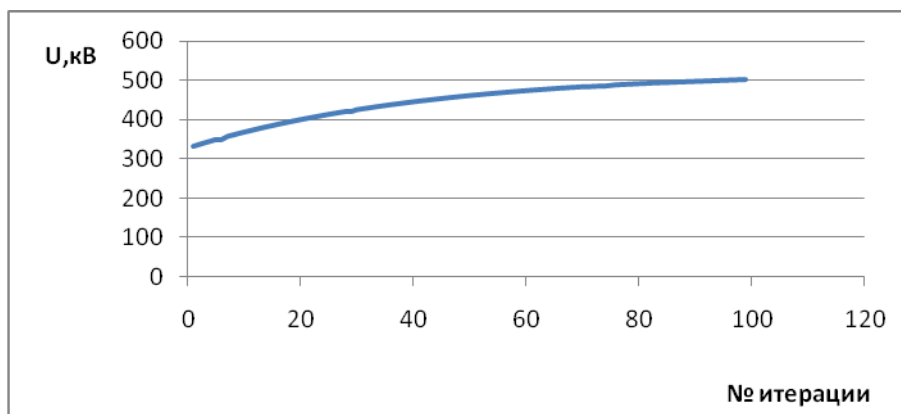


Рис. 6. Сходимость по напряжению для узла связи ПС «Шагол»

Следовательно, для адаптации метода последовательного эквивалентирования к условиям региональных энергосистем необходимо использование более сложных итерационных методов решения, обеспечивающих сходимость при существенно меньшем числе итераций.

Список литературы:

1. Игуменцев В.А., Заславец Б.И., Малафеев А.В., Буланова О.В., Ротанова Ю.Н. Модифицированный метод последовательного эквивалентирования для расчета режимов сложных систем электроснабжения // Промышленная энергетика. – 2008. – №6. – С. 16-22.
2. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1976. – 220 с.

Использование программной среды labview для моделирования двигателя постоянного тока Ле Ван Туан

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск
lebinho89@gmail.com

Введение. В настоящее время, в сфере высшего образования проводится работа по введению инновационных методов обучения, способствующих получению более качественного образования. В связи с этим многие университеты и техникумы проводят улучшение базы лабораторного оборудования. Одной из проблем является то, что решение данной задачи остается непосильным для многих учебных заведений с экономической точки зрения.

Поэтому в ряде случаев практические исследования и применения информационных технологий в целом наиболее целесообразно проводить на персональных компьютерах. Данный способ решения поставленной задачи является наиболее доступным и довольно эффективным в своем плане.

В настоящее время существование многих программных сред позволяет программистам упростить решение сложнейших в своем роде задач. В данной статье рассматривается использование программной среды LabVIEW для моделирования двигателя постоянного тока, а также его 3D-модели.

LabVIEW предоставляет возможность программирования используя графический язык, предназначенный для создания программ в форме структурных схем. LabVIEW содержит обширные библиотеки функций и инструментальных средств, предназначенных для создания систем сбора данных и систем автоматизированного управления. LabVIEW также включает стандартные инструментальные средства разработки программ. [1]

Программы в LabVIEW называются виртуальными приборами, так как их вид и функционирование имитируют реальные измерительные приборы, при этом виртуальные приборы подобны функциям в программах стандартных языков программирования.

Электродвигатель постоянного тока (ДПТ) — электрическая машина постоянного тока, преобразующая электрическую энергию постоянного тока в механическую энергию [2]. Электрические машины постоянного тока используют как в качестве генератора, так и в качестве двигателя. Двигатели постоянного тока получили большое распространение:

- они широко используются для привода подъёмных средств в качестве крановых двигателей;

- служат приводом транспортных средств в качестве тяговых двигателей;

- используются для привода устройств автоматики;

- используются для привода прокатных станов;

- используются для привода штатных подъёмников.

Практическая часть. Моделирование двигателя постоянного тока в среде Labview. Для начала используя физическую модель двигателя разберем входных величин данного проекта:

- напряжение (Voltage) - U ,

- момент инерции (Torque) – J ,

- угловая скорость - ω

- ток - I .

Математическое описание двигателя [3]:

$$U = R \cdot I + k \cdot \omega$$

$$k \cdot I = J \left(\frac{d\omega}{dt} \right) + T$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{k \cdot I - T}{J}$$

Все эти величины описаны в подпрограмме «dc_motor_math (Subvi)», структурная схема которой представлена на (Рис.1.).[4]

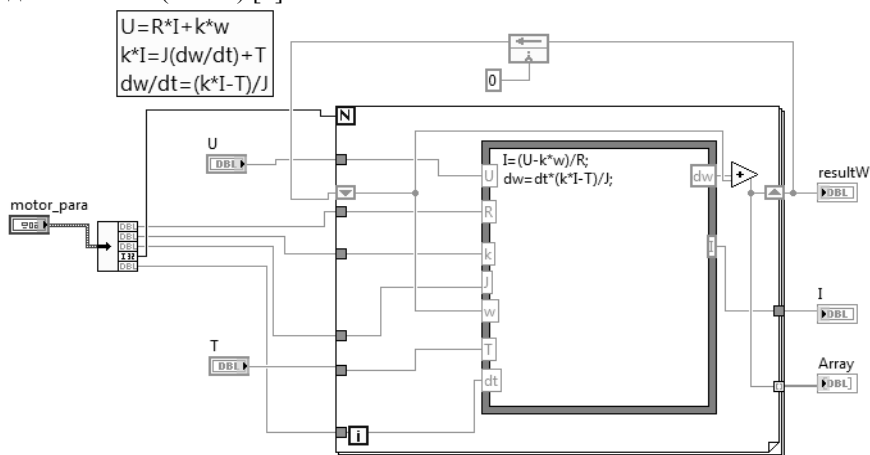


Рис.1. Блок-диаграмма подпрограммы «dc_motor_math (Subvi)»

Ввод параметров двигателя в компоненте Cluster «Motor_para», имеющем сопротивление цепи якоря R , коэффициент ЭДС двигателя k , крутящий момент J и величину времени dt (предположим $dt = 10^{-6} c$).

Далее построена другая подпрограмма «dc_motor_3d (Subvi)» для моделирования двигателя в трехмерном пространстве. Угловая скорость этого двигателя равна угловой скорости двигателя, описывающейся в подпрограмме «dc_motor_math (Subvi)».

Наконец построение главного прибора - это виртуальный двигатель вместе с 3D-моделью в программной среде Labview (рис. 2.) и (рис. 3.) «dcmotor_main (vi)».

Виртуальная двигатель состоит из двух главных частей [5]:

- Блок-диаграммы рис. 2. (блок-диаграмма представляет собой наглядное представление решения задачи и содержит исходные коды для виртуального двигателя);
- Лицевой панели рис. 3. (лицевая панель содержит кнопки управления, переключатель, графики, трехмерное изображение т.п.).

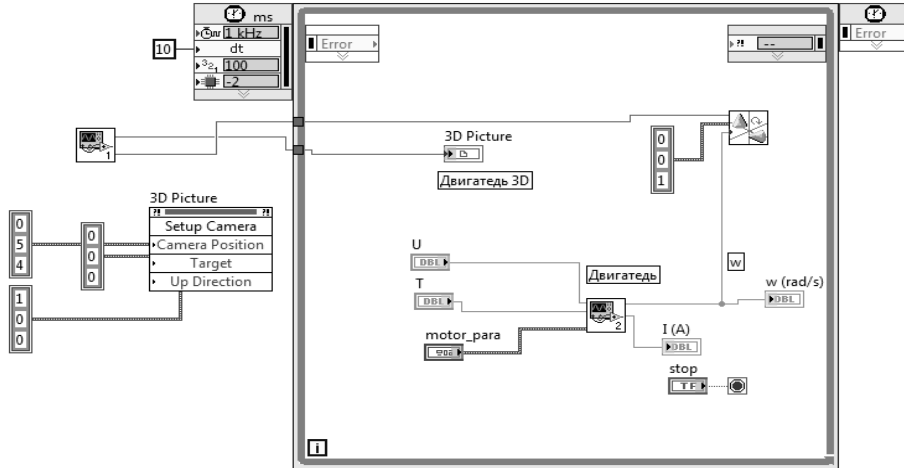


Рис. 2. Блок-диаграмма «dcmotor_main (vi)».

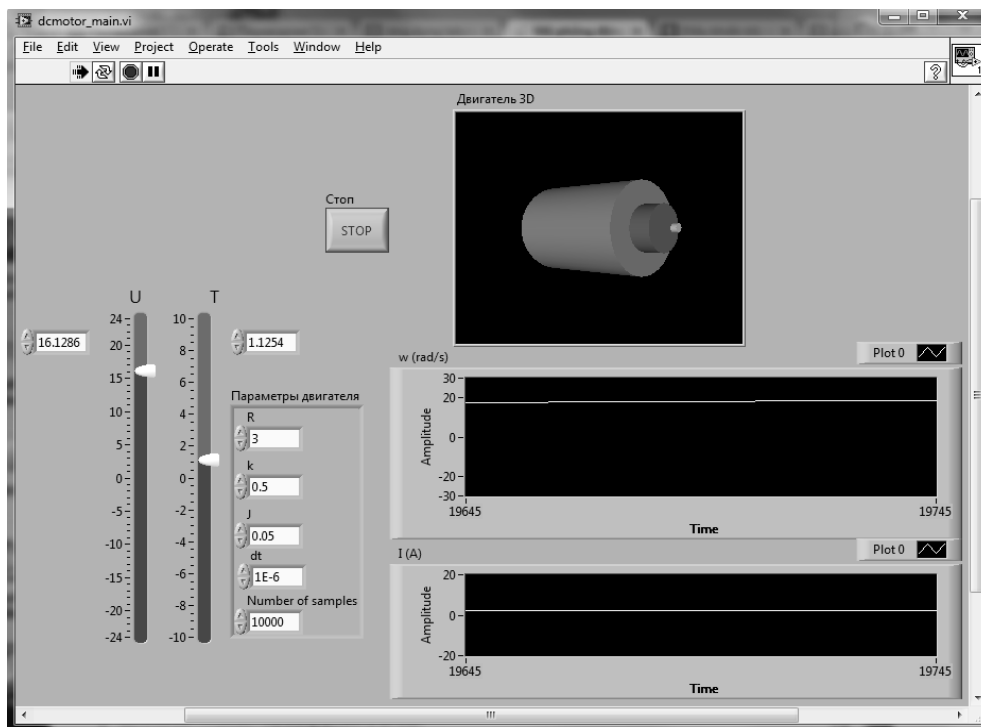


Рис. 3. Лицевая панель «dcmotor_main (vi)».

На рисунке 3 представлена возможность управления входными величинами U, T и задания параметров значений R, k, J, dt, число цикла. Соответственно входным параметрам в результате моделирования получаем выходные значения: угловую скорость ω и ток I.

Заключение. В данной работе представлено использование программной среды Labview для моделирования простого двигателя постоянного тока. Подобным образом возможно моделирование наиболее сложных систем. К примеру, возможно моделирование: двигателя переменного тока, рук робота и много другое.[6]

Список литературы:

1. Тревис Дж. Labview для всех. –М.: ДМК Пресс, 2005. -544 с.
2. http://ru.wikipedia.org/wiki/Электродвигатель_постоянного_тока
3. <http://edu.dvgups.ru/metdoc/gdtran/depn/elmask/emash/metod/yushenko/11.htm>
4. TechTeach [Электронный ресурс] - Режим доступа - <http://techteach.no/> свободный - Загл. с экрана
5. Жуков К. Г. Модельное проектирование встраиваемых систем в LabVIEW. –М.: ДМК Пресс, 2011. – 688 с.
6. Hocdelam Group [Электронный ресурс] - Режим доступа - <http://hocdelam.org/> свободный - Загл. с экрана

**Модели принятия решений по эксплуатации электрооборудования на основе нечеткой логики
Левин В.М.**

ФГБОУ ВПО Новосибирский государственный университет, Россия, г. Новосибирск
vlevin@ngs.ru

Значительная часть электрооборудования подстанций, включая силовые трансформаторы (СТ), эксплуатируется по фактическому состоянию. Это предполагает определение необходимости и целесообразности их вывода в ремонт по результатам диагностической оценки. Оценка состояния СТ выполняется с помощью периодического или on-line контроля и направлена на идентификацию «критических» дефектов, наличие которых свидетельствует о большом риске отказа при дальнейшей эксплуатации. В соответствии с действующими нормами [1, 2] оценка состояния СТ производится комплексно по результатам диагностирования каждого из элементов конструкции (обмотки, магнитопровод, система охлаждения, вводы, РПН, трансформаторное масло и др.) с применением утвержденных методов. При этом для каждого элемента конструкции и метода диагностирования определяются признаки, по значениям которых фактическое состояние СТ относится к определенному классу. Совпадение оценок по двум и более методам повышает уверенность в принятии решений.

В целом ситуация принятия решений о выводе СТ в ремонт характеризуется высокой степенью неопределенности и, как следствие, нежелательными исходами и убытками, что и составляет понятие «риск» [3]. На этапе постановки диагноза неопределенность обусловлена различием состава диагностических измерений и достоверностью их интерпретации. Неопределенность диагноза приходится компенсировать проведением повторных измерений для подтверждения полученных ранее результатов. Это создает ситуацию отложенного решения и снижает эксплуатационную надежность оборудования. При прогнозировании в СТ дефекта высокой силы проявления подобная ситуация становится недопустимой. На этапе выбора рассматриваемых альтернатив неопределенность вызвана различием предпочтений в определении критерия (цели) управления состоянием СТ.

Таким образом, для принятия решений по эксплуатации СТ в условиях неопределенности актуальна разработка моделей, позволяющих реализовать некоторый компромисс между точностью диагностических оценок и определенностью воздействий, направленных на снижение риска отказа СТ. Универсальным инструментом разработки подобного класса моделей служит теория нечетких множеств и нечеткой логики [4, 5].

Произведем формализацию задачи принятия решений о выводе СТ в ремонт по фактическому состоянию с применением аппарата теории нечетких множеств и нечеткого логического вывода.

Пусть x_i – контролируемые параметры (признаки), характеризующие состояние СТ по одному из методов диагностирования $(i = \overline{1, n})$. Так, например, по методу хроматографического анализа растворенных газов в масле СТ (ХАРГ) в качестве признаков идентификации состояния эффективны [6]: нелинейная дискриминантная функция вектора относительных концентраций

$$x_1 = \frac{\sum_{j=1}^7 a_j^2}{\sum_{j=1}^7 a_j}$$

диагностических газов (здесь: $a_j = A_j / A_{j\text{äð}}$, A_j , $A_{j\text{äð}}$ – измеренные и предельно-допустимые значения концентраций в %об.), а также максимальная относительная скорость

концентрации j -го характерного газа $x_2 = \max(V_i \text{ä } j)$, %мес. Пусть $D(x_i)$ – область

определения входных параметров модели $x_i = \{x_1, x_2\}$, несчетное множество точек оси действительных чисел. Зададим входную лингвистическую переменную «Уровень параметра» с

обозначением нечетких подмножеств множества $D(x_i)$: «Высокий», «Средний», «Низкий». В качестве выходного параметра модели (y) введем лингвистическую переменную «Состояние СТ» либо «Степень риска отказа», взаимно-однозначное соответствие между которыми и принимаемым решением по эксплуатации СТ задает таблица 1.

Таблица 1. Соответствие между лингвистическими терминами и экспертными решениями.

«Состояние СТ»	«Степень риска отказа»	Решение по эксплуатации СТ
Норма	Несущественная (НС)	Эксплуатация без ограничений
Норма с отклонениями	Низкая (Н)	Учащенный контроль
Норма со значительными отклонениями	Средняя (С)	Дополнительные обследования
Ухудшенное	Высокая (В)	Эксплуатация с ограничениями, планирование ремонта
Предельное	Наивысшая (НВ)	Немедленный вывод из работы

Параметрическое описание нечетких подмножеств выполняется при помощи построения соответствующих функций принадлежности $\mu(x_i)$ для каждого из термов лингвистической переменной. Существующие методы построения функций принадлежности базируются на использовании экспертной информации. В качестве таковой могут применяться нормативы предельно-допустимых значений на изменение контролируемого параметра, либо результаты его статистического распределения. В ряде случаев применяется непосредственное задание функции принадлежности таблицей, графиком или формулой [4, 5]. На рис.1 изображены функции принадлежности лингвистических переменных, полученные с применением вышеуказанных методов.

Формализация процессов принятия решений в условиях неопределенности, как правило, сводится к применению одного из алгоритмов нечеткого логического вывода [5].

Наиболее популярный в технических задачах алгоритм Мамдани содержит следующие основные этапы: формирование базы правил, фаззификация входных параметров, агрегирование, активизация подзаклучений в нечетких правилах продукций, аккумуляция, дефаззификация. Опуская математические подробности теории нечетких множеств, рассмотрим особенности перечисленных этапов нечеткого логического вывода применительно к формируемой модели принятия решений о выводе СТ в ремонт по фактическому состоянию. Модель состоит из трех параметров, x_1 и x_2 – входные переменные, y – выходная переменная. Для каждой из переменных определены лингвистически задаваемые терм множества и построены соответствующие им функции принадлежности (рис.1). Задачей нечеткого вывода в данном случае является определение числового значения выходной переменной y .

Формирование базы правил заключается в представлении экспертных знаний в области диагностирования СТ по ХАРГ, что с учетом [6] выглядит следующим образом:

1. ЕСЛИ x_1 «Низкий», ТО y «Несущественная»
2. ЕСЛИ x_1 «Средний» И x_2 «Низкий», ТО y «Низкая»
3. ЕСЛИ x_1 «Средний» И x_2 «Средний», ТО y «Средняя»

4. ЕСЛИ x_1 «Высокий» И x_2 «Низкий», ТО y «Средняя»
5. ЕСЛИ x_1 «Средний» И x_2 «Высокий», ТО y «Высокая»
6. ЕСЛИ x_1 «Высокий» И x_2 «Средний», ТО y «Высокая»
7. ЕСЛИ x_1 «Высокий» И x_2 «Высокий», ТО y «Наивысшая».

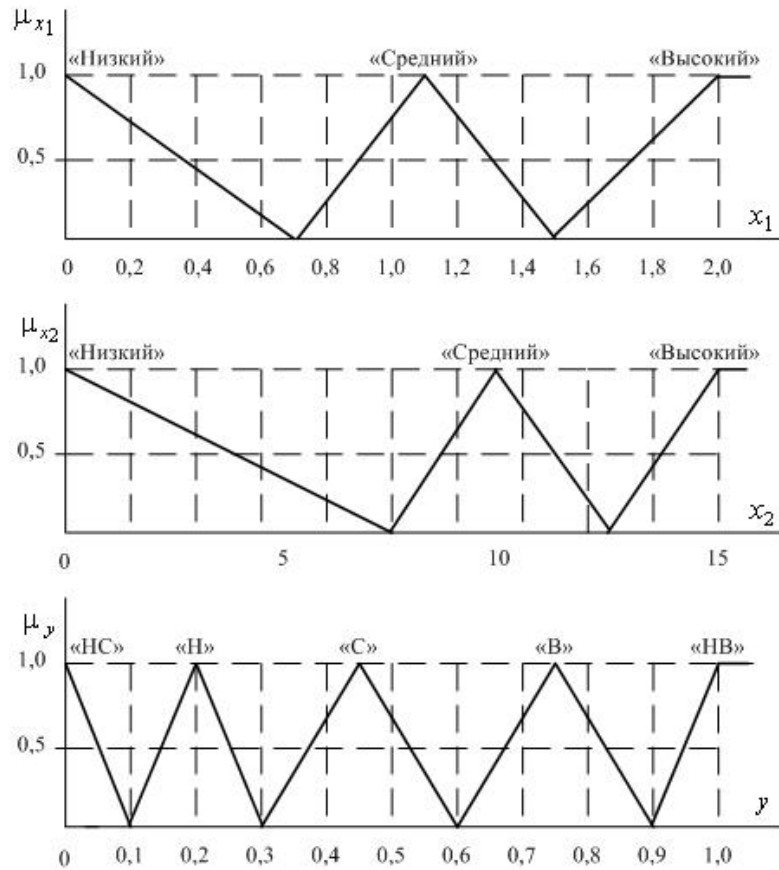


Рис.1. Функции принадлежности лингвистических переменных.

Фазификация входных параметров состоит в определении числовых значений функций принадлежности μ_{x1} и μ_{x2} по значениям x_1 и x_2 , полученным в результате диагностирования СТ по методу ХАРГ. Содержание этапа иллюстрирует рассмотренный в [6] пример идентификации дефектов в трансформаторе ТДТН-31500/110. В табл.2 приведены значения входных параметров системы нечеткого вывода, рассчитанные по протоколам ХАРГ СТ и соответствующие им значения функций принадлежности для каждого из термов соответствующей лингвистической переменной.

Таблица 2. Параметры системы нечеткого вывода.

Дата ХАРГ	x_1 (о.е.)	x_2 (%мес.)	«Высокий»		«Средний»		«Низкий»	
			μ_{x1}	μ_{x2}	μ_{x1}	μ_{x2}	μ_{x1}	μ_{x2}
19.11.1999	0,87	162	0	1	0,42	0	0	0
09.10.2002	3,6	11	1	0	0	0,85	0	0
08.04.2003	8,2	34	1	1	0	1	0	0
15.10.2003	4,1	0	1	0	0	0	0	1

Агрегирование представляет собой процедуру определения степени истинности подусловий по каждому из правил системы нечеткого вывода.

Активизация состоит в нахождении степени истинности каждого из подзаключений правил нечетких продукций по известным значениям истинности всех условий системы нечеткого вывода. На данном этапе путем отсечения по высоте функции принадлежности выходного терм

множества по каждому из приведенных правил продукций, используя оператор \min (нечеткая конъюнкция «И»), получаем соответствующие нечеткие подмножества. Таблица 3 содержит результат совместного выполнения процедур агрегирования и активизации подзаклучений по каждому из правил продукций для всех протоколов ХАРГ СТ рассматриваемого примера (табл.2).

Аккумуляция подзаклучений – это процедура нахождения итоговой функции принадлежности нечеткого множества выходной лингвистической переменной одновременно для всех правил продукций с использованием оператора \max -объединения нечетких множеств.

Таблица 3. Аккумуляция заключений для правил системы нечеткого вывода.

Номер правила продукций	1	2	3	4	5	6	7
Значения истинности подзаклучений для каждого из протоколов ХАРГ СТ	0	0	0	0	0,42	0	0
	0	0	0	0	0	0,85	0
	0	0	0	0	0	0	1
	0	0	0	1	0	0	0

Дефаззификация (приведение к четкости) выходной лингвистической переменной использует результат аккумуляции подзаклучений для получения количественного значения выходного параметра y . Расчеты выполняются по одной из специальных формул, например, формуле «центра тяжести» [4]:

$$y_R = \frac{\max \int y \cdot \mu(y) dy}{\max \int \mu(y) dy},$$

где: y_R - результат дефаззификации (абсцисса центра тяжести площади графика итоговой функции принадлежности выходной переменной); $y, \mu(y)$ - нечеткое множество выходной лингвистической переменной после этапа аккумуляции, ее функция принадлежности; \min, \max - левая и правая границы интервала носителя нечеткого множества y . Для рассматриваемого примера процедура дефаззификации не имеет особой значимости, поскольку итоговая функция принадлежности относится только к одному из термов выходной лингвистической переменной. Это позволяет получить экспертное решение уже на этапе аккумуляции подзаклучений, минуя вычисления y_R .

Таким образом, учет фактического состояния СТ ТДТН-31500/110, идентифицируемого по результатам ХАРГ (табл.2), позволяет принять следующие экспертные решения по его дальнейшей эксплуатации: 19.11.1999 и 09.10.2002 – «Эксплуатация с ограничениями, планирование ремонта»; 08.04.2003 – «Немедленный вывод из работы»; 15.10.2003 (после дегазации масла) – «Дополнительные обследования».

Предложена нечетко множественная модель принятия решений при эксплуатации СТ по фактическому состоянию. Модель основана на формализации экспертных знаний в виде нечетких множеств лингвистических переменных, построении функций принадлежности входных и выходных параметров с использованием статистических распределений, применении алгоритма нечеткого логического вывода для организации процедуры извлечения знаний.

Список литературы:

1. РД 34.45-51.300–97 Объем и нормы испытаний электрооборудования. – М.: НЦ ЭНАС, 1998. – 304 с.
2. МУ 0634–2006 Методические указания по диагностике силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов и их вводов. [Электронный ресурс]. – <http://www.twirpx.com/file/85129/>.
3. ГОСТ Р 51901.1-2002 Менеджмент риска. Анализ риска технологических систем. [Электронный ресурс]. – <http://gostexpert.ru/gost/gost-51901.1-2002>.
4. Леоненков А.В. Нечеткое моделирование в среде MATLAB и fuzzyTECH. – СПб.: БХВ-Петербург, 2003. – 736 с.

5. Борисов А.Н., Крумберг О.А., Федоров И.П. Принятие решений на основе нечетких моделей: Примеры использования. – Рига: Зинатне, 1990. – 184 с.
6. Левин В.М. Статистический метод распознавания дефектов в силовых трансформаторах при их техническом обслуживании по состоянию // Промышленная энергетика. – 2013. – № 8. – С. 37–41.

Выбор признаков для идентификации дефектов в трансформаторе при мониторинге растворенных в масле газов

Левин В.М., Танфильева Д.В.

*ФГБОУ ВПО Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск
vlevin@ngs.ru*

Хроматографический анализ растворенных в масле газов (ХАРГ) получил всеобщее признание как один из наиболее информативных методов раннего обнаружения дефектов в силовых трансформаторах (СТ). Большинство разрабатываемых и внедряемых систем диагностического мониторинга СТ содержат в своем составе подсистему мониторинга растворенных газов [1], что позволяет идентифицировать развивающиеся дефекты задолго до их критического проявления.

Ошибки диагностирования по ХАРГ (пропуск дефекта, ложная тревога) неизбежно приводят к повышению вероятности отказа СТ, либо к избыточным диагностическим операциям. В любом случае это способствует снижению надежности эксплуатации оборудования и росту затрат на ее поддержание и восстановление. Режим диагностического мониторинга обеспечивает переход от точечных оценок к анализу трендов. При этом может меняться информативность традиционно используемых признаков, повышаться значимость отдельных параметров состояния, характеризующих деградационные процессы в СТ, а также скорости их приближения к границе раздела классов состояний в признаковом пространстве.

В этих условиях актуальна разработка методов ранжирования признаков по информативности с сокращением размерности признакового пространства при сохранении достаточной для практических целей достоверности идентификации по ХАРГ развивающихся в СТ дефектов.

Поскольку идентификация дефектов относится к задачам классификации и распознавания образов, рассмотрим ее решение с применением указанного математического аппарата. Основными этапами статистического распознавания образов являются: выбор разграничительных признаков для описания классов состояний объекта и построение решающего правила (классификатора) [2].

В качестве исходного вектора признаков зачастую используется набор первичных измеряемых параметров объекта $\mathbf{X} = [x_1, x_2, \dots, x_n]$. Однако при этом для решения задачи классификации приобретают важность два взаимосвязанных обстоятельства: информативность признаков и размерность получаемого признакового пространства. Выявление возможности формирования классов состояний объекта в пространстве признаков требует изучения характеристик распределения вектора \mathbf{X} для каждого из выделенных классов. В идеальной ситуации признаки должны отвечать требованиям однородности и иметь одинаковые законы распределения. Задача классификации существенно упрощается, если признаки подчиняются нормальному закону распределения. Высокая размерность пространства признаков также затрудняет интерпретацию результатов измерения. Одним из подходов к сокращению размерности пространства контролируемых параметров является применение метода факторного анализа (метода главных компонент). Применение метода факторного анализа позволяет преобразовать исходное пространство параметров в пространство меньшей размерности путем ранжирования и исключения малозначимых признаков. Преобразования могут быть линейными или нелинейными, но обязательно должны отвечать одному из критериев эффективности. Применительно к задаче идентификации дефектов СТ в качестве критерия эффективности целесообразно принять минимум среднеквадратической ошибки разделения пространства признаков на два класса состояний Π_1 бездефектных и Π_2 дефектных.

Необходимо определить матрицу преобразования $\Phi = [\phi_1, \phi_2, \dots, \phi_k]$ ($k < n$), которая связана с исходным вектором контролируемых параметров соотношением

$$\mathbf{X} = \Phi \cdot \mathbf{Y}, \quad (1)$$

где $\mathbf{Y} = [y_1, y_2, \dots, y_n]^T$ – случайный вектор, представляющий результат преобразования исходного случайного вектора \mathbf{X} . Если выделить только $k < n$ компонент вектора \mathbf{Y} , то по ним можно определить некоторое приближение $\bar{\mathbf{X}}(k)$ к исходному вектору \mathbf{X} :

$$\bar{\mathbf{X}}(k) = \sum_{i=1}^k y_i \cdot \phi_i + \sum_{i=k+1}^n b_i \cdot \phi_i.$$

Первый статистический момент ошибки приближения $M\{\|\Delta \mathbf{X}(k)\|^2\}$ может быть использован в качестве критерия эффективности, позволяющего по экстремуму оценить качество преобразования пространства исходных параметров в новое пространство эффективных признаков

$$\varepsilon^2(k) = M\{\|\Delta \mathbf{X}(k)\|^2\} = M\left\{\sum_{i=k+1}^n (y_i - b_i)^2\right\} = \sum_{i=k+1}^n M[(y_i - b_i)]^2 = \sum_{i=k+1}^n \phi_i^T \cdot \Sigma_X \cdot \phi_i, \quad (2)$$

где: b_i – константа, характеризующая неучтенный в оценке остаток исходного вектора \mathbf{X} ; Σ_X – его ковариационная матрица.

Оптимальный выбор Φ – матрицы собственных векторов производится по условию

$$\Sigma_X \cdot \phi_i = \lambda_i \cdot \phi_i, \quad (3)$$

где λ_i – собственные числа ковариационной матрицы случайного вектора \mathbf{X} , а ϕ_i – собственные векторы. Разложение (3) по собственным векторам ковариационной матрицы представляет собой дискретный вариант разложения Карунена – Лоэва [2]. С учетом (3), минимальная среднеквадратическая ошибка (2) будет равна сумме собственных чисел:

$$\varepsilon^2(k) = \sum_{i=k+1}^n \lambda_i.$$

В задаче распознавания образов коэффициенты разложения (3) рассматриваются как признаки, представляющие наблюдаемый вектор \mathbf{X} . Данные признаки имеют преимущества, перед исходными параметрами. Эффективность каждого признака с точки зрения представления вектора \mathbf{X} определяется собственным числом ковариационной матрицы. Если некоторый признак, чье собственное число минимально, исключается из рассмотрения, то среднеквадратическая ошибка увеличивается на соответствующее λ_i . При этом признаки взаимно некоррелированы.

Итоговое выражение, для преобразования исходных параметров в признаки сводится к следующему виду:

$$\mathbf{Y} = (\mathbf{V}^T \cdot \mathbf{V})^{-1} \cdot \mathbf{V}^T \cdot \mathbf{X},$$

где \mathbf{V} – некоторая матрица нагрузок, элементы которой вычисляются по выражению

$$v_{ik} = \phi_i \cdot \sqrt{\lambda_k} / \sqrt{\phi_{1k}^2 + \phi_{2k}^2 + \dots + \phi_{nk}^2}.$$

При выборе количества учитываемых информативных признаков (главных компонент), как правило, следует руководствоваться приоритетами решаемой задачи (погрешность распознавания, удобство интерпретации и визуализации оценок, пр.). В некоторых случаях важно руководствоваться следующей практической рекомендацией: остаточная дисперсия компонентов матрицы нагрузок \mathbf{V} , с учетом исключения малозначимых факторов должна составлять не менее 75% от суммарной, т.е.

$$S_{\text{ост}}^2 = \sum_{i=1}^k v_{ik}^2 \geq 0,75 \cdot \sum_{i=1}^n v_{ik}^2.$$

Применение описанного подхода рассмотрим на примере. Имеется статистика ХАРГ СТ 110 кВ с исходным вектором \mathbf{X} относительных концентраций диагностических газов

$a_i = \frac{A_i}{A_{\Gamma P i}}$ и ковариационной матрицей (табл.1).

Таблица 1. Ковариационная матрица относительных концентраций растворенных газов

Σ	a(H2)	a(CH4)	a(C2H4)	a(C2H6)	a(C2H2)	a(CO2)	a(CO)
a(H2)	1	0,1230	0,1080	0,0719	0,1658	0,0901	0,0093
a(CH4)	0,1230	1	0,9232	0,8465	0,5128	0,5128	0,0203
a(C2H4)	0,1080	0,9232	1	0,8142	0,5246	0,0654	0,0307
a(C2H6)	0,0719	0,8465	0,8142	1	0,3414	0,1225	0,0356
a(C2H2)	0,1658	0,5128	0,5246	0,3414	1	0,0081	0,0443
a(CO2)	0,0901	0,5128	0,0654	0,1225	0,0081	1	0,4455
a(CO)	0,0093	0,0203	0,0307	0,0356	0,0443	0,4455	1

Расчетами установлено, что суммарная дисперсия матрицы нагрузок составляет $S^2 = 0,74$. При использовании для описания вектора \mathbf{X} двух либо трех главных компонент, согласно условию (3) соответствующих наибольшему рангу исходных параметров a(CH4), a(H2), a(C2H4), остаточная дисперсия $S_{\text{ост}}^2$ равна соответственно 0,46 либо 0,67. Полученные значения меньше рекомендованного порога, что неизбежно должно отразиться на погрешности идентификации дефектов. Однако, как показывают исследования, в большинстве случаев этого достаточно для достоверного диагностирования (мониторинга) СТ. На рис.1. показаны состояния СТ в координатах главных компонент.

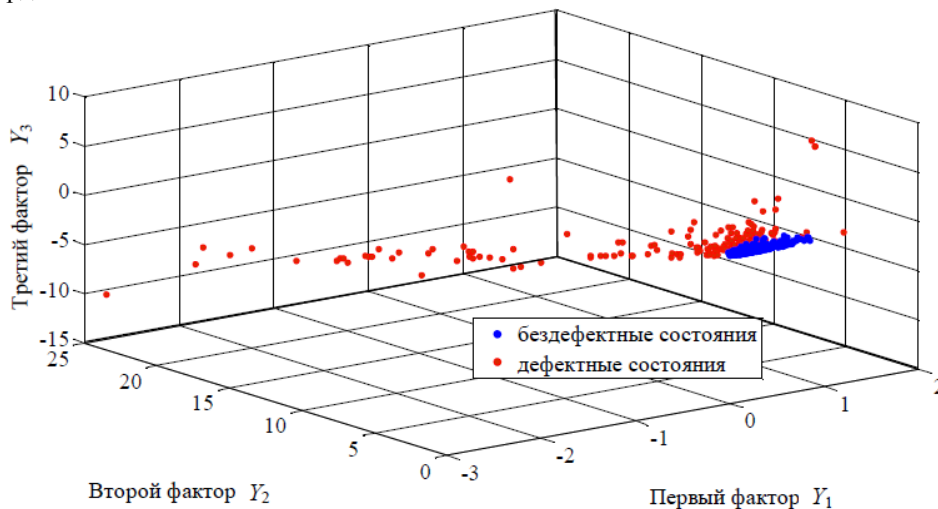


Рис.1. Область состояний СТ в координатах главных компонент.

Следует отметить, что снижение размерности пространства контролируемых параметров СТ при сохранении достоверности идентификации дефектов может существенно упростить систему мониторинга СТ и удешевить ее аппаратную часть.

Другой подход к сокращению размерности пространства контролируемых параметров в задаче идентификации дефектов СТ по ХАРГ заключается в синтезе некоторой интегральной весовой функции $G(x_i)$ из компонент входного вектора \mathbf{X} с применением процедур масштабирования и нелинейного преобразования [3]. Если компонентами вектора \mathbf{X} являются относительные концентрации диагностических газов, то интегральная весовая функция будет определяться по выражению:

$$G(a_i) = \frac{1}{\sum_{i=1}^n a_i} \sum_{i=1}^n a_i^2 \quad (n = 7).$$

Предложенное преобразование позволяет проецировать n – мерное пространство исходных параметров на числовую ось, где располагаются значения нового признака $G \in [0 \div \infty)$. Исследование статистических характеристик случайной величины G в области различных классов состояний Π_1 и Π_2 позволило определить границы раздела для разных стадий развития опасного дефекта и сформировать пространство мониторинга СТ в координатах $G(t)$ относительно указанных границ (рис.2).

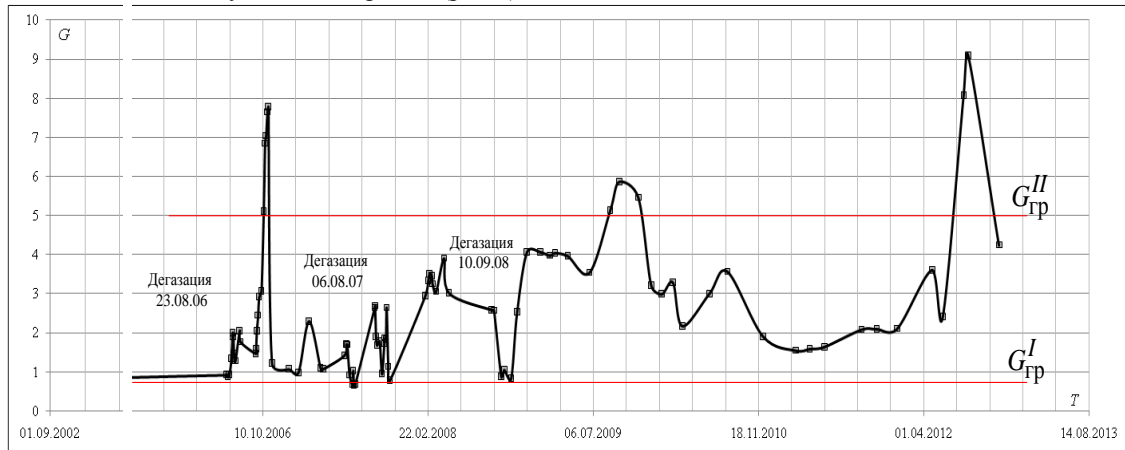


Рис.2. Мониторинг ГДЦ-250000/220 по изменению $G(t)$.

Таким образом, выбор признаков дефектов представляет собой один из основных этапов задачи диагностирования (мониторинга) электрооборудования. От его эффективного решения зависит не только простота и стоимость диагностической аппаратуры, но и достоверность диагноза. В статье предложены способы преобразования многомерного пространства исходных параметров в пространство информативных признаков меньшей размерности. Основу предложения составляют статистические процедуры классификации и распознавания образов, которые, как показано на конкретных примерах, способны обеспечить достоверную идентификацию развивающихся дефектов в трансформаторах по результатам ХАРГ.

Список литературы:

1. Живодерников С.В., Овсянников А.Г., Русов В.А. Зарубежный опыт мониторинга трансформаторного оборудования. [Электронный ресурс]. – http://megaom.ucoz.ru/nornativ/vv_oborudovanie/statja_zarubezhnyj_opyt_monitoringa_oborudovaniya.pdf.
2. Фукунага К. Введение в статистическую теорию распознавания образов. Пер. с англ. – М.: Наука, 1979. – 368 с.
3. Левин В.М. Статистический метод распознавания дефектов в силовых трансформаторах при их техническом обслуживании по состоянию / В.М. Левин // Промышленная энергетика. – 2013. – №8. – С.37–41.

Возможность синтеза ультрадисперсного порошка карбида бора в струе углеродной электроразрядной плазмы

Макарова А.Ф.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

mafanian1991@gmail.com

Развитие нанотехнологий началось с того момента, когда ученые предположили возможность перемещения атомов. С каждым днем популярность и роль нанотехнологий растут в различных сферах деятельности. Разработка новых материалов и технологий объективно

необходимы для технического и социального развития общества. Общественное и государственное внимание к нанотехнологиям вызвано выдающимися физико-химическими свойствами вещества в наноразмерном состоянии [1, 2]. Область применения ультрадисперсных материалов карбида бора очень широка. Это может быть как контактирующий с плазмой материал в современных термоядерных установках, прочных производственных продуктов, легкой по весу керамической брони, а также как усиливающая примесь для металлических композитов [3, 4] и т.д. Востребованность карбида бора растет, но существует значимая проблема – чистота выходного продукта [5]. Потенциальным синтезом ультрадисперсных материалов может стать метод, основанный на использовании коаксиального магнитоплазменного ускорителя (КМПУ) [6], разработанного в научной лаборатории НИ ТПУ.

В работе показана возможность динамического синтеза ультрадисперсных кристаллических фаз карбида бора в гиперсверхзвуковой струе бор-углеродной электроразрядной плазмы, истекающей в аргоновую атмосферу при давлении 5 атмосфер. Источником плазмы является сильноточный (105 А) импульсный (0,5 мс) КМПУ с графитовым ускорительным каналом. Электропитание ускорителя осуществляется от емкостного накопителя энергии с емкостью батареи конденсаторов 6 мФ, заряженной до напряжения 3,0 кВ. Плазменный выстрел производится в герметичную камеру-реактор, заполненную технически чистым аргоном. Исходный бор и углерод загружаются в зону формирования плазменной структуры сильноточного разряда типа Z-пинч. Кроме того, углерод нарабатывается электроэрозионным путем с поверхности ускорительного канала. В ходе плазменного выстрела происходит интенсивное распыление материала и, как следствие быстрая закалка, обеспечивающая нанодисперсность синтезированных фаз. По данным просвечивающей электронной микроскопии (Philips CM30) (ТЕМ) и рентгеновской дифрактометрии (дифрактометр Shimadzu 7000s) (XRD) в составе продукта обнаружена фаза карбида бора.

Рентгеновская дифрактограмма продукта, представленная на рисунке 1, показывает наличие в составе нескольких различных ультрадисперсных кристаллических фаз: карбида бора, бора, углерода. Структурно-фазовый анализ продукта проводили с помощью программы PowderCell 2.4 и базы структурных данных PDF4+. При проведении фазового анализа полученного продукта использовались структурные модели кристаллических фаз, образование которых возможно в рассматриваемой системе. Наименьшее расхождение получено при суперпозиции следующих фаз: карбид бора (пространственная группа R $\bar{3}$ 2/m); бор (пространственная группа R $\bar{4}$ 2/n 2/m); графит C (пространственная группа R $\bar{6}$ -3mc {186}). Из таблицы 1 видно, что изучаемый материал состоит в основном из карбида бора со стехиометрией, близкой к B $_3$ C $_2$.

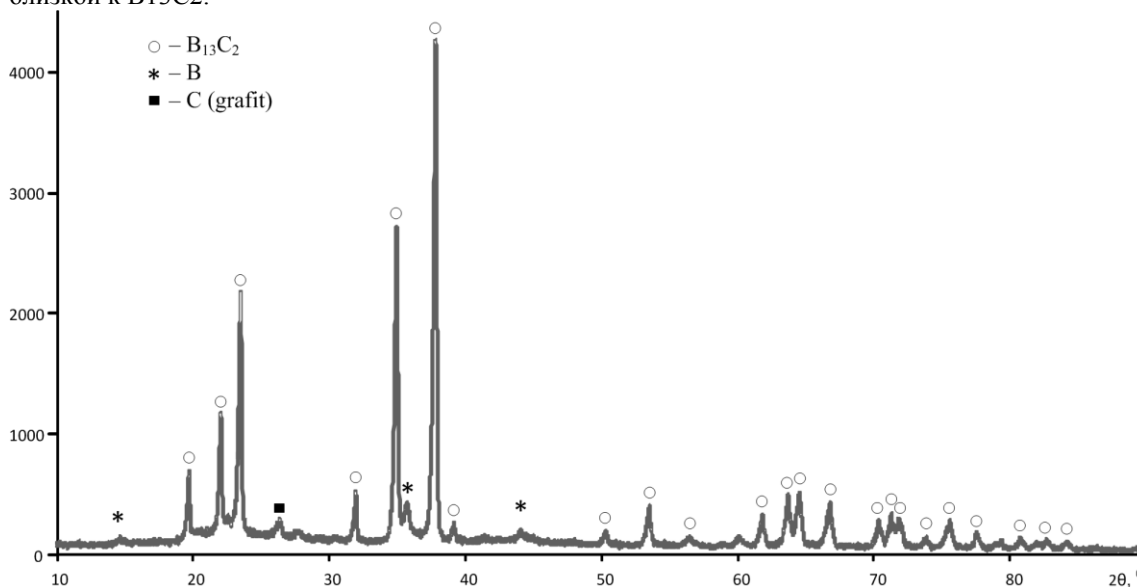


Рис. 1. Рентгеновская дифрактограмма продукта синтеза (CuK α -излучение)

Судя по средним размерам областей когерентного рассеивания (ОКР), приведенных в таблице 1, можно считать, что все кристаллические фазы в составе продукта

наноструктурированы. Однако, отождествлять размеры ОКРс размерами кристаллов не совсем корректно, так как вблизи границ кристалл имеет аморфную оболочку.

Таблица 1. Результаты полнопрофильного рентгено-структурного анализа ультрадисперсного продукта

Фаза	Содержание, % mass.	Параметр решетки, Å		ОКР, nm	$\Delta d/d \cdot 10^{-3}$
		Эксперимент	PDF4+		
B ₁₃ C ₂ SG: R -3 2/m	87,0	a=5,6049 c=12,0971	a= 5,618 c= 12,099	45,3	0,383
B SG: P 4_2/n 2/n 2/m	12,0	a=8,8050 c=5,1069	a=8,75 c=5,06	9,9	7,901
C (графит) SG: P 6_3 m c	1,0	a= 5,5689 c=6,7785	a=2,47 c=6,79	45,3	0,383

Сравнив параметры решетки идентифицированных фаз и стандартные, находим некоторые отличия. Эти отличия могут быть объяснены неравновесностью и высокой динамичностью процессов синтеза и кристаллизации. Следствием этого является высокая дефектность образовавшихся кристаллических наноструктур с характерным для них высоким уровнем внутренних упругих микроискажений пропорциональных $\Delta d/d$ [7], а также высокая дисперсность синтезируемых фаз.

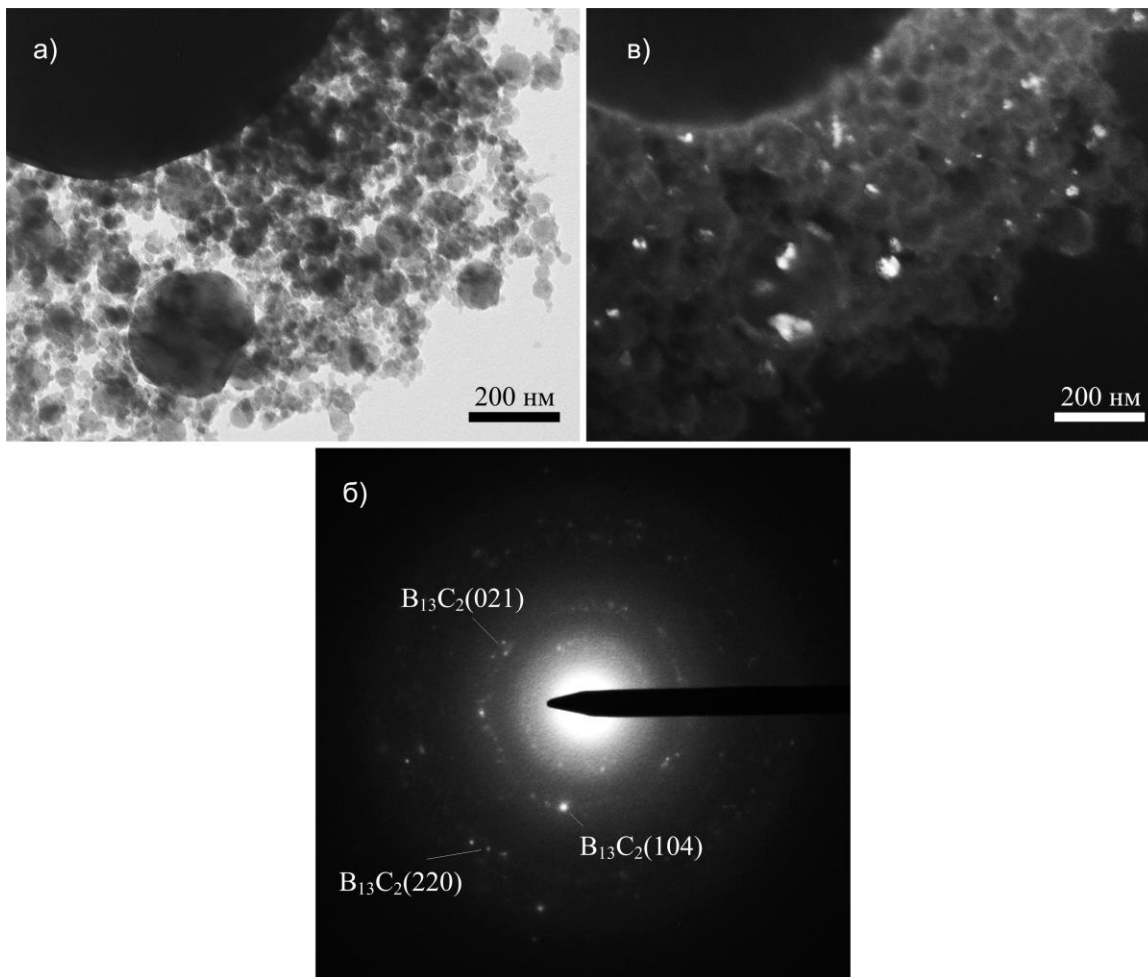


Рис.2. Данные просвечивающей электронной микроскопии продукта синтеза: а) светлопольный ТЕМ-снимок скопления ультрадисперсных объектов б) картина электронной микродифракции на выделенной области в) темнопольный микроэлектронный снимок скопления ультрадисперсных объектов

Данные электронной просвечивающей микроскопии (рис.2) подтверждают результаты XRD по наличию карбида бора в синтезируемом продукте. В составе продукта синтеза можно выделить три основных типа объектов: размером около 1000 нм, размером около 200 нм и менее 100 нм. Таким образом, большинство объектов представляют собой округлые, относительно крупные (от 20 до 200 нм) частицы, предположительно являющиеся карбидом бора. Также можно наблюдать частицы меньшего размера с неразличимой морфологией (менее 100 нм). Дифракция электронов на рассматриваемом скоплении частиц показывает содержание карбида бора, которому соответствуют точечные когерентные отражения 021, 104, и 220. На рисунке 2 б) на картине электронной дифракции идентифицирован рефлекс карбида бора –104 в свете дифрагированного пучка которого снят темнопольный снимок, путем смещения апертурной диафрагмы. На полученном темнопольном снимке отчетливо видно яркое свечение плоскостей в направлении [104].

Совокупность представленных данных, полученных при помощи основных современных методов анализа ультрадисперсных порошков, позволяет сделать вывод о возможности плазмодинамического синтеза, в рассматриваемой системе и при выбранных условиях, кристаллической фазы карбида бора B₁₃C₂. Содержание полученной фазы карбида бора достаточно велико, около 87,0%.

Список литературы:

1. Berlanga Isadora, Mas-Balleste Ruben, Zamora Felix, Gonzalez-Julian Jesus, Belmonte Manuel. Carbon nanotubes growth on silicon nitride substrates // Materials Letters.–2011. – V. 65. – p. 1479-1481.
2. Новые материалы / Под ред. Карабасова Ю.С.. – Москва: МИСИС, 2002. – 736.
3. Беграмбеков Л.Б., Бужинский О.И. Свойства карбида бора и его использование в качестве защитных покрытий на первой стенке токамака// Вопросы атомной науки и техники. Серия термоядерный синтез. – 2006. – №04. –112 с.
4. Krutskii Yu. L., Bannova A. G., Sokolov V. V., Dyukova K. D., Shinkareva V. V., Ukhinac A. V., Maksimovskii E. A., Pichugin A. Yu., Solov'eva E. A., Krutskaya T. M., and Kuvshino G. G. Synthesis of Highly Dispersed Boron Carbide from Nanofibrous Carbon // International Journal of Self-Propagating High-Temperature Synthesis. – 2009. – №. 1. – p. 60–63.
5. Francois Thvenot. Boron Carbide - A Comprehensive Review // Journal of the European Ceramic Society. – 1990. – № 6. – p. 205-225.
6. Патент №2150652 РФ. 7F41B 6100. Коаксиальный ускоритель Сивков А.А. заявл. 24.02.1999 опубл. 10.06.2000. бюл. №16.
7. Сивков А.А., Найден Е.П., Пак А.Я. // Динамический синтез ультрадисперсных кристаллических фаз системы С-N // Сверхтвердые материалы.– 2009. – № 5. – С.22-30.

Моделирование перспективного режима работы Монгольской электроэнергетической системы

Марченко А.И.

*Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск
andrey1991@ngs.ru*

Монголия заинтересована в развитии своей электроэнергетической системы (ЭЭС), укрупнении, повышении эффективности работы и увеличении экономической выгоды работы энергоотрасли в целом. Это обосновывается прогнозами роста горнодобывающей промышленности, более активным использованием природных богатств и разработкой новых, недавно разведанных, месторождений полезных ископаемых (в большей доли каменного угля). На сегодняшний день ЭЭС Монголии является энергодефицитной системой. С достаточной продолжительностью возрастают предпосылки становления её как энергоизбыточной системой. В соответствии с заявленными требованиями был разработан план развития энергосистемы Монголии до 2020 года. Доведением общей установленной мощности монгольской энергосистемы до 4ГВт.

На первоначальном этапе исследовательской работы выполняется:

По представленной перспективной электрической схеме электроэнергетической системы Монголии на 2020 год (Рис.1) оценить структуру потребления ЭЭС, рассчитать режимные параметры схемы, определить возможности нормального функционирования энергосистемы в заданной области накладываемых системных ограничений, дать рекомендации по ведению

режима и использованию противоаварийной автоматики. Данная работа носит обширный характер исследования, поэтому выполнение данного проекта носит комплексный характер. В электрической схеме ЭЭС Монголии было выделено 6 энергорайонов: №1 «Дархан», №2 «Эрдэнэт», №3 «Дорнод», №4 «Тавантолгой», №5 «Эрдэнэцогтск», №6 «Улан-Батор».

Нами были решены следующие задачи:

Проанализирована электрическая схема ЭЭС Монголии 2020 с учетом географического положения, планов развития промышленности, роста энергопотребления. Составлен перечень используемого в схеме оборудования с его характеристиками для схемы замещения.

Выявлен характер потребления электроэнергии в энергосистеме в виде графиков нагрузок по отдельным районам и системе в целом.

Созданы расчетные модели энергорайонов, в которых элементы представлены их математическими эквивалентами с заданными параметрами отвечающих оригиналу, и сгруппирована целостная расчетная модель энергосистемы Монголии 2020. Задана электронная схема с нумерацией узлов и ветвей связей, представляющих собой генерационные (нагрузочные) узлы и ЛЭП связи.

Расчитана математическая модель ЭЭС Монголии 2020 с помощью программно-вычислительных комплексов Mustang и RastrWin, получен в результате расчета исходный режим электрической схемы системы.

Приведен получившийся электрический режим ЭЭС Монголии 2020 к виду с нормально-допустимыми значениями электрических параметров, основываясь на принятые нормы и стандарты работы энергетического оборудования, при использовании различных средств регулирования.

Выполнены различные утяжеления электрического режима работы по энергорайонам, с контролем по выбираемым уязвимым сечениям. Даны рекомендации по применению противоаварийной автоматики.

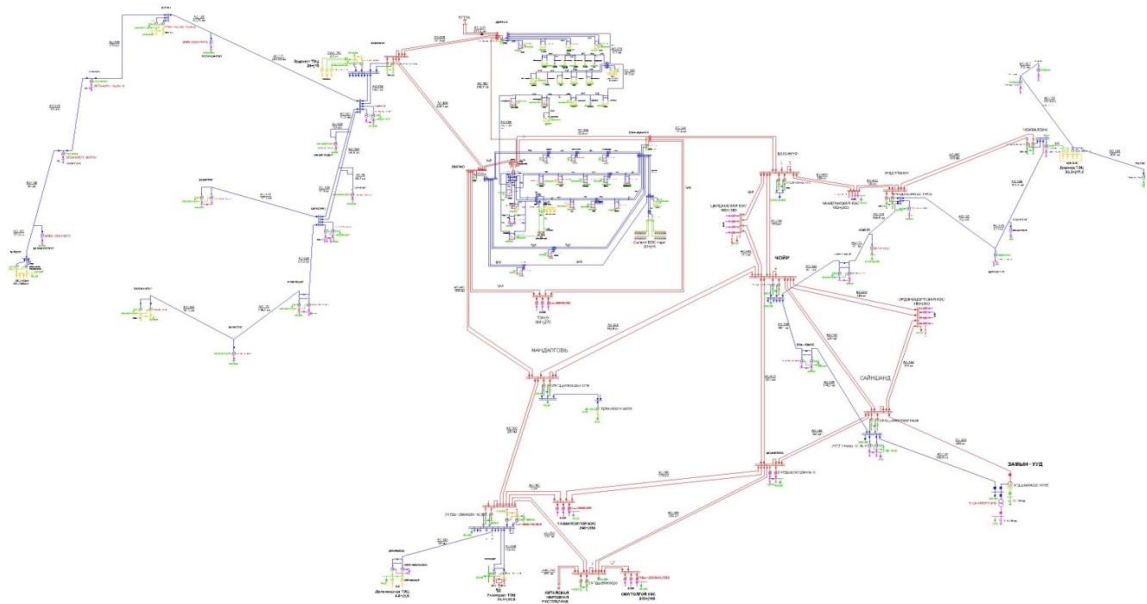


Рис. 1. Перспективная электрическая схема электроэнергетической системы Монголии на 2020 год.

Целями дальнейшей работы являются:

Применение на конкретном энергетическом объекте (Энергосистемы Монголии 2020) идеи распределенной генерации. Построение системы, подсистем управления оперативного состояния энергосистемы и её работы. Регламентирование структуры составных её частей. Разработка методов, принципов и положений по применению системы SmartGrid и мультиагентного регулирования. Связанных с построением новых взаимоотношений в работе субъектов энергетической отрасли основанных на либерализованности интересов всех участников рынка. Эффективность функционирования такого метода управления достигается за счет взаимно партнерских-договорных отношений. С целью децентрализации диспетчерского управления системой, ухода от естественной монополии единого оператора энергетической

системы. Создание, конструирование интеллектуальных микропроцессорных регуляторов самостоятельно ведущих электрической режим в заданной области на базе экспертной системы нейронных сетей и искусственного интеллекта. Полное моделирование работы ЭЭС Монголии при вышеперечисленных положениях.

В результате необходимых расчетов и анализа структуры потребления электроэнергии, как по районам, так и далее в сумме по ЭЭС, был получен суточный график нагрузки ОЭС Монголии, он представлен на рисунке 2.

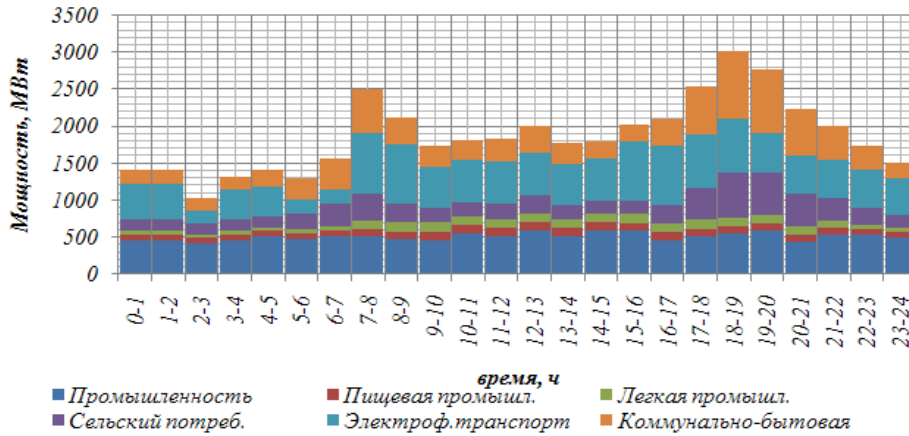


Рис.2. Суточный график нагрузки ЭЭС Монголии.

Плотность полученного суточного графика составляет 0,621, он обладает большой неравномерностью равной 0,34, двухгорбостью с максимумом в вечерние часы. Расчеты показали, что надежность, с точки зрения структурного резервирования генерирующей мощности, для ОЭС Монголии, будет обеспечиваться при поддержании общего резерва мощности в размере 25% от максимума нагрузки энергосистемы, в том числе аварийного – 16%.

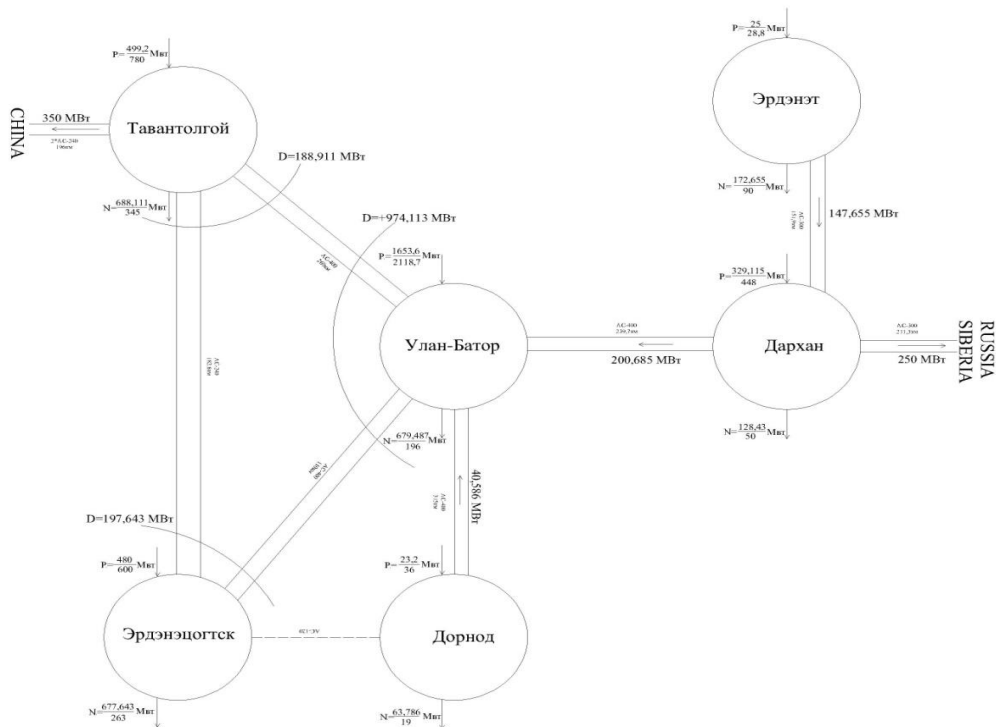


Рис.3. Представлена структурно-балансовая схема ЭЭС Монголии 2020.

В результате расчета электрического режима и контроля напряжения были составлены таблицы «проблемных» узлов по классам напряжения, далее приняты меры по повышению (понижению) напряжения используя различные способы регулирования напряжения.

В результате регулирования напряжения в узлах схемы стали удовлетворительными. Выделены далее напряжения с допустимыми значениями, которые в последующем более внимательно контролируются.

Из теории устойчивости использовались следующие коэффициенты для оценки режима:

1) Коэффициент запаса статической (апериодической) устойчивости по активной мощности в сечении (K_P):

$$K_P = \frac{P_{пр} - (P + \Delta P_{нк})}{P_{пр}}$$

расчетная амплитуда нерегулярных колебаний

активной мощности сечения может быть определена по выражению:

$$\Delta P_{нк} = K \cdot \sqrt{\frac{P_{н1} \cdot P_{н2}}{P_{н1} + P_{н2}}}$$

2) Значения коэффициента запаса по напряжению (K_U) относятся к узлам нагрузки и

$$K_U = \frac{U - U_{кр}}{U}$$

вычисляются по формуле:

. По условиям устойчивости энергосистем нормируются в сечениях и по напряжению в узлах нагрузки. Для нормального режима минимальный коэффициент запаса по активной мощности - 0,2; минимальный коэффициент запаса по напряжению - 0,15.

Пример (Рис.4) одного из рассматриваемых сечений 5-энергорайона ВЛ напряжением 220 кВ между узлами: 401 – 402, 401 – 417, 403 – 404 и 403 – 417, наиболее загруженных в нормальном режиме. (Табл. 1)

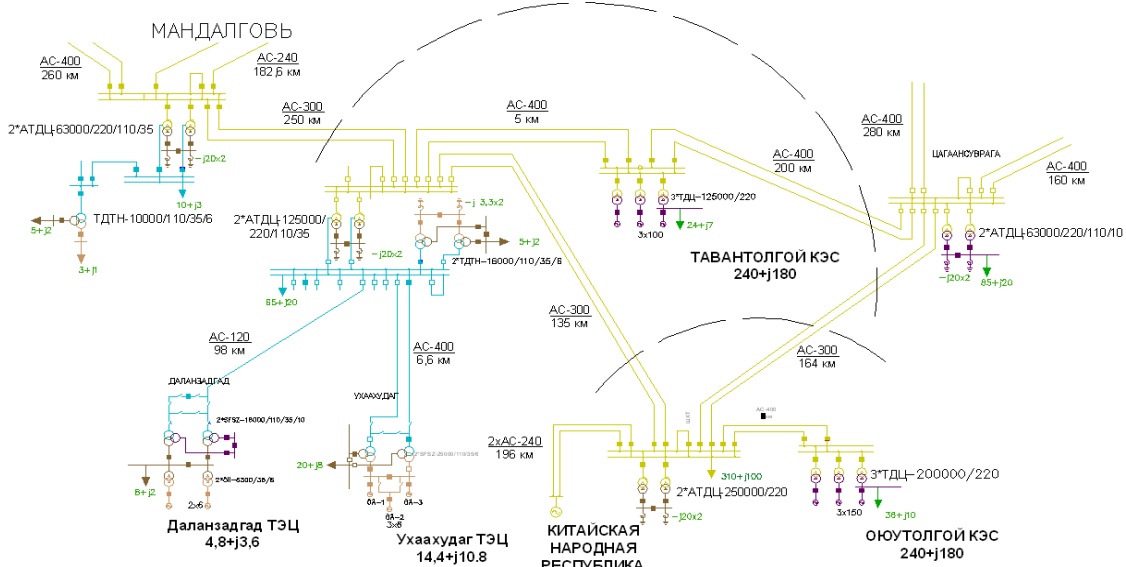


Рис. 4 Рассматриваемые сечения в режиме утяжеления

Таблица 1. Загрузка линий при траектории одновременного увеличения перетока активной мощности в Китай и уменьшения мощности генерации на станции Оуютолгой

N_i	N_j	I	$I_{дд}$	$I/I_{дд}$	P	P_{max}	P/P_{max}
		кА	кА	%	МВт	МВт	%
401	417	0,99	1,83	54,04	359,23	642,42	55,92
403	417	1,08	1,83	59,07	416,86	642,42	64,89

По условию устойчивости энергосистемы с учетом коэффициента запаса статической апериодической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки, наибольшая предельная

мощность в сечении составляет $P_{пр} = 747,87$ МВт. При этом генерируемая мощность на станции Оуютолгой составляет 163,184 МВт. Таким образом, рассмотрели утяжеление

электрического режима ЭЭС Монголии при изменении нагрузки поочередно в каждом из энергорайонов схемы, были зафиксированы предельные значения перетоков активной мощности в выбранных контролируемых сечениях по условию статической устойчивости. Вычислены коэффициенты запаса статической устойчивости по активной мощности в сечениях энергорайонов. А так же коэффициенты запаса по напряжению в узлах нагрузки. Так как анализ

режимов и устойчивости энергосистем представляет собой неотъемлемую часть работы по созданию систем противоаварийной автоматики.

Сегодняшний объем производства электроэнергии Монголии составляет порядка 885 МВт·ч, по аналитическим данным прогнозируемое потребление электроэнергии Монголии в 2015 году составит 900 МВт·ч, в 2020 г. – 1400 МВт·ч, 2025 г. – 2000 МВт·ч.

Значимость данной работы заключается в возможности её непосредственного использования на практике как положения, обосновывающего перспективную работу ЭЭС Монголии на 2020. По предложенной схеме планируется строительство и ввод в эксплуатацию новых генерирующих мощностей, электростанций, линий электропередач, с внедрением современных технологий и принципов управления энергоотраслью. Разработанная математическая модель может быть использована в проектных, научно-исследовательских и производственных организациях Монголии при исследованиях ЭЭС Монголии, а так же в дальнейших её вариациях и преобразованиях. Использование полученных данных может представляться и в учебных целях.

Список литературы:

1. Перспективы развития Азии 2010, Восточная Азия, глава «Монголия» -Кристер Лунгвалл (Asian Development Outlook 2010, East Asia, Chapter Mongolia, Christer Ljungwall, Улан-Батор.
2. Справочник по проектированию электрических сетей/под ред. Д.Л.Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.:ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.
3. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. Пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
4. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989, 592с.
5. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России ОАО РАО «ЕЭС России», 2007.
6. Методические указания по устойчивости энергосистем:/ Утверждены Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277 .
7. Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем (основные положения). Утв. Минэнерго СССР 23.09.1986.
8. Беркович М.А. Автоматика энергосистем. М.: Энергоатомиздат, 1985. – 208с., ил.
9. Окин А.А. Противоаварийная автоматика энергосистем. - М.: Издательство МЭИ, 1995. - 212 с.

Сравнительный анализ устойчивости кабелей к воздействию агрессивных сред

*Матери Т.М., Ким В.С., Стариков А.Н.**

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

**ЗАО «Томсккабель», Россия, г. Томск*

tanushenka@sibmail.com

Требования, предъявляемые к кабельным изделиям (КИ), постоянно растут. Одним из важнейших свойств современных кабелей является устойчивость к воздействию агрессивных сред. Наиболее распространенными агрессивными средами в промышленности и на транспорте являются углеводородные жидкости, в частности, трансформаторное масло и бензол.

В России и за рубежом для производства маслостойких кабелей используют материалы, обладающие повышенной химической стойкостью и слабой проницаемостью для углеводородных жидкостей, такие как термоэластопласты полиуретанового типа (TPEU), полиамиды, полиэтиленовые компаунды, фторполимеры и специальные ПВХ- компаунды [1]. Устойчивость к воздействию таких жидкостей определяется по изменению механических характеристик (относительное удлинение при разрыве ϵ и прочность на разрыв σ) оболочки кабеля. В соответствии с [1], ухудшение механических свойств оболочки не должно превышать 20%.

В данной работе проведено сравнение устойчивости маслостойких проводов отечественного производства с маслостойкими кабелями марки Ölflex фирмы LAPP Cable (Германия). Отечественные провода сечением 4 мм² представляют собой многопроволочную медную токопроводящую жилу (ТПЖ) с изоляцией полиуретанового типа и оболочкой из ПВХ пластика. Толщина оболочки 0,8 мм.

Кабели марки Ölflex сечением 2.5мм², марок:

- 440P многопроволочная медная ТПЖ, с изоляцией из термопластичного эластомера, и оболочкой из TPU, не содержащие галогенов. Толщина оболочки 1,2 мм.
- 500P многопроволочная медная ТПЖ, с изоляцией и оболочкой из TPU. Толщина оболочки 0,9 мм.
- Robust 200 многопроволочная медная ТПЖ, изоляция из термопластичного эластомера, с низкой емкостью, безгалогеновая, износостойкая безгалогеновая оболочка на базе специального термопластичного эластомера. Толщина оболочки 1,1 мм.

В соответствии с [1] образцы провода представляют собой отрезки длиной 20 см, торцы которых герметично закрыты пленкой ПЭТ, чтобы обеспечить проникновение агрессивной жидкости только через внешнюю поверхность оболочки провода. Образцы выдерживались в эксикаторе полностью погруженными в агрессивную жидкость при комнатной температуре в течение 1000 часов. Через каждые 300 ч. образцы вынимались и проводились измерения механических характеристик (минимум 6 измерений на одну точку).

Механические характеристики оболочки и изоляции измерялись с помощью разрывной машины типа ИР5040-5 УХЛ 4.2 (полуавтоматическая установка). Измерения радиальных и аксиальных размеров оболочки и изоляции образцов определялись с помощью микрометра типа МР (цена деления 2 мкм) и штангенциркуля с ценой деления до 0,1 мм, а толщина изоляции и оболочки оценивалась оптическим методом (микроскоп марки МПБ-2 с ценой деления 0,1 мм) в соответствии с [1].

Обсуждение результатов.

На рис. 1 представлены зависимости набухания оболочки, мм от времени нахождения в агрессивной среде, час. На графике представлены зависимости для провода отечественного производства и кабелей производства Германии.

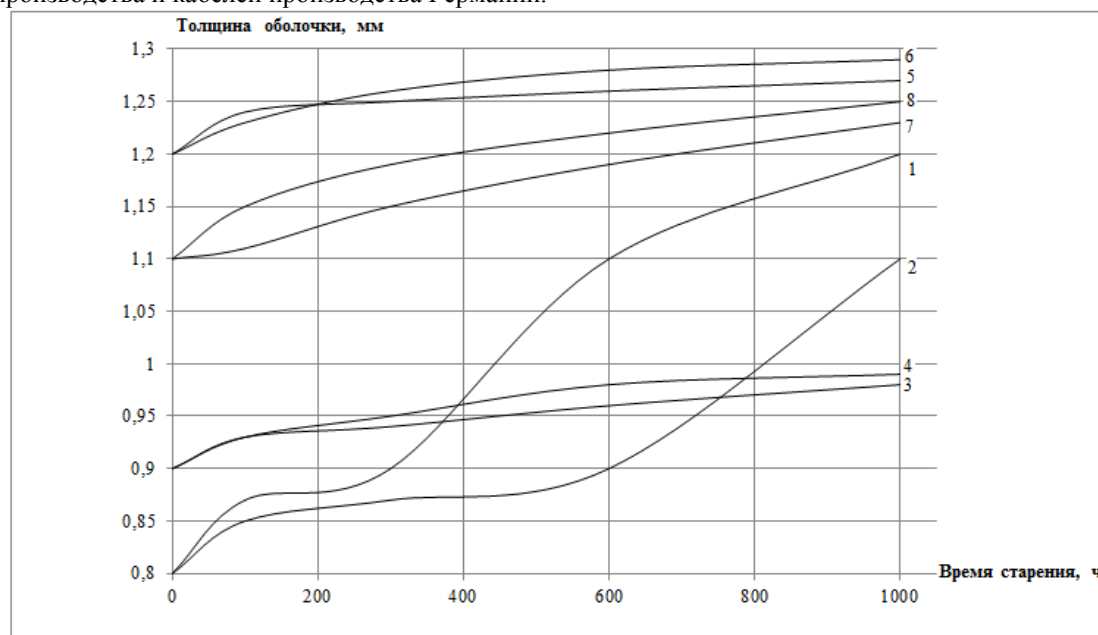


Рисунок 1. Зависимость толщины оболочки, мм, от времени старения, час.

- 1, 2 – провод отечественного производства, находящийся в трансформаторном масле и дизельном топливе.
- 3, 4 – кабель производства Германии (500P), находящийся в трансформаторном масле и дизельном топливе.
- 5, 6 – кабель производства Германии (440P), находящийся в трансформаторном масле и дизельном топливе.
- 7, 8 – кабель производства Германии (Robust 200), находящийся в трансформаторном масле и дизельном топливе.

Как видно из рис. 1 толщина оболочки всех рассматриваемых в работе образцов с течением времени увеличивается. В течение 1000 часов для кабелей марки Ölflex скорость набухания образцов практически одинакова, и составляет 2×10^{-3} мм/ч. Тогда как для проводов отечественного производства скорость набухания составила 4×10^{-3} мм/ч. Из графиков видно, что для проводов отечественного производства характерны участки плато: при старении в

трансформаторном масле от 100 до 600 часов, а при старении в дизельном топливе от 100 до 300 часов.

В таблице 1 представлены механические характеристики полиуретановых термоэластопластов [2].

Табл.1 Механические характеристики полиуретановых термоэластопластов.

Показатели	TPU
Диапазон рабочих температур ¹ , °С	(-50) – (+95)
* Твердость по Шор А-Д	50А-75Д
* Предел прочности при растяжении, МПа	24 - 48
Модуль упругости при изгибе, МПа	69 - 1310
Относительное удлинение при растяжении, %	250 - 700

В таблице 2 представлены механические характеристики ПВХ-пластикатов.

Таблица 2. Механические характеристики ПВХ-пластикатов.

Показатели	ПВХ-пластикат						
	11,7	10,7	14,7	13,7	17,2	15,7	11,7
Прочность при разрыве, Мпа не менее							
Относительное удлинение при разрыве, % не менее	350	350	300	280	350	280	350

На рис. 2, 3 представлены зависимости относительного удлинения ϵ , % и прочности при разрыве σ , Н/мм² от времени нахождения в агрессивной среде, час., для провода отечественного производства и кабелей производства Германии.

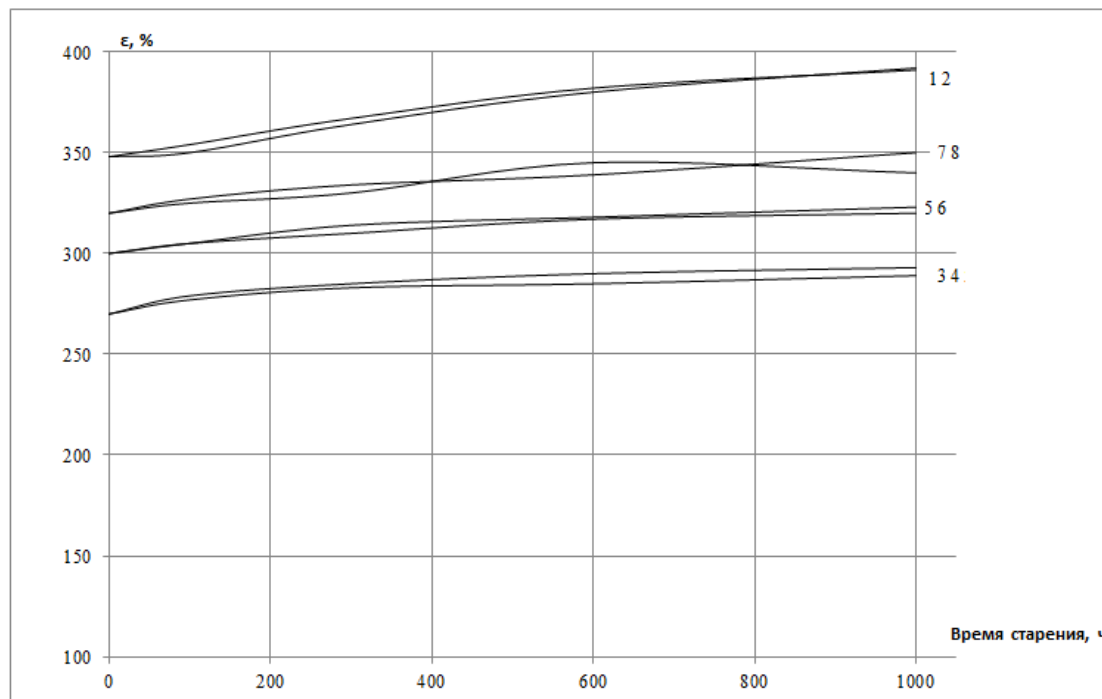


Рисунок 2. Зависимость относительного удлинения, %, от времени старения, час.

1,2 – провод отечественного производства, находящийся в трансформаторном масле и дизельном топливе; 3, 4 – кабель производства Германии (500P), находящийся в трансформаторном масле и дизельном топливе; 5, 6 – кабель производства Германии (440P), находящийся в трансформаторном масле и дизельном топливе; 7, 8 – кабель производства Германии (Robust 200), находящийся в трансформаторном масле и дизельном топливе.

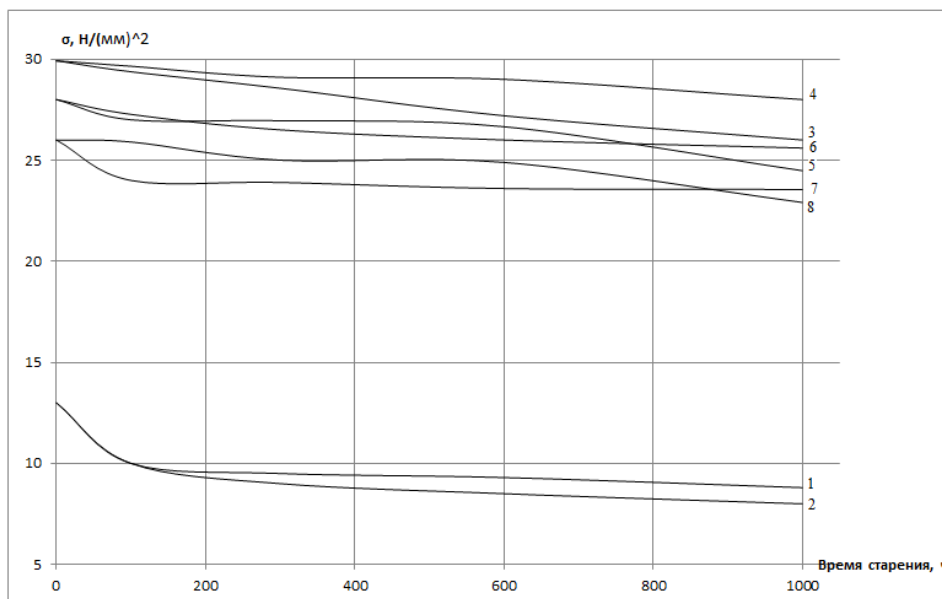


Рисунок 3. Зависимость предела прочности Н/мм², от времени старения, час.

1,2 – провод отечественного производства, находящийся в трансформаторном масле и дизельном топливе; 3, 4 – кабель производства Германии (500P), находящийся в трансформаторном масле и дизельном топливе; 5, 6 – кабель производства Германии (440P), находящийся в трансформаторном масле и дизельном топливе; 7, 8 – кабель производства Германии (Robust 200), находящийся в трансформаторном масле и дизельном топливе.

Из сравнения данных рис. 1,2 и табл. 1,2 видно, что измеренные значения σ и ϵ находятся в хорошем соответствии с табличными данными.

Как видно из рис.2,3 относительное удлинение в период 1000 часов для кабелей марки Ölflex составило 10%, а для проводов отечественного производства 12%. Предел прочности уменьшается у проводов марки Ölflex за период 1000 часов на 11%, для проводов отечественного производства на 35-40%. Набухание приводит к уменьшению эластической составляющей с одной стороны, и к уменьшению энергии межмолекулярных взаимодействий с другой стороны.

В целом, по результатам работы можно сделать следующие выводы:

Работа в агрессивных средах способна приводить к выходу из строя КИ за короткий промежуток времени (менее 150 часов).

Дизельное топливо оказывает большее воздействие на механические характеристики, чем трансформаторное масло.

Для кабелей и проводов, работающих в контакте с углеводородными жидкостями, в качестве оболочки более подходящим является ТЭП, по сравнению с ПВХ- пластикатом.

Список литературы:

1. ГОСТ Р МЭК 60811-2-1-2006 «Общие методы испытаний материалов изоляции и оболочек электрических и оптических кабелей».
2. <http://www.prom-polymer.ru> – Промышленные полимеры.

Пути развития корабельных электрических сетей и электроэнергетических установок

Матюшков К.О., Федюк Р.С., Мочалов А.В.

Учебный военный центр Дальневосточного федерального университета, Россия, г. Владивосток
captainvmf@yandex.ru

Все действия по приготовлению различных корабельных систем начинаются с подачи электроэнергии (ЭЭ) на те или иные потребители. Подача электроэнергии начинается с источника электрического тока (дизель-генератор). Генерация электроэнергии — производство электроэнергии (электрического напряжения и тока) посредством преобразования её из других видов энергии с помощью специальных технических устройств [1].

Назначение дизель генератора – преобразование химической энергии топлива, сгораемого в цилиндрах дизеля в электрическую энергию тока, вырабатываемого электрогенератором. Суммарные электрические нагрузки при неуклонном росте их значений существенно отличаются друг от друга в различных режимах использования надводных кораблей (НК) (при ведении боевых действий, переходе в район боевых действий, стоянке на якорю и т. п.). Все это объективно обуславливает необходимость наличия на корабле совокупности источников ЭЭ различной мощности для оптимальной загрузки генераторных агрегатов при их одиночной или параллельной работе в различных режимах использования корабля [2].

Следовательно, на НК может быть выделена система генерирования ЭЭ необходимого количества и качества.

На кораблях ВМФ РФ применяются генераторы, работающие на дизельном топливе (ДТ). Определим, насколько эффективно применение данного вида топлива (и, соответственно, генераторов). Для примера возьмем генератор бч18/22 (рис. 1)



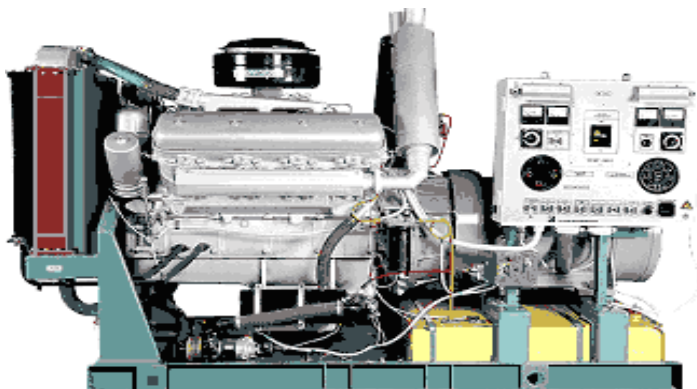
Рис. 1. Дизель-генератор бч18/22

Степень автоматизации - 1-я и 2-я.

Первичный двигатель - ЯМЗ-238Г (газовый аналог ЯМЗ-238М2-11).

Генератор - Leroy Somer LSA 44.2 S7 или БГ-100.

Расход газа при номинальной мощности составляет 36 м. куб./ч. 1 куб природного газа стоит в среднем 9 руб. Соответственно, 36 куб. м. стоят 324 руб. Таким образом, получаем двукратную экономию по сравнению с дизель-генераторами.



помощью кабелей (рис. 3).

Мощность генератора 100кВт при частоте вращения ротора 750 об/мин.

Удельный расход ДТ равен 0,217кг/кВт.

Соответственно, для производства 100кВт/ч электроэнергии понадобится 21,7кг ДТ. При средней цене 1л топлива 30 руб. затраты на производство 100кВт/ч электроэнергии составят 651,5руб.

Для сравнения рассмотрим расход топлива газопоршневой электростанции ЯМЗ серии АП-100 (100 кВт.) (рис. 2), предназначенной для получения трехфазного электрического тока напряжением 400 В, частотой 50 Гц.

Мощность - 100 кВт,

Напряжение - 400 В.

Частота тока - 50 Гц.

Род тока - переменный 3-х фазный.

Рис. 2. Газопоршневая электростанция ЯМЗ серии АП-100

Возможность функционирования определяется не только успешностью и рациональностью генерирования ЭЭ, но и надежностью транспортировки ее от системы генерирования к потребителям. В этой связи возникает задача качественного распределения, передачи ЭЭ с

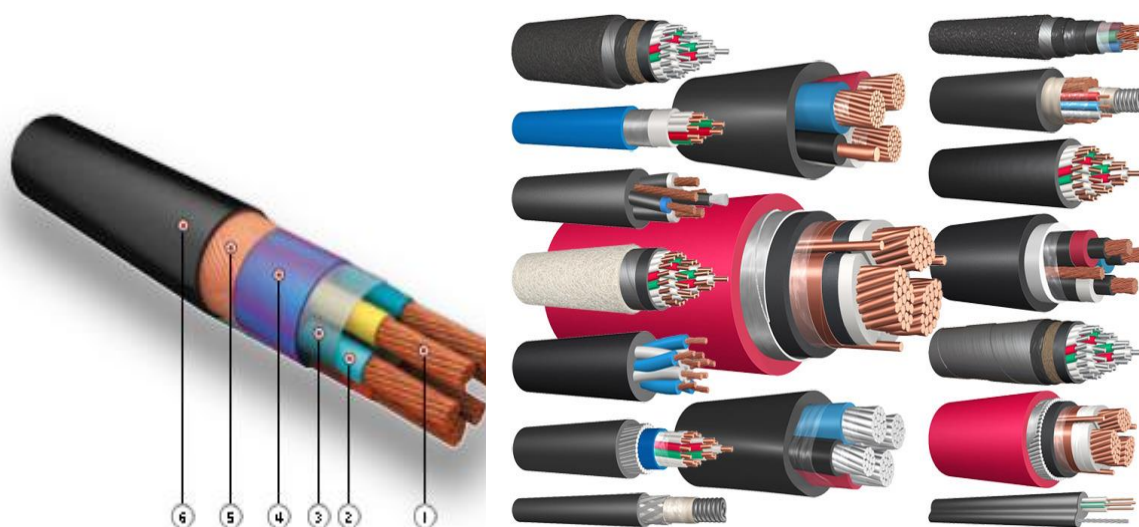


Рис. 3. Корабельные электрические кабели. 1 - медная жила, 2 - резиновая изоляция, 3 - синтетическая пленка, 4 - внутренняя оболочка, 5 - экран или защитная оплетка, 6 - наружная оболочка из маслостойкой резины.

Основным недостатком медного кабеля является его высокая стоимость. Это заставляет задуматься о беспроводной передаче электроэнергии. Первые опыты с беспроводной передачей электроэнергии проводил Н. Тесла (рис. 4).

С чего же началась слава Теслы, как «отца» беспроводного электричества? Началось все в 1892 году, когда Никола Тесла в рамках научной конференции в Лондоне провел ток по одиночному проводу, который, по сути, являлся незамкнутой цепью. При этом медный провод оставался совершенно холодным. Эта система работала без заземления. Вскоре после этого, в США ученый демонстрирует первую в мире лампочку, зажженную без помощи проводов и свой беспроводной электродвигатель. В основе этих изобретений лежал принцип электрических колебаний все в том же единственном проводе. Никола Тесла считал, что использование подобных ламп экономически более выгодно. Ведь потери энергии минимальны.



Рис. 4. Никола Тесла



Рис. 5. Эксперименты в США по беспроводной передаче электроэнергии

Беспроводная передача электричества — способ передачи электрической энергии без использования токопроводящих элементов в электрической цепи. К 2011 году имели место успешные опыты с передачей энергии мощностью порядка десятков киловатт в микроволновом диапазоне с КПД около 40 % в Goldstone, Калифорния (США) (рис 5).

Список литературы:

1. Самодлов Т.Т. Электрооборудование и радиосвязь речных судов. – М.: Транспорт, 1988. – 303 с.
2. Миронов В.В. Электрооборудование судов: конспект лекций. –Херсон: Херсонский морской институт, 752 с.

Износ и восстановление лопастей рабочих колес радиально-осевых гидротурбин**Мисиров М.Х.***Кабардино-Балкарский государственный аграрный университет, Россия, г. Нальчик*misir56@mail.ru

Среди особенностей горных рек Кабардино-Балкарской республики является то, что они содержат огромное количество песка во взвешенном состоянии. Использование такой воды в качестве технологической среды в гидроагрегатах вызывает ряд проблем. Горную воду в период паводка можно представить как гидроабразивную технологическую среду. Контакт этой среды с технологическим оборудованием происходит на большой скорости и этот процесс можно представить как гидроабразивную обработку с вытекающими отсюда проблемами.

К таким проблемам можно отнести гидроабразивное изнашивание рабочих колес гидротурбин [1]. Так эксплуатация гидротурбины Аушигерской ГЭС (каскад Нижне-Черекских ГЭС на реке Черек) показала, что рабочее колесо подвержено одновременному разрушающему воздействию кавитации и гидроабразивному изнашиванию, вызываемому несомыми потоком твердыми частицами песка.

Рабочее колесо гидроагрегата №1 Аушигерской ГЭС на момент ремонта отработало 10350 часов и имел абразивный износ металла по внутренней поверхности нижнего обода и рабочей поверхности лопасти в районе выходной кромки, прилегающей к ободу размером 250x250 мм. Кавитационная эрозия имеется на тыльной поверхности лопасти в районе выходная кромка-галтельный переход к нижнему ободу. Кавитационный унос металла на тыльной поверхности совместно с абразивным составляет около 7 кг. Абразивный износ с рабочей поверхности лопастей в районе выходная кромка-обод составляет около 15кг., износ металла с нижнего обода составляет приблизительно 50 кг. Суммарный абразивный и кавитационный унос металла с рабочего колеса можно оценить в 70-80 кг. Интенсивность кавитационного и гидроабразивного разрушения напрямую зависит от качества воды, поступающей на турбину. За один сезон это разрушение на лопастях турбин Аушигерской ГЭС, изготовленных из легированной стали 09Г2С, доходило до сквозных отверстий с размерами в плане до 150×80 мм (рис.1, размер, а×в).

Принимаемые конструктивные меры не могут полностью защитить проточную часть от износа. Поэтому наступает момент, когда рабочее колесо необходимо ремонтировать. В этом случае ремонт производится в основном путем удаления значительной части лопастей, включая наиболее сильно разрушенные части, определяемые размерами, а×в (рис.1). Отметим, что все способы ремонта, реализуемые в настоящее время, при таких разрушениях с образованием сквозных отверстий являются эмпирическими и не имеют точного научного обоснования. Такое положение можно объяснить сложностью задачи, которая относится к термоупругим задачам без четких граничных условий. Температурная податливость точек сечений сопряжений лопастей и ободов сильно отличаются, прежде всего, из-за большой разности толщин лопасти и ободов, с которыми сопрягаются лопасти.

В настоящее время ремонт рабочих колес радиально-осевых гидротурбин при кавитационно-гидроабразивном разрушении производится следующим образом: вырезается часть лопасти, включающая разрушенный участок лопасти, как треугольник в плане dce (рис.1), по этим размерам вырезается пластина постоянной толщины из нержавеющей стали. Толщина пластины

выбирается равной толщине выходных кромок лопастей. Эта пластина изгибается на специальном оборудовании, таким образом, чтобы оптимально подходить под размер «dce».

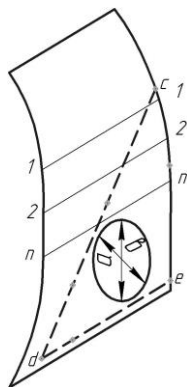


Рис.1.Существующая схема восстановления лопастей рабочих колес

Пластина dce толщиной 20 мм приваривается к лопасти таким образом: она прихватывается к лопасти в точках d,c и e; приваривается по линиям de и dc в несколько слоев; на плоскость пластины наплавливается нержавеющая сталь массой 3-3,5 кг. до получения необходимой толщины лопасти, которая изменяется от 40 мм в точке d до 20 мм в точках c и e.

После наложения указанной массы шва поверхность обрабатывается, чтобы получить по линиям тока 1-1... n – n расчетные геометрические характеристики лопасти, а поверхность шлифуется до шероховатости $Ra = 0,1$

МКМ.

При такой технологии ремонта в точке d и примыкающей к ней зоне будут появляться высокие остаточные напряжения, поскольку жесткость нижнего обода по сравнению с примыкающей к ней части лопасти значительна, при этом напряжения могут превосходить предел текучести в разных опасных точках лопасти, что приводит к значительной поводке выходных кромок лопастей. Причиной этого является появление остаточных растягивающих напряжений.

Напряженно-деформированное состояние ремонтной зоны было оценено аналитическим методом и методом конечных элементов (МКЭ). На рис. 2 показана эпюра эквивалентных напряжений вдоль линии dc (см. рис.1), полученная МКЭ. На рис. 3 и 4 показаны такие же эквивалентные напряжения вдоль обода (линия de , рис. 1) и вдоль выходной кромки (линия se , рис. 1). На рис. 5 показана эпюра суммарных температурных перемещений вдоль выходной кромки лопасти.

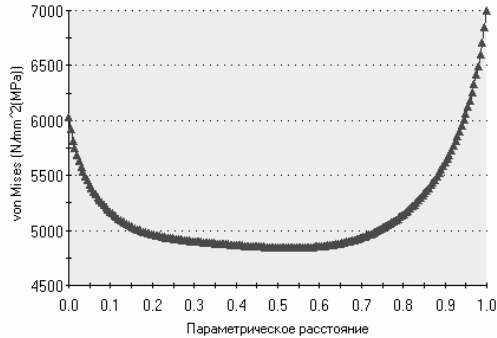


Рис.2. Эпюра эквивалентных напряжений вдоль линии приварки пластины к лопасти (линия dc на рис. 1)

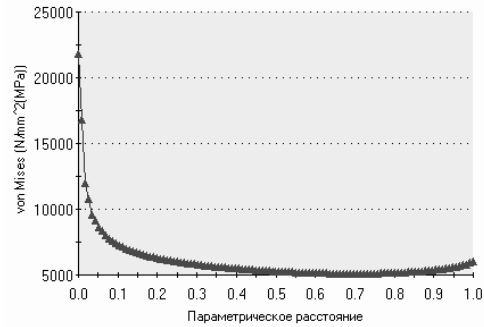


Рис.3. Эпюра эквивалентных напряжений вдоль обода (линия de на рис. 1)

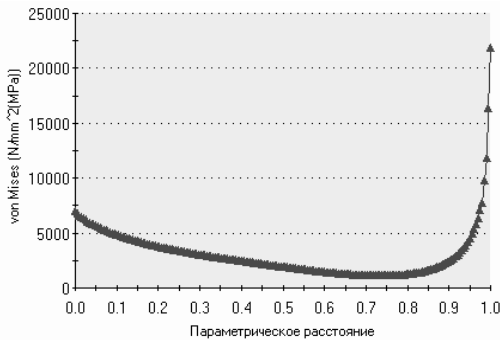


Рис.4. Эпюра эквивалентных напряжений вдоль выходной кромки лопасти (линия se на рис. 1)

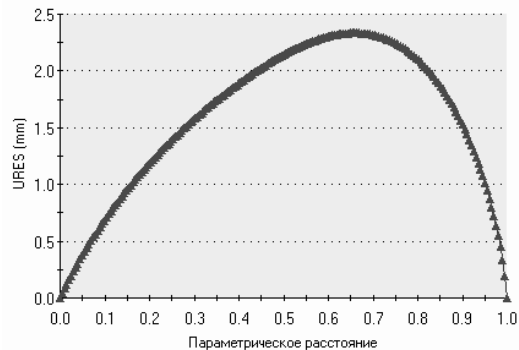


Рис.5. Эпюра результирующих перемещений вдоль выходной кромки лопасти (линия se на рис. 1)

Расчетные температурные деформации и напряжения вдоль швов dc и de оказались значительными как по результатам аналитических, так и по результатам численных (МКЭ) расчетов. Причем расчетные температурные напряжения значительно превосходят предел текучести материала пластинки и лопастей, которые лежат в пределах 350... 450 МПа. Расчетные напряжения превосходят предел текучести в 4...8 раз. Поводка выходных кромок лопастей рабочих колес Аушигерской ГЭС, отремонтированных по данной схеме, как по расчетным данным, так и по визуальному наблюдению достигает так же значительных величин (см. рис.5). Устранение этих поволодок производится вручную, что весьма трудоемко и нетехнологично.

Таким образом, оценка напряженно-деформированного состояния лопастей рабочих колес Аушигерской ГЭС, после ремонта, показала, что рассматриваемая технология ремонта изначально закладывает в ремонтируемой конструкции такие высокие остаточные напряжения, которые существенно снижают прочность конструкции.

Из изложенного вытекает, что применяемая схема ремонта рабочих колес радиально-осевых гидротурбин имеет недостатки и требуется ее совершенствование.

Одним из вариантов[2] восстановления лопастей рабочих колес радиально-осевых гидротурбин может быть способ позволяющий улучшить технологичность ремонта рабочих колес,

существенно снизить остаточные напряжения растяжения в зоне ремонта, т. е. в зоне наибольшего износа а, следовательно, повысить надежность рабочих колес и снизить себестоимость ремонта. Известно, что появление остаточных растягивающих напряжений в материале существенно снижает сопротивляемость материала гидроабразивному износу[3]. Проецируя этот факт на ремонт лопастей можно сказать, что наличие остаточных растягивающих напряжений в теле лопастей будет приводит к снижению времени работы между ремонтами колеса. Новая схема ремонта было предложена в рамках хоздоговора с ОАО «Севкавэнергоремонт».

Поставленная цель достигается тем, что участки лопастей в местах, включающих разрушенные, вырезаются прямоугольной формой, которая в процессе ремонта заполняется балками-полосками, длинная сторона которых параллельна выходной кромке лопасти, при этом каждая полоска приваривается последовательно по торцам, начиная с балки-полоски, наиболее удаленной от выходной кромки лопасти, а сварка балок-полосок между собой производится в обратной последовательности, начиная с балок-полосок, расположенных у выходной кромки (рис.6).

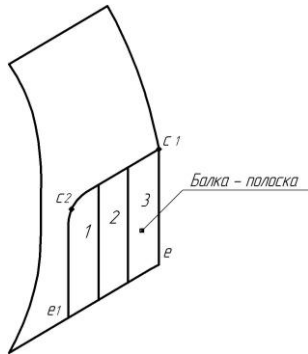


Рис.6. Предлагаемая схема восстановления лопастей рабочих колес радиально-осевых гидротурбин

На рис.6, показан участок лопасти $c1c2e1e$ имеющий прямоугольную форму, который заполняется балками-полосками параллельными выходной кромке лопасти $c1e$.

При этом максимальные температурные напряжения при сварке по длине балки-полоски от двух торцевых швов, будут распределяться по большой свободной длине балки-полоски и максимальные нормальные остаточные напряжения вдоль балок-полосок уменьшатся значительно и будут в допустимых пределах.

При замене жестких треугольников податливыми балками-полосками длиной 200...250 мм (предлагаемая схема ремонта) аналитический расчет дает сварочные напряжения равными 150...190 МПа. Определение этих напряжений методом конечных элементов (МКЭ) при длине балки-полоски равной 250 мм дает напряжения в замыкающем шве равными 171,1 МПа.

Эти два различных метода оценки величин остаточных сварочных напряжений дают близкие результаты и показывают, что существенное снижение жесткости одной из двух свариваемых деталей позволяет значительно (в данном случае примерно в 20 раз) снизить уровень напряжений. При этом в данном случае исчезает вероятность возникновения высоких остаточных напряжений и трещин.

Список литературы:

1. Ковалев Н.Н. Гидротурбины. – Л.: Машиностроение, 1971. - 584с.
2. Способ восстановления лопастей рабочих колес радиально-осевых гидротурбин: пат. 239395 Рос. Федерация: МПК В23Р 6/00, F03В 11/00 / Бугов Х.У., Семенов Л.Х., Мисиров М.Х., и др.; заявитель и патентообладатель ФГОУ ВПО Кабардино-Балкарская государственная сельскохозяйственная академия. - № 2009109913 / 02; заявл. 18.03. 2009; опубл. 10. 07. 2010, Бюл.№19, -5с.
3. Способ обработки твердых и хрупких материалов: а.с. 1351763 СССР: МКИЗ В 24 С 1/10, В 24 В 27/06 / А.И.Соколик, М.Х. Мисиров (СССР).-4061421/31-08; заявл.11.03.86; опубл.15.11.87, Бюл.№42.-2с.

Исследование гармонического состава тока и напряжения преобразователя частоты

Митрофанов Н.А.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск.

feiton270492@mail.ru

Основным недостатком синхронных и асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором является сложность регулирования скорости, поскольку скорость вращения ротора двигателя напрямую зависит от частоты сети. В настоящее время широкое распространение получили частотные приводы, кардинально решающие проблему регулирования скорости и позволяющие формировать практически любые характеристики привода.

Обратной стороной применения частотных приводов является проблема гармоник. Она заключается в том, что преобразователи частоты генерируют довольно широкий спектр высших гармоник, которые передаются как в сеть, так и на двигатель.

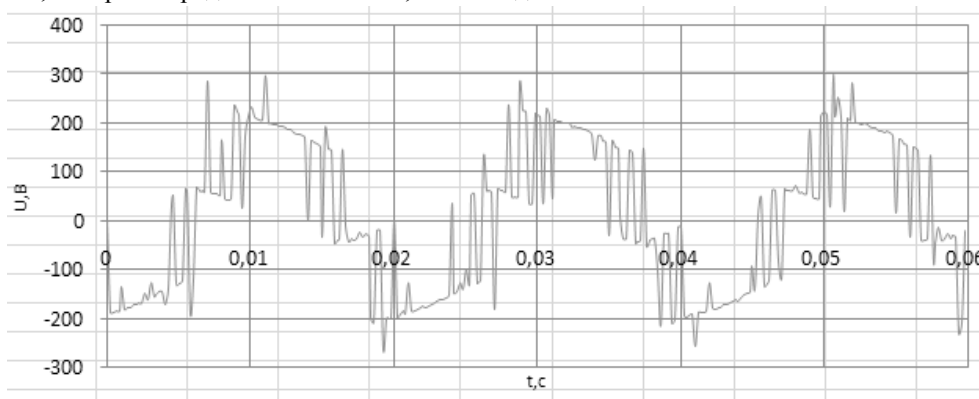


Рис. 1 . Напряжение на выходе преобразователя частоты



Рис.2. Ток на выходе преобразователя частоты

Традиционно двигатели всегда проектировались для работы от источников питания, качество электроэнергии которых соответствует требованиям ГОСТа. Один из важнейших показателей качества – коэффициент несинусоидальности напряжения. Чем больше его значение, тем больше постоянные и переменные потери в двигателе. Наличие высших гармоник в питающем напряжении приводит к дополнительному нагреву двигателя за счёт повышенных потерь от вихревых токов и потерь на гистерезис, и, как следствие, ускоренному старению изоляции, что приводит к преждевременному выходу машины из строя.

Так же негативно высшие гармоники влияют на работу основного оборудования энергосистемы и потребителей электроэнергии.

В настоящей работе выполнена оценка гармонического состава тока и напряжения частотного преобразователя Mitsubishi FRD740, питающего синхронный двигатель мощностью 200 Вт. Цифровые осциллограммы тока и напряжения на выходе частотного преобразователя приведены на рис. 1 и 2. Анализ гармонического состава проводился разложением исходных осциллограмм в ряд Фурье, который представляет собой набор гармоник, каждая из которых характеризуется амплитудой и фазой.

Количественно оценивать степень влияния каждой гармоники принято коэффициентом гармоники k_n

$$k_n = \frac{U_n}{U_1} * 100\% .$$

Он показывает процентное отношение амплитуды n-ой гармоники к основной гармонике. В таблицах 1 и 2 отображены гармоники, которые в наибольшей степени влияют на искажение кривых напряжения и тока.

Таблица 1. Гармоники напряжения с $k_n > 5\%$

№	U_{m_n}		$k_n, \%$
16	1.89	13.4	10.05
18	35.2	24.8	18.64
22	40.8	28.8	21.62
24	26.8	19	13.24
35	11	7.8	5.84
39	16.3	11.6	8.66
45	15.2	10.7	8.06
47	11.3	8	6
55	12.3	8.7	6.49

Таблица 2. Гармоники тока с $k_n > 5\%$

№	U_{m_n}		$k_n, \%$
4	22.8	16.2	8.77
7	19.7	13.9	7.6
8	19.1	13.5	7.35
16	80.33	57	30.89
18	75.09	53.09	28.88
22	67.23	47.54	25.86
24	71.62	50.64	27.55
48	19.8	14	7.62
39	23.91	16.91	9.19

Заключение. Основываясь на проведенном исследовании, следует принять во внимание, что наличие высших гармоник на выходе частотного привода значительно влияет на работу двигателя в целом. Следовательно, недопустимо заменять обычный привод на частотный, не учитывая это влияние.

Оптимальный вариант при работе двигателя от преобразователя частоты - применять специализированные двигатели, например, серии АДЧР, которые рассчитаны на условия работы при несинусоидальном напряжении. В стандартном исполнении такие двигатели имеют степень защиты IP54, климатическое исполнение УЗ и тип изоляции F.

Если же для частотного привода выбирается двигатель традиционной серии, не рассчитанный для работы от преобразователя частоты, его мощность должна быть завышена с учетом повышенных потерь и ухудшения условий охлаждения в случае глубокого регулирования скорости.

Для защиты оборудования энергосистемы и приёмников электрической энергии от влияния высших гармоник напряжения необходимо применять фильтрокомпенсирующие устройства, ограничивающие амплитуды гармоник, на частоту которых они настроены.

Список литературы:

1. Макс Ж. М17 Методы и техника обработки сигналов при физических измерениях: В 2-х томах. Пер. с франц.-М: Мир, 1983-Т.1 312 с., ил.
2. Вольдек А.И. В71 Электрические машины. Учебник для студентов высш. техн. учебн. заведений. – 3-е изд., перераб.- Л.: Энергия, 1978. – 832 с., ил.

Разработка требований к параметрам вакуумных выключателей, устанавливаемых в распределительных кабельных сетях среднего напряжения

Михно В.В.

*Новосибирский Государственный Технический Университет, Россия, г. Новосибирск
mihno.vitaliy@gmail.com*

В настоящее время в сетях среднего напряжения различного назначения на смену масляным выключателям приходят вакуумные выключатели.

Вместе с тем внедрение этих выключателей в практику электросетевого строительства связано с некоторыми проблемами.

Одной из проблем является инициирование вакуумными выключателями при определенных условиях высокочастотных перенапряжений, негативно влияющих на кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (КСПЭ) [1].

В распределительных кабельных сетях (РКС) основные коммутации приходятся на кабельные линии, примыкающие к головным понизительным подстанциям (ГПП) или распределительным пунктам (РП). При их отключении с помощью ВВ на КСПЭ могут воздействовать ВЧ - перенапряжения. При этом инициализация таких перенапряжений зависит от характеристик вакуумной дугогасительной камеры (ВДК) ВВ и параметров сети.

Вероятность появления повторных зажиганий между расходящимися контактами ВДК зависит от соотношения двух параметров:

- скорости восстановления электрической прочности (СВЭП) между расходящимися контактами ВДК;
- скорости переходного восстанавливающегося напряжения (СПВН) на контактах выключателя.

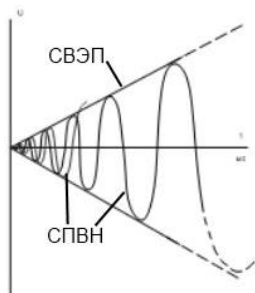


Рис. 1. К анализу появления ВЧ - перенапряжений

СВЭП между электродами ВВ зависит от многих факторов (материала контактов, степени вакуума, скорости раздвижения контактов, параметров привода выключателя и других параметров) и для каждого конкретного предприятия-изготовителя имеет свои значения. Например, для ВВ отечественных и зарубежных фирм этот параметр находится в диапазоне от 30 до 80 кВ/мс.

СПВН на расходящихся контактах ВВ зависит от типа сети (параметров сети).

Как уже отмечалось, в процессе эксплуатации изоляционная конструкция КСПЭ среднего напряжения подвергается воздействию теплового поля (в нормальном режиме и в режимах перегрузки), а также воздействию электрического поля промышленной частоты и высокочастотных перенапряжений. Амплитудно-временные параметры ВЧ - перенапряжений зависят от схем применения КСПЭ, которые условно можно разделить на следующие четыре группы.

Распределительные кабельные сети в крупных городах и городах-мегаполисах напряжением 10 (20) кВ, в которых кабели подвергаются в основном коммутационным перенапряжениям. Для этих сетей можно выделить следующие характерные моменты.

Практически отсутствие воздействий на КСПЭ грозовых перенапряжений, поскольку при реальных коэффициентах емкостного делителя между обмоткой ВН и СН силового трансформатора на низкую сторону проходит импульсная волна с амплитудой не более 5-10% от амплитуды срезанной волны напряжения набегающей с ВЛ 110 кВ.

В комбинированной сети одновременно эксплуатируются кабели различного конструктивного исполнения (КПБИ и КСПЭ), с отличающимися механизмами развития пробоя изоляции. Такие РКС будут иметь место на протяжении ближайших нескольких лет, пока не закончится полностью реконструкция существующих РКС с применением КСПЭ. Очевидно, что в перспективе (через 10-15 лет) РКС практически полностью заменят кабельный парк с использованием КПБИ и перейдут на эксплуатацию КСПЭ вместо КПБИ.

Сети собственных нужд электростанций различного назначения (ТЭЦ, ГРЭС, АЭС, ГЭС) и городские перекачивающие (насосно-фильтровальные) станции.

Для этих сетей характерно применение относительно небольшой длины кабельных вставок, осуществляющих связь между трансформаторами и высоковольтными электродвигателями, коммутация которых происходит при использовании вакуумных или элегазовых выключателей. Исследования показали, что в таких схемах при коммутации вакуумными выключателями высоковольтных электродвигателей (ЭД) на СПЭ-изоляцию кабелей могут воздействовать ВЧ - перенапряжения за счет повторных зажиганий в вакуумной дугогасительной камере.

Электроснабжение металлургических предприятий с использованием КСПЭ напряжением 10 и 35 кВ.

Для этих схем применения КСПЭ характерно воздействие на изоляционную систему кабеля коммутационных перенапряжений и гармоник высокой частоты в нормальном эксплуатационном режиме, генерируемых в сеть металлургическими печами (МП).

Шахтные сети угольных предприятий, для которых характерны относительно короткие участки кабельных вставок (длиной от единиц метров до десятка метров) [2].

Для проведения численных исследований по анализу ВЧ - перенапряжений, которые могут возникнуть на изоляции КСПЭ при их коммутациях ВВ, предварительно необходимо определить первичные и волновые параметры КСПЭ на высоких частотах, которые будут использоваться при моделировании кабелей в виде линий с распределенными параметрами.

В табл.1 приведены первичные и волновые параметры КСПЭ с сечением токопроводящей жилы 120 - 800 мм² и напряжением 10 кВ для канала «жила-экран» на частоте 200 кГц. В таблице приняты следующие обозначения: ZI и ZвI – соответственно, продольное сопротивление и волновое сопротивление петли тока жила-экран, vI - скорость распространения электромагнитной волны в канале жила-экран, LI и CI индуктивность и емкость между жилой и экраном.

Таблица 1. Первичные и волновые параметры КСПЭ напряжением 10 кВ

S, мм ²	120	300	630	800
ZI , Ом/км	3.07+37.28i	1.95+25.81i	1.28+17.28i	1.19 +15.51i
LI , Гн/км	1.18·10 ⁻⁴	8.21·10 ⁻⁵	5.50·10 ⁻⁵	4.93·10 ⁻⁵
CI , Ф/км	3.28·10 ⁻⁷	4.70·10 ⁻⁷	6.99·10 ⁻⁷	7.77·10 ⁻⁷
ZвI , Ом	19.02	13.22	8.87	7.97
vI , м/мкс	160.05	160.66	161.08	161.25

Заключение.

На стадии проектирования сетей средних классов напряжения, использующих КСПЭ и ВВ, необходимо предварительно проводить численные исследования по определению СПВН для конкретной сети и далее выбирать ВВ с соответствующей СВЭП.

При индивидуальном подходе к проектированию сети с совместным применением КСПЭ и ВВ, последние имеют «право на жизнь» и нет веских оснований утверждать об отсутствии их электромагнитной совместимости.

Список литературы:

1. www.elcable.ru/product/catalog/19.pdf
2. <http://static.pnpbolid.com/pdf/IV-Conference-2006--16.pdf>

Управление формой тока при распределении активных мощностей между вторичными обмотками трансформаторного преобразователя скотта Морозов П.В., Бойко К.Н., Манусов В.З., Морозов Ю.В.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск
sibfrost24@mail.ru

Трансформаторные преобразователи, включенные по схеме Скотта, обеспечивают полную симметрию токов в трехфазной сети только при равных нагрузках на вторичных обмотках[1]. Именно при этих условиях обеспечивается равенство и ортогональность токов во вторичных обмотках и обеспечивается баланс мощностей.

При неравенстве активных и реактивных сопротивлений нагрузок баланс мощностей нарушается, и имеет место ненулевая токовая несимметрия. Следовательно, параллельно каждой из нагрузок необходимо подключить устройство уравнивания мощностей (УУМ), которое будет равномерно распределять мощность нагрузок между обмотками 1 и 2 трансформаторного преобразователя даже при резком изменении их сопротивлений либо при отсутствии нагрузки на одной из вторичных обмоток (рис. 1).

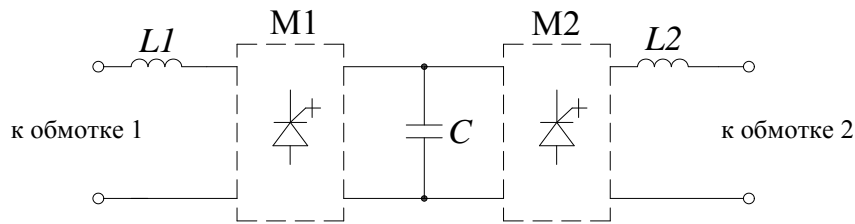


Рис. 1. Обобщенная схема УУМ

Центральным элементом УУМ является емкостной накопитель энергии C , которая служит для накопления энергии. Для распределения мощности между обмотками трансформаторного преобразователя служат коммутационные матрицы $M1$, $M2$ и реакторы $L1$, $L2$. Реакторы обеспечивают поддержание формы тока, близкой к синусоидальной. Таким образом, УУМ представляет собой устройство из двух активных фильтров с общим тонкопленочным емкостным накопителем энергии. Этот накопитель служит для поглощения энергии от шины с большей мощностью и подпитки шины с меньшей мощностью. В настоящей работе основное внимание уделено автоматическому поддержанию формы тока в обмотках трансформатора Скотта. В связи с тем, что УУМ подключается параллельно обмоткам трансформаторного преобразователя, из равенства мощностей на обмотках и равенства напряжений на них [1] следует ряд требований к токам в обмотках: синусоидальная форма, равенство уровней и фазовый сдвиг между ними 90° .

Требования к форме тока в обмотке обеспечивается путем формирования тока через реактор, который компенсирует высшие токовые гармоники в нагрузке.

Теперь рассмотрим детально принцип компенсации высших гармоник с помощью однофазного активного фильтра как части УУМ. Как правило, эти гармоники порождаются нелинейными однофазными нагрузками, таких как неуправляемый выпрямитель с активно-емкостной нагрузкой или регулятор переменного тока с активно-индуктивной нагрузкой. Структурная схема однофазного активного фильтра приведена на рис. 4.5.

Пусть напряжение в одной из фаз является чистой синусоидой.

$$u_S(t) = U_P \cdot \sin(\omega t) \quad (1)$$

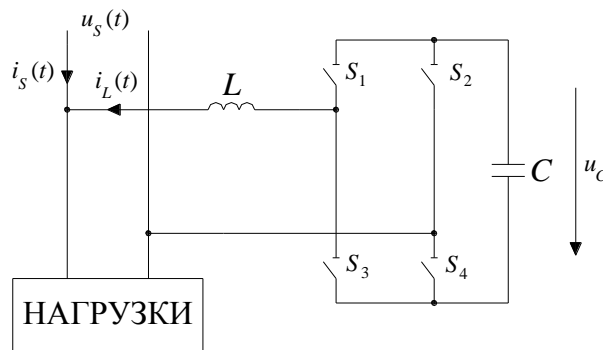


Рис. 2. Схема включения однофазного активного фильтра.

Нелинейный ток нагрузки можно представить как

$$i_L(t) = \sum_{n=1}^{\infty} I_n \cdot \sin(\omega t + \theta_n) \quad (2)$$

Этот ток раскладывается на основную и высшие гармоники:

$$i_L(t) = I_1 \cdot \sin(\omega t + \theta_1) + \sum_{n=2}^{\infty} I_n \cdot \sin(\omega t + \theta_n) \quad (3)$$

Пусть образцовый (опорный) синусоидальный сигнал имеет вид:

$$i_r(t) = I_1 \cdot \sin(\omega t) \quad (4)$$

Тогда амплитуда тока первой гармоники (в нагрузке) вычисляется с помощью стандартного алгоритма вычисления коэффициентов ряда Фурье:

$$I_x = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T i_L(t) \cdot I_1 \cdot \sin(\omega \cdot t) dt = I_1 \cdot \cos(\theta_1)$$

Следовательно, выражение для основной гармоники тока нагрузки принимает вид:

$$i_{SC}(t) = I_1 \cdot \cos(\theta_1) \cdot \sin(\omega t) \quad (5)$$

Таким образом, активный фильтр компенсирует все высшие гармоники и оставляет первую гармонику неизменной. Для этого активный фильтр вычисляет компенсирующий ток по формуле:

$$i_{Cr}(t) = i_L(t) - i_{SC}(t) = \sum_{n=1}^{\infty} I_n \cdot \sin(n \cdot \omega \cdot t + \theta_n) - I_1 \cdot \cos(\theta_1) \cdot \sin(\omega t) \quad (6)$$

Таким образом, фильтр должен формировать такой ток, чтобы в шину переменного тока тек ток нагрузки первой гармоники, а фильтр поглощал остальные гармоники тока нагрузки.

Теперь вычисленный ток $i_{Cr}(t)$ используется для формирования физического компенсирующего тока мостовым преобразователем энергии. Основное назначение преобразователя энергии (управляемого обратимого выпрямителя) – установление однозначного соответствия между вычисляемым по результатам измерений компенсирующим током и физическим компенсирующим током. Покажем, как происходит управление током в шине переменного тока,

если ток имеет вид $i_S(t) = I_{Sm} \cdot \sin(\omega t)$. В соответствии с теорией мгновенных мощностей мгновенная (действительная) мощность имеет вид:

$$P_S(t) = u_S(t) \cdot i_S(t) = \frac{1}{2} \cdot U_P \cdot I_{Sm} - \frac{1}{2} \cdot U_P \cdot I_{Sm} \cdot \cos(2 \cdot \omega \cdot t) = P_S + \tilde{P}_S(t),$$

где P_S – постоянная составляющая мощности; $\tilde{P}_S(t)$ – переменная составляющая мощности. Мгновенная мощность, потребляемая нагрузкой, имеет вид:

$$P_L(t) = U_S(t) \cdot i_L(t) = \left(\frac{U_P \cdot I_1 \cdot \cos(\theta_1)}{2} \right) + \left[-\frac{U_P \cdot I_1}{2} \cdot \cos(2\omega t + \theta_1) + \sum_{n=2}^{\infty} \frac{U_P \cdot I_n}{2} \cdot (\cos((n-1) \cdot \omega t + \theta_1) - \cos((n+1) \cdot \omega t + \theta_n)) \right]$$

Первое слагаемое полученного выражения представляет собой постоянную составляющую:

$$P_L = \frac{U_P \cdot I_1 \cdot \cos(\theta_1)}{2} \quad (7)$$

С учетом приведенных рассуждений мгновенная мощность, поглощаемая фильтром:

$$P_C = P_S - P_L \quad (11)$$

Таким образом, баланс постоянных составляющих принимает форму:

$$P_C = \frac{1}{2} \cdot (U_P \cdot I_{Sm} - U_P \cdot I_1 \cdot \cos(\theta_1)) \quad (12)$$

В связи с тем, что конденсатор играет роль накопителя энергии (аккумулятора), перейдем от баланса мощностей к балансу энергий:

$$\frac{1}{2} \cdot C \cdot \Delta U_C^2 = P_C \cdot \Delta t, \quad (13)$$

где ΔU_C – приращение напряжения на конденсаторе за время Δt .

Перейдем от мощностей обратно к токам и напряжениям с учетом ранее приведенных рассуждений:

$$\frac{1}{2} \cdot C \cdot \Delta U_C^2 = (U_P \cdot I_{Sm} - U_P \cdot I_1 \cdot \cos(\theta_1)) \cdot \Delta t \quad (14)$$

Из уравнения (14) выражаем ΔU_C :

$$\Delta U_C = \left(\sqrt{\frac{U_P \cdot I_{Sm} - U_P \cdot I_1 \cdot \cos(\theta_1)}{C}} \right) \cdot \Delta t \quad (15)$$

С учетом структуры фильтра и схемы включения (шунт) параметры $U_P, I_1, \theta_1, C, \Delta t$ изменить нельзя. Следовательно, от приращения ΔU_C однозначно зависит амплитуда тока в шине переменного тока I_{Sm} . Таким образом, существует некоторое единственное значение тока I_{Sm} , при котором $\Delta U_C = 0$. Если $\Delta U_C = 0$, то

$$U_P \cdot I_{Sm} - U_P \cdot I_1 \cdot \cos(\theta_1) = 0, \quad (16)$$

что означает равенство нулю мощности всех высших гармоник.

Из приведенных рассуждений следует, что изменение тока $i_S(t)$ в шине переменного тока однозначно влияет на изменение напряжения на конденсаторе. Следовательно, с помощью изменения напряжения на конденсаторе можно управлять током $i_S(t)$. Также было показано, что для того, чтобы ток $i_S(t)$ был свободен от высших гармоник, необходимо, чтобы пульсации напряжения на конденсаторе были равны нулю ($\Delta U_C = 0$).

Приращение напряжения ΔU_C имеет смысл сигнала ошибки, которую регулятор должен сводить к нулю. С учетом связи $i_S(t)$ и ΔU_C уравнение ПИ-регулятора имеет вид:

$$I_{Sm}^* = K_R \cdot \Delta U_C + K_I \cdot \int_0^t \Delta U_C \cdot dt, \quad (17)$$

где I_{Sm}^* - вычисленное значение тока в шине переменного тока на основе ошибки напряжения на конденсаторе, пропорционально которому на управляющих входах коммутационных элементов формируется управляющее воздействие; K_R - коэффициент при пропорциональной составляющей, который определяет диапазон регулятора и статическую ошибку; K_I - коэффициент при интеграторе, который определяет время установления

Список литературы:

1. Манусов В. З. Метод уравнивания мощностей на вторичных обмотках трансформаторов Скотта / В. З. Манусов, П. В. Морозов // Известия Томского политехнического университета. - 2012. - Т. 320, № 4. Энергетика. - С. 62-67.

Устройство для определения места повреждения воздушной лэп импульсным методом

Пахомов Д.В., Рысев Д.В., Крейдунова Ю.В., Матвиенко Т.П.

*Омский государственный технический университет, Россия, г. Омск
dmpahomov@gmail.com*

Периодические осмотры, профилактические измерения и испытания не гарантируют безотказной работы воздушных линий электропередачи. Одной из важных задач при эксплуатации воздушных линий электропередачи является быстрое определение места повреждения и проведение ремонтно-восстановительных работ. При большой протяженности и разветвленности распределительных сетей указанная задача может эффективно решаться только при

использовании специальных технических средств, определяющих поврежденную линию и расстояние до места повреждения. [1]

Для отыскания мест повреждений на линиях (обрывы проводов, замыкания между проводами, замыкания на землю) существуют приборы и методы, основанные на измерении времени распространения электрических импульсов по линии и на измерении параметров аварийного режима.

В электрических сетях широкое распространение получили устройства для определения мест повреждения, в первую очередь на воздушных линиях электропередачи напряжением 10 кВ и выше, основанные на измерении параметров аварийного режима. Эти устройства предназначены для определения мест повреждений при коротких замыканиях или при замыканиях на землю.

Для отыскания мест повреждений на линиях (обрывы проводов, замыкания между проводами, замыкания на землю) существуют методы, основанные на измерении времени распространения электрических импульсов по линии и на измерении параметров аварийного режима. Метод импульсной рефлектометрии характеризуется высокой точностью измерения и возможностью измерения после повреждения ЛЭП.

Приборы, реализующие указанный метод, называются импульсными рефлектометрами.

Сущность метода импульсной рефлектометрии заключается в выполнении следующих операций:

- Зондирование кабеля импульсами напряжения;
- Прием импульсов, отраженных от места повреждения и неоднородностей волнового сопротивления;
- Выделение отражений от места повреждений на фоне помех (случайных и отражений от неоднородностей линий);
- Определение расстояния до повреждения по временной задержке отраженного импульса относительно зондирующего. [2]

Ниже приведена структурная схема простейшего импульсного рефлектометра на рисунке 1.

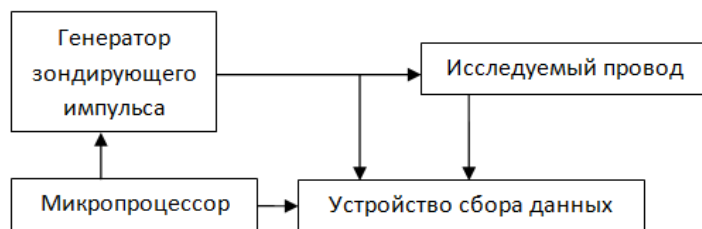


Рис. 1. Структурная схема простейшего импульсного рефлектометра

С генератора импульсов зондирующие импульсы подаются в линию. Отраженные импульсы поступают с линии в устройство сбора данных, в котором производится их преобразование. С выхода приемника преобразованные сигналы поступают на графический индикатор. Все блоки импульсного рефлектометра функционируют по сигналам с блока управления.

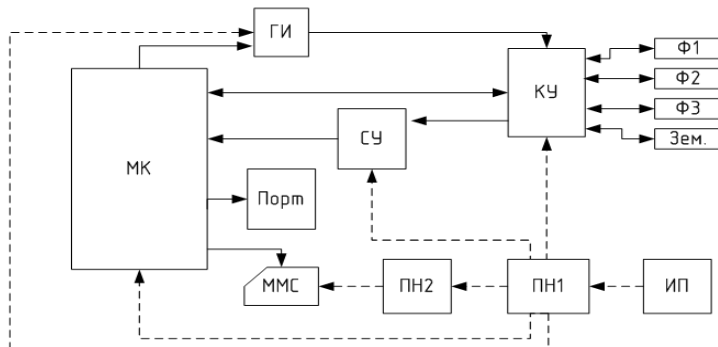


Рис. 2. Функциональная схема устройства

Предложенная функциональная схема устройства состоит из следующих модулей:

МК – микроконтроллер, ядро всей системы, управляет работой модулей ГИ, КУ по программе, записанной в его память;

ГИ – генератор зондирующих импульсов, имеет кнопки для выбора длины и амплитуды импульса;

КУ – коммутирующее устройство, переключает между собой выходы из устройства на фазы и землю для снятия данных, по которым можно построить рефлектограммы;

СУ – сравнивающее устройство, сверяет приходящие импульсы с максимальной величиной возможного импульса;

ММС – карта памяти MultiMediaCard, на нее записываются данные, пришедшие из КУ.

ПН1, ПН2 – преобразователи напряжения для питания элементов устройства;

ИП – источник питания;

Ф1, Ф2, Ф3, Зем. – фаза 1, фаза 2, фаза 3 и «земля», названия выходов из коммутирующего устройства, между которыми он переключается;

Порт – СОМ-порт на корпусе устройства для связи с компьютером и другими устройствами, через которые будет передаваться информация.

Принцип работы устройства заключается в следующем. Как показано на рисунке 2 при подаче сигнала с микроконтроллера (МК) на генератор зондирующего импульса (ГИ) по выбранному коммутирующим устройством (КУ) пути отправляется зондирующий импульс. Длительность импульса и его амплитудное значение предварительно выбираются кнопками на панели управления. Отраженный импульс возвращается на АЦП микроконтроллера и затем его значение записывается на карту памяти ММС.

Разработанный алгоритм работы микроконтроллера представлен на рисунке 3. При включении устройства происходит подготовка к работе. Микроконтроллер (МК) проверяет наличие сигнала «СТОП» от коммутирующего устройства (КУ) на остановку работы, если он есть (равен логической «1»), то МК посылает 1 импульс на КУ длительностью 1 мкс, в противном случае он отправляет импульс длиной 1 мкс и затем проверяет сигнал КУ на остановку работы. После того, как подготовка к работе окончена, микроконтроллер опять проверяет наличие сигнала «СТОП» от КУ. В случае отсутствия сигнала подается импульс на переключение КУ, через 1 мкс после этого, подается импульс длительностью 5 мкс на ГИ и одновременно с этим начинается запись данных на карту памяти ММС. Спустя 1 секунду, после начала записи производится её остановка. Затем проверяется наличие сигнала «СТОП». Если этот сигнал есть (логическая «1»), то микроконтроллер отключается до следующего запуска.

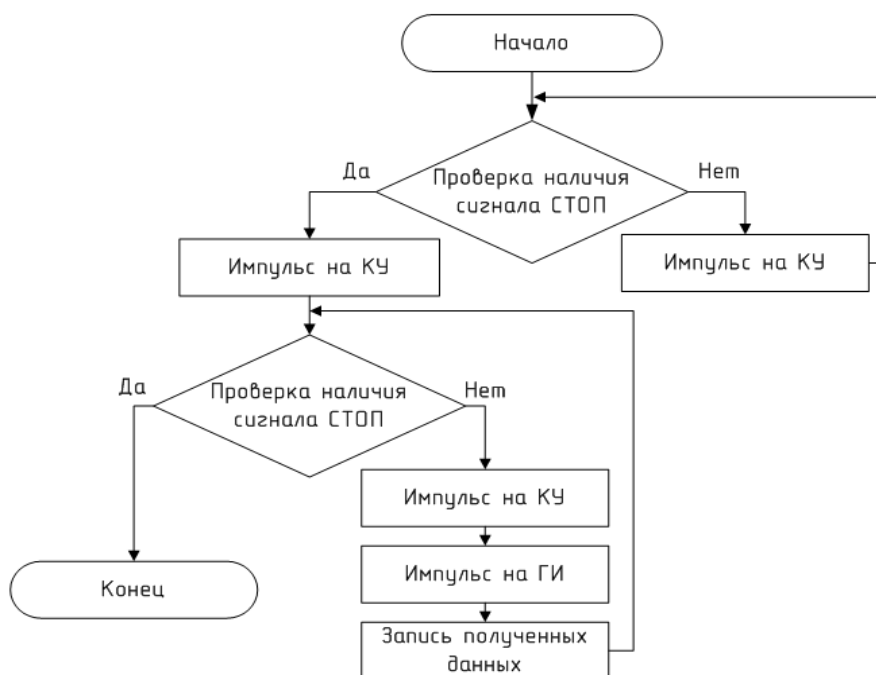


Рис. 3. Алгоритм работы устройства

Таким образом, в данной статье приведена структурная и предложена функциональная схемы импульсного рефлектометра, а также разработан алгоритм его работы. Особенность приведенного устройства заключается в том, что рефлектометр подключается сразу к трем фазам и нулевому проводу, что позволяет избежать лишних переключений и, следовательно, сэкономить время.

Список литературы:

1. http://forca.ru/instrukcii-po-ekspluatacii/vl/ekspluaciya-vozdushnyh-linii-elektroperedachi_3.html
2. Тарасов, Н.А. Использование метода импульсной рефлектометрии для определения повреждений кабельных линий. [Электронный ресурс] / «СТЭЛЛ». URL: <http://reis.narod.ru/metod.htm> (дата обращения: 12.10.2013)

К вопросу проектирования синус-фильтра

Пустоветов М.Ю.

*ФГБОУ ВПО «Ростовский государственный университет путей сообщения», Россия, г. Ростов-на-Дону
mgsn2006@rambler.ru*

Эффективным средством энергосбережения в электроприводе турбомеханизмов с электродвигателями переменного тока является использование частотного регулирования скорости вращения и, как следствие, производительности. Современные технологии частотного регулирования подразумевают питание нагрузки напряжением несинусоидальной формы из отдельных квази-прямоугольных импульсов.

С целью сглаживания фронтов импульсов широтно-импульсно модулированного (ШИМ) напряжения, подаваемого на клеммы асинхронных двигателей (АД) от преобразователей частоты (ПЧ) используются выходные фильтры между ПЧ и АД [1]. Негативное влияние ШИМ-напряжения на электрооборудование при отсутствии выходного фильтра выражается в: высокочастотном шуме АД; возрастании уровня электромагнитных помех; электрокоррозии и разрушении подшипников АД и приводимых механизмов; постепенной деградации электрической изоляции, сопровождаемой интенсивным образованием озона, что вредно для обслуживающего персонала.

Вариант решения проблемы – использование синус-фильтра (СФ). Он выполняет максимальное приближение формы выходного напряжения ПЧ к синусоиду, тем самым минимизируя значение суммарного коэффициента гармонических составляющих междуфазного напряжения k_U . Это позволяет использовать совместно с ПЧ неспециализированные, рассчитанные на сетевое питание недорогие АД.

Общий принцип расчёта параметров СФ заключается в том, что резонансная частота f_p должна быть гораздо выше частоты основной гармоники напряжения, формируемой автономным инвертором напряжения в составе ПЧ для питания АД. Одновременно f_p должна быть гораздо ниже частоты переключений инвертора или несущей частоты ШИМ $f_{\text{ШИМ}}$ [1, 2]. Для надёжного выполнения функции сглаживания напряжения для СФ рекомендуется [3]

$$f_{\text{ШИМ}} > 2f_p. \quad (1)$$

У СФ на $f_{\text{ШИМ}} = 2...3$ кГц производства Danfoss $f_{\text{ШИМ}} = (3...4)f_p$ [4]. Требуется обеспечить, чтобы падение напряжения основной частоты f_1 на продольной ветви СФ, не было чрезмерно большим, позволяло бы нагрузке работать в допустимом диапазоне отклонения напряжения. Рационально ограничить падение напряжения на f_1 в продольной ветви СФ величиной не более 10%, а если возможно, то не более 5%.

При расчёте СФ от ёмкости конденсатор выбирается из условия компенсации всей реактивной мощности нагрузки на основной частоте $f_1 = 50$ Гц. Для случая соединения конденсаторов по схеме «звезда» ёмкость фазы СФ

$$C = \frac{S}{3} \cdot \frac{1}{2\pi f_1 U_1^2} \sqrt{1 - (\cos \varphi)^2}, \quad (2)$$

где S – суммарная мощность нагрузки, подключённой после СФ; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности нагрузки; U_1 – действующее значение первой гармоники напряжения на ёмкости СФ.

По f_p , выбираемой из условия (1), и C , которая здесь берётся для случая соединения конденсаторов по схеме «звезда», рассчитывается L

$$L \geq \frac{1}{C} \left(\frac{1}{2\pi f_p} \right)^2. \quad (3)$$

Дальнейшие пояснения будут даны на примере конкретной технологической установки – электропривода насоса 14Д6 водонасосной станции на базе четырёхполюсного АД с номинальным линейным напряжением 6 кВ и номинальной мощностью на валу $P_{2H} = 630$ кВт. Расчетные параметры схемы замещения АД опубликованы в [5]. При номинальном режиме работы насоса нагрузка АД составляет $0,73P_{2H}$. Питание АД осуществляется по двухтрансформаторной схеме (рис. 1) от ПЧ «Веспер EI-7009-1000Н», имеющего диапазон несущих частот ШИМ $f_{\text{ШИМ}} = 1 \dots 2,5$ кГц и наибольший допустимый действующий выходной ток фазы в длительном режиме $I_{1\text{предел}} = 1600$

А. Индуктивная ветвь СФ в каждой фазе представлена парой параллельно соединённых токоограничивающих реакторов РТСТ-820-0,0505 УЗ. Активное сопротивление одного реактора составляет $r_L = 1,65$ мОм. В тех случаях, где не оговорено отсутствие, подразумевается наличие в схеме согласно рис. 1 в линиях питания ёмкостной части СФ демпфирующих резисторов r_C с номиналом 0,013468 Ом.

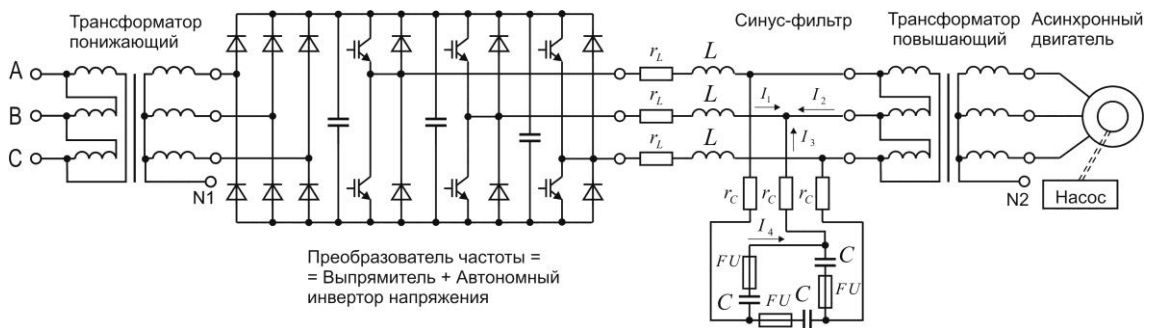


Рис. 1. Двухтрансформаторная схема питания высоковольтного АД от ПЧ

В СФ не следует использовать емкость большую, чем пригодная для обеспечения полной компенсации реактивной мощности нагрузки (в конкретном случае рассчитана 2564 мкФ). Нарушение этого правила ведет к неоправданному увеличению выходного тока ПЧ и тока через емкости СФ (рис. 2).

Конденсаторы СФ наиболее нагружены током в режиме холостого хода нагрузки (рис. 3). СФ должен обеспечивать возможность работы в длительном режиме при реальном холостом ходе нагрузки, например, АД, во всем диапазоне значений выходного напряжения и частоты ПЧ. Это весьма важно для проведения пусконаладочных работ.

При использовании емкостей СФ, составленных из параллельно соединённых конденсаторов с различными характеристиками, следует принимать в качестве ограничения по току наименьшее из возможных для различных конденсаторов значение удельного тока через емкость (рис. 2). Например, ёмкость фазы СФ получена сочетанием конденсаторов с номиналами 1000 мкФ, 200 мкФ и 160 мкФ. Каждый конденсатор защищен плавким предохранителем. Предельные действующие значения токов длительного режима составляют: 40 А для 160 мкФ, 50

А для 200 мкФ и 160 А для 1000 мкФ. Соответственно длительно допустимый удельный ток на единицу емкости составляет для младших номиналов конденсаторов 0,25 А/мкФ, для старшего номинала 0,16 А/мкФ.

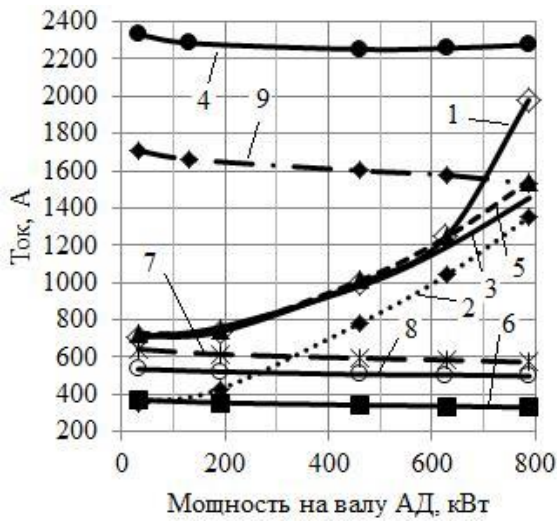


Рис. 2. Расчётные токи СФ: 1 - $I_1 = I_2$ без емкостей при $f_{\text{ШИМ}} = 2,5$ кГц; 2 - I_1 при емкости СФ 2200 мкФ на фазу, $f_{\text{ШИМ}} = 2,5$ кГц; 3 - I_1 при 2200 мкФ, $f_{\text{ШИМ}} = 1$ кГц; 4 - I_1 при 8360 мкФ, $f_{\text{ШИМ}} = 2,5$ кГц и отсутствии r_c ; 5 - I_2 при 2200 мкФ, $f_{\text{ШИМ}} = 2,5$ кГц (кривые I_2 для остальных случаев весьма близки показанной); 6 - I_4 при 2200 мкФ, $f_{\text{ШИМ}} = 2,5$ кГц; 7 - I_3 при 2200 мкФ, $f_{\text{ШИМ}} = 2,5$ кГц; 8 - I_4 при 2200 мкФ, $f_{\text{ШИМ}} = 1$ кГц; 9 - I_4 при 8360 мкФ, $f_{\text{ШИМ}} = 2,5$ кГц и отсутствии r_c

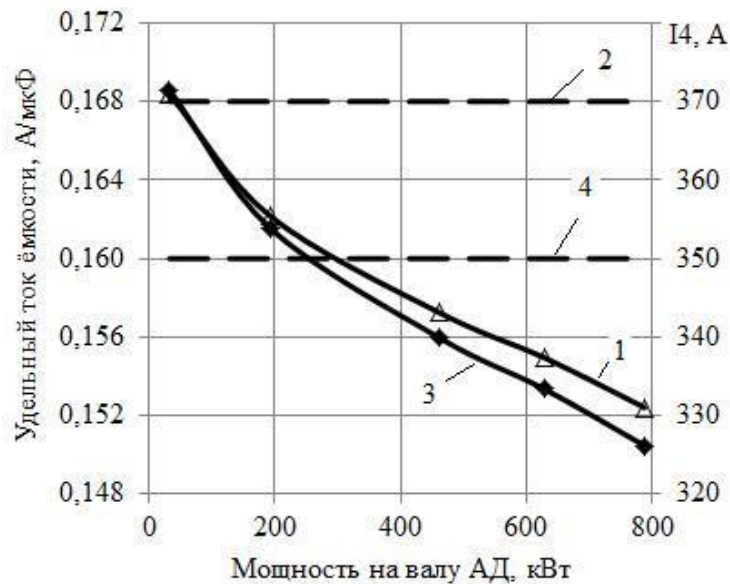


Рис. 3. I_4 и удельный ток емкости в функции мощности на валу АД для случая ёмкости в фазе СФ 2200 мкФ, $f_1 = 50$ Гц и $f_{\text{ШИМ}} = 2,5$ кГц: 1 - I_4 ; 2 - наибольший допустимый ток длительного режима $I_{4\text{предел}} = 370$ А; 3 - действующий удельный ток емкости в длительном режиме; 4 - наибольший допустимый действующий удельный ток емкости в длительном режиме равный 0,16 А/мкФ

Таким образом, если подключим на фазу СФ 2200 мкФ, то по сумме токов через предохранители длительно допустимо 370 А на фазу, и следовало бы на этом основании по рис. 3 ожидать, что при $f_1 = 50$ Гц, $f_{\text{ШИМ}} = 2,5$ кГц и нагрузке на валу АД более $0,05P_{2н}$ конденсаторы по току в длительном режиме работы перегружены не будут. Но ток через параллельно соединенные конденсаторы распределяется прямо пропорционально их емкостям.

Отсюда следует, что оценивать допустимость загрузки конденсаторов током при наличии параллельно подключенных старших и младших номиналов следует по величине $0,16 \text{ А/мкФ}$. Из рис. 3 видно, что лишь при мощности на валу АД свыше $0,4P_{2H}$ имеем допустимую загрузку конденсаторов током в длительном режиме.

При использовании емкостей СФ, составленных из определённого набора параллельно соединенных конденсаторов с различными номиналами, следует предусматривать возможность использования у потребителя разных сочетаний номиналов конденсаторов, позволяющих производить настройку ёмкости СФ под конкретные условия эксплуатации. Следует предусматривать возможность эксплуатации СФ как без, так и с демпфирующими резисторами в емкостной части.

Метод расчета действующего значения тока через емкость СФ должен обеспечивать корректный учет вклада широкого спектра высших временных гармоник. Целесообразно для расчета действующего значения тока через емкость проводить компьютерное моделирование установившихся режимов работы привода, а для выявления максимальных мгновенных величин тока – динамических режимов.

Снижать удельный ток через емкость СФ за счет увеличения сопротивления демпфирующих резисторов нецелесообразно.

Целесообразно, во всяком случае для частоты основной гармоники выходного напряжения ПЧ $f_1 = 50 \text{ Гц}$, предъявлять требование соответствия выходного напряжения после СФ по k_U сетевому напряжению (не более 12% согласно [6]).

Список литературы:

1. A. Muetze. Bearing Currents in Inverter-Fed AC-Motors. Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universitaet Darmstadt zur Erlangung des akademischen Grades einer Doktor-Ingenieurin (Dr.-Ing.) genehmigte Dissertation. Darmstaedter Dissertation. 2004. 252 p. URL: <http://www.ew.tu-darmstadt.de/media/ew/dissertationen/dissannette.pdf> (дата обращения: 29.09.13).
2. Kascak, S. Design and analysis for two-stage converter system with AC interlink and sinusoidal output / S. Kascak, T. Kapusta // Conference proceedings. XI Worcshop of all branches of electrical engineering, biomedical engineering and applied computer science. XLIV Sesit katedry elektrotechniky / Technical University of Ostrava, Faculty of Electrical Engineering and Computer Science, Department of Electrical Engineering, Ostrava, 2011.
3. Пустоветов М.Ю. О параметрах фильтров для частотно-регулируемого электропривода с асинхронными двигателями // Электричество, 2013. - №5 – С. 41 – 44.
4. URL: www.danfoss.com/NR/rdonlyres/27F81E1-3779-4406-8EA0-849044873F59/0/Output_Filters_Design_Guide.pdf (дата обращения: 28.08.2013).
5. Пустоветов М.Ю., Солтус К.П., Синявский И.В. Компьютерное моделирование асинхронных двигателей и трансформаторов. Примеры взаимодействия с силовыми электронными преобразователями/ – Saarbrucken, Германия: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2013. – 209 с.
6. ГОСТ Р 54149-2010. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2012.

Исследование эффективности рекуперации гибридной силовой установки

Раков В.А.

Вологодский государственный технический университет, Россия, г. Вологда.

vyacheslav.rakov@mail.ru

Проведение исследований гибридных силовых установок (ГСУ) автомобилей сопряжено с необходимостью проведения их испытания в условиях исследовательской лаборатории. Для этих целей специалисты Вологодского государственного технического университета изготовлена лабораторную макетную ГСУ.

Основными компонентами ГСУ являются: ДВС; тяговый асинхронный электромотор-генератор (МГ1); синхронный генератор (Г1), частотный преобразователь для управления электромотором (ЧП); устройство распределения мощности (УРМ), узел нагрузки (УН); высоковольтная батарея (ВВБ). На рис. 1 представлена кинематическая схема привода [1].

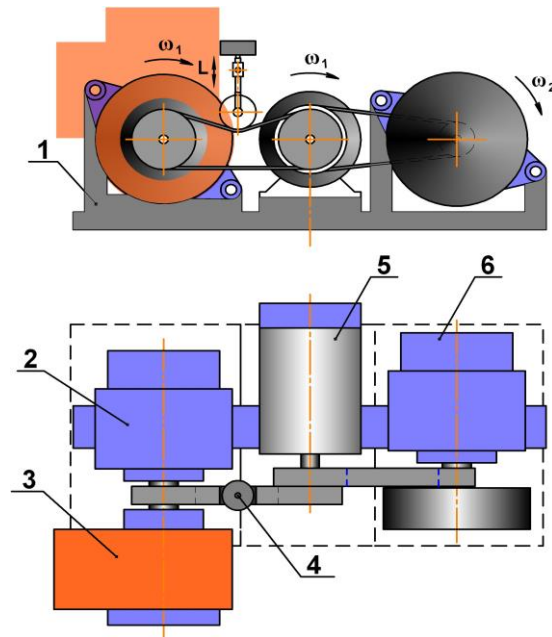


Рис. 1. Кинематическая схема привода. 1 – рама; 2 – генератор (Г1); 3 – ДВС; 4 – устройство распределения мощности; 5 – МГ1; 6 – узел нагрузки (УН)

Экспериментальная установка и способы исследования позволяют проводить исследовательскую работу по изучению и оптимизации процессов рекуперации. Процесс рекуперации позволяет возвращать часть кинетической энергии движения автомобиля, тем самым повысить энергетическую эффективность привода. Теоретическое обоснование влияния рекуперации на энергетический КПД описано в научной литературе [2].

В экспериментальной ГСУ применяются сверхвысокоёмкие конденсаторные накопители 200ПП-28/026, со следующими техническими характеристиками:

Номинальное напряжение – 200 В

Электрическая ёмкость – 1,4 Ф

Запасаемая электрическая энергия при номинальном напряжении – 28 кДж

Количество используемых конденсаторов – 2 шт. (последовательное соединение).

Энергия в конденсаторе рассчитывается по формуле

$$W = \frac{C \times U^2}{2}, \text{ Дж} \quad (1)$$

где C - электрическая ёмкость, Ф, U – напряжение на клеммах конденсатора, В.

Энергия последовательно соединённых конденсаторов в начале разряда равна

$$W_1 = \frac{C/n \cdot (U_{max}n)^2}{2000}, \text{ кДж} \quad (2)$$

где n – количество последовательно соединённых конденсаторов, шт.

Энергия конденсаторов в конце разряда

$$W_2 = \frac{C/n \cdot (U_{min}n)^2}{2000}, \text{ кДж} \quad (3)$$

энергия, отданная конденсаторами за время разряда равна

$$W = W_1 - W_2, \text{ кДж} \quad (4)$$

Разгон осуществляется до момента достижения скорости вала электромотора - 3000 об/мин.

Торможение осуществляется с начальной скорости вала электромотора - 3000 об/мин, до момента завершения рекуперации.

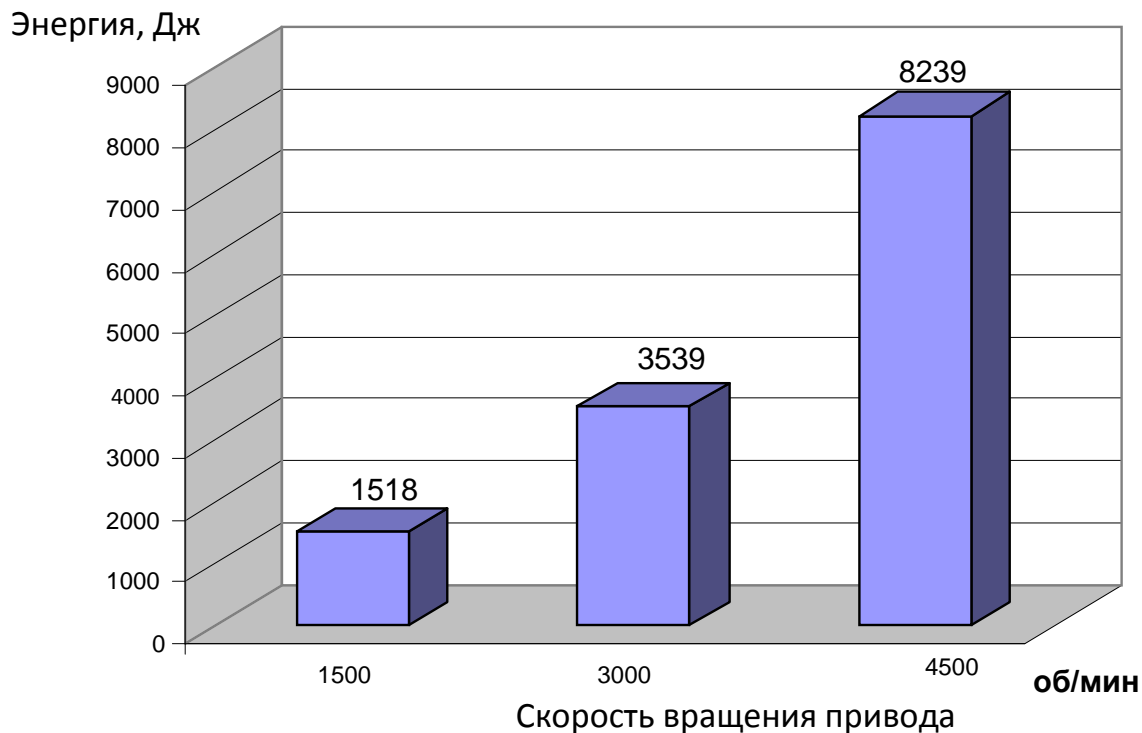


Рис. 2. Гистограмма энергозатрат при разгоне привода

Результаты исследования эффективности рекуперации при торможении привода представлены в табл. 1

Таблица 1. Исследование эффективности рекуперации энергии при торможении привода

№ п/п	Разгон				Торможение				Кр	
	Uн, В	Uк, В	Разница напряжений, В	Загрваченная энергия, Дж	Uн, В	Uк, В	Разница напряжений, В	Возвращённая энергия, Дж		
1	325	308,3	16,7	4230	309	313,5	4,5	1121	0,26	
2	323	306,1	16,9	4253	307	311,5	4,5	1113	0,26	
3	313	295,7	17,3	4212	295	299,5	4,5	1070	0,25	
4	309	292	17	4087	291	295,1	4,1	961	0,24	
5	295	279,7	15,3	3517	279	283	4	899	0,26	
6	284	268,2	15,8	3490	268	271,9	3,9	842	0,24	
7	271	255,6	15,4	3244	255	259	4	822	0,25	
8	258	241	17	3393	241	244,8	3,8	738	0,22	
9	245	229,6	15,4	2924	229	233	4	739	0,25	
10	234	217	17	3067	218	222,2	4,2	740	0,24	
11	231	214,6	16,4	2923	214	217,8	3,8	656	0,22	
12	225	209,4	15,6	2711	209	212,7	3,7	624	0,23	
13	206	190,1	15,9	2519	190	194,2	4,2	645	0,26	
Среднее значение:				3281	Среднее значение:				794	0,24
									Разброс, %	4,72

Прирост напряжения на конденсаторном накопителе объясняется возвратом кинетической энергии вращающихся масс, соединенных с асинхронной машиной в накопитель.

Величину рекуперации привода может быть интерпретирована по-разному.

Первое. Отношение энергии, полученной при торможении привода до остановки с постоянной скорости ω к энергии, затраченной на разгон привода из состояния покоя до скорости ω .

Второе. Количество кинетической энергии движущегося привода, преобразованное при торможении до остановки в электрическую энергию и запасённое в накопителе энергии.

Для сопоставления энергозатрат проведена серия экспериментов, в которых измерено количество энергии W_{P100} (табл. 2), затраченной на разгон привода до 3000 об/мин (100 Гц) и количество энергии возвращённой в накопитель энергии при торможении с этой же скорости до остановки W_{T100} .

Коэффициент возвращённой (рекуперированной энергии) для первого случая:

$$K_{P1} = \frac{W_{T100}}{W_{P100}} = \frac{794}{3281} = 0,242 \quad (3.10)$$

Таким образом, в накопитель может быть возвращено в среднем 24,2% затраченной на разгон энергии.

Во втором случае для вычисления эффективности рекуперации должна быть известна кинетическая энергия движущегося привода.

Вычислить энергию движущегося привода можно определив величину потерь энергии в процессе разгона или вычислить энергию вращающихся масс привода при разгоне. Для определения величины потерь привода при разгоне записана характеристика потерь. Измерения производятся с помощью записывающей системы L-Card.

Таблица 2. Потери энергии в приводе, при разгоне до 100 Гц за 7,1 сек.

Частота, Гц	I, А	U, В	P=IU, Вт	Время, с	W, Дж
10	1,20	45,8	54,96	0,5	27
20	1,15	85,1	97,87	1	49
30	1,12	123,6	138,43	1,5	69
40	1,12	162,4	181,89	2,1	109
50	1,12	201	225,12	2,7	135
60	0,94	201	188,94	3,4	132
70	0,82	201	164,82	4,2	132
80	0,74	200	148,00	5,1	133
90	0,7	202	141,40	6	127
100	0,66	202	133,32	7,1	147
Общая:					1061

Общие потери в приводе на разгоне W_{Π} , составляют 1061 Дж.

Кинетическая энергия при движении с частотой 100 Гц (3000 об./мин) будет равна

$$W_K = W_{T100} - W_{\Pi} \quad (6)$$

Эффективность рекуперации, при этом может быть рассчитана по формуле

$$K_{P2} = \frac{W_{T100}}{W_{P100} - W_{\Pi}} = \frac{794}{3281 - 1061} = 0,357 \quad (7)$$

Общие выводы по испытанию.

Эффективность рекуперации кинетической энергии движения привода составила 35,7%, в сравнении с реальными эксплуатационными показателями данная величина является достаточно высокой, как правило, в асинхронных тяговых приводах величина рекуперации составляет 15-35%.

Список литературы:

1. Раков, В.А. Методика оценки технического состояния гибридных силовых установок автомобилей: дис. ... канд. техн. наук / В.А. Раков. – СПб.: СПбГАСУ, 2012. - 169 с.
2. Раков, В.А. Исследование и испытание гибридных двигателей транспортных средств / В.А. Раков, А.В. Смирнов, Д.А. Колесниченко // Молодёжь. Наука. Инновации: Труды I международной научно-практической интернет-конференции. - Пенза: Пензенский филиал РГУИТ, 2010. – С. 246-257.

Анализ дефектов силовых маслонаполненных трансформаторов ОАО «Татнефть» по результатам тепловизионного контроля

Редькина Е.Н., Ваньков Ю.В.

*Казанский государственный энергетический университет, Россия, г. Казань
katya5635@mail.ru*

Сегодня, когда в условиях стареющего парка электрооборудования особое значение приобретает вопрос качественной диагностики его состояния, особо актуально использование современных методов и средств диагностирования.

Неразрушающий контроль обеспечивает контроль состояния электрооборудования без вывода его из работы, позволяет выявлять и определять местоположение дефектов на ранней стадии развития, сокращать затраты на техническое обслуживание и ремонты. [1]

Инфракрасный метод как неразрушающее и высокоэффективное средство диагностики является составной частью общей системы технического эксплуатационного контроля электрооборудования.

Тепловизионное обследование – высокоэффективный способ диагностики электрооборудования, имеющий ряд преимуществ по сравнению с другими методами неразрушающего контроля, таких как: [2]

- обследование производится дистанционно (без снятия напряжения);
- возможность объективного документирования обнаруженных дефектов;
- классификация дефектов по степени их опасности. [3]

Инфракрасная диагностика позволяет на рабочем напряжении выявлять скрытые дефекты в активной части трансформаторов.

Проведение предремонтного обследования позволяет уточнить объем ремонтных работ или проводить ремонт по состоянию, прогнозировать сроки и объем ремонтных работ.

Применение тепловизионной диагностики основывается на том, что вследствие изменения температуры элементов изменяется интенсивность инфракрасного излучения, которое регистрируется тепловизионными приборами. Тепловизионный контроль предполагает сравнение изображения теплового поля проверяемого модуля с эталонным изображением этого же модуля. Нормально функционирующие элементы имеют определенную температуру. Элементы же, имеющие скрытые дефекты, отличаются по температуре, и, даже если они в данный момент работают нормально, со временем выход их из строя наиболее вероятен. [1]

Самым дорогостоящим оборудованием на любой подстанции являются силовые трансформаторы. В связи с этим в последнее время получили широкое распространение методы диагностики, направленные на контроль эксплуатационного состояния силовых трансформаторов без их отключения. [1]

Контроль состояния оборудования с использованием инфракрасной техники, тепловизоров – это хороший способ экономии денежных средств, выделяемых на регламентные, профилактические и ремонтные работы, и повышения надежности и долговечности оборудования. [1]

С помощью тепловизионной техники в силовых трансформаторах возможно выявить следующие дефекты:

- неисправности контактной системы некоторых исполнений регулирования под напряжением (РПН);
- возникновение магнитных полей рассеяния в трансформаторе за счет нарушения изоляции отдельных элементов магнитопровода (консоли, шпильки и т.п.);
- нарушение в работе охлаждающих систем (маслонасосы, фильтры, вентиляторы и т.п.);
- изменение внутренней циркуляции масла в баке трансформатора (образование застойных зон) в результате шламообразования, конструктивных просчетов, разбухания или смещения изоляции обмоток (особенно у трансформаторов с большим сроком службы);
- нагревы внутренних контактных соединений обмоток низкого напряжения (НН) с выводами трансформатора;
- обрывы шинок заземления;
- нагревы на аппаратных зажимах высоковольтных вводов;
- неисправность обогрева приводов РПН и т.п. [1]

ОАО «Татнефть» проводит работы по тепловизионному обследованию со второй половины 2009 года. Ежемесячно на предприятиях ОАО «Татнефть» обследуется в среднем 20-25 ЭЭЦ.

В результате контроля в трансформаторах некоторых обследуемых ЭЭЦ было отмечено отсутствие циркуляции масла в радиаторах. Так, например, в 2012 году было проведено 434 обследования трансформаторов, и в 138 случаях из них был зарегистрирован данный дефект.

На графике представлено изменение доли дефектов в количестве проводимых обследований за 2010-2012 года.

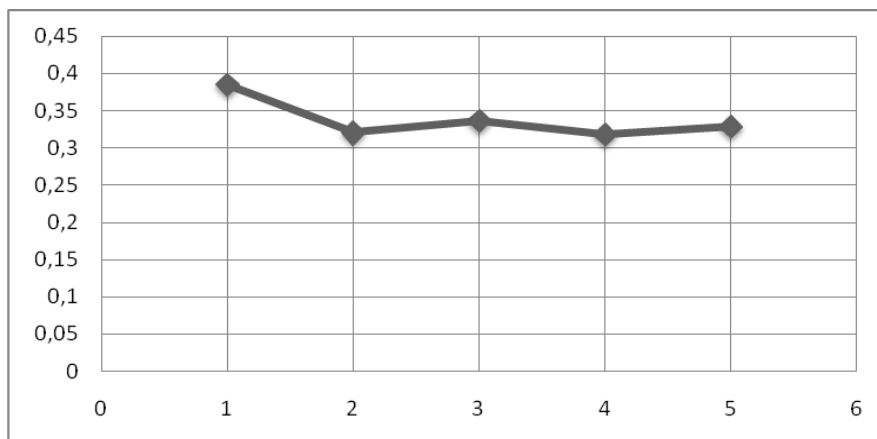


Рис. 1. Изменение доли дефектов за 2009-2013г.

Как видно из графика, доля обнаруженных дефектов снижается. Это говорит об эффективности проведения тепловизионной диагностики трансформаторов на рассматриваемых объектах.

Список литературы:

1. Михеев Г.М. Тепловизионный контроль высоковольтного электрооборудования: Учеб. пособие. – Чебоксары: Изд-во Чуваш. Ун-та, 2004. – 180 с.
2. Бажанов С.А. Тепловизионный контроль маслонаполненных измерительных трансформаторов // Энергетик. – 2005. – №12. – С. 17-20.
3. Лесин Н.М. Термографическое обследование электрооборудования в Белорусской энергосистеме // Энергетик. – 2005. – № 7. – С. 39-40.

Повышение энергоэффективности электромагнитных двигателей с зубчатой системой магнитопровода

Рогова О.В.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

olga_ryu@mail.ru

В связи с внедрением новых стандартов, направленных на уменьшение энергопотребления бытовой и специализированной техники, и вступления России в ВТО наиболее остро встает вопрос об эффективности энергопотребления различного технологического оборудования. В частности, предлагается замена двигателей вращательного принципа действия в маломощном бытовом компрессорном оборудовании на линейные электромагнитные двигатели с шихтованными элементами магнитопровода и якоря. Данный тип двигателей обладает рядом преимуществ по сравнению с двигателями вращательного принципа действия, при их использовании происходит: снижение энергозатрат и материалоемкости оборудования за счет исключения передаточных механизмов, повышение ремонтпригодности и износостойкости конструкции в целом, уменьшение уровня шума и вибраций, появляется возможность регулирования частоты хода рабочего органа без применения сложных схем управления.

Подтверждением этого является разработка линейных электромагнитных двигателей для компрессорного оборудования такими ведущими производителями, как LG Electronics (Ю.Корея), Matsushita (Япония), Electrolux (Швеция), Embaco (Бразилия), а всего более 60 исследователей. Компания LG в 2001 году первой вывела на рынок готовые линейные компрессоры. К 2015 году компания LG намерена увеличить объемы использования линейных компрессоров до 50 % [1].

Целью данной работы является анализ влияния количества пар зубцов на тяговые характеристики энергоэффективных электромагнитных двигателей с зубчатым якорем.

В качестве объекта исследования были выбраны конструктивные варианты электромагнитных двигателей с цилиндрическим зубчатым якорем, удовлетворяющие

следующим геометрическим соотношениями: $b_z/\tau = 0,4$; $b_z/h_z = 1,0$; $b_n/\tau = 0,6$; $\Delta/\tau = 0,025$; где h_z - высота зубца; b_z , b_n - соответственно ширина зубца и паза зубцового деления τ ; Δ - технологический зазор (рис.2). Количество пар зубцов варьировалось в зависимости от конструктивного исполнения от 4 до 10.

Конструктивные варианты схем в зависимости от количества пар зубцов представлены на рис.1.

Для каждого варианта конструктивной схемы рассчитывалась статическая тяговая характеристика при значениях тока $I = 2A$ и намагничивающей силы катушки $F = 500A$. Результаты исследований получены с помощью конечно-элементного моделирования в программном пакете FEMM [2].

На рис. 2 представлены статические тяговые характеристики для магнитных систем с радиусом якоря 40 мм и с различным количеством пар зубцов. Обозначение кривой соответствует конструктивному варианту двигателя, отображенному на рис. 1. Начальному положению магнитных систем соответствует положение зубцов, представленное на рис. 2, а конечному – на рис. 1.

В представленных конструктивных схемах достигается симметрирование магнитной системы за счет того, что зубцовые элементы 4, 5 на якоре 3 и ответные зубцовые элементы 6, 7 на полюсах статора 1 выполнены по симметричной, по отношению к катушке 2, двухсторонней схеме [3]. Двигатель работает на поперечном магнитном поле.

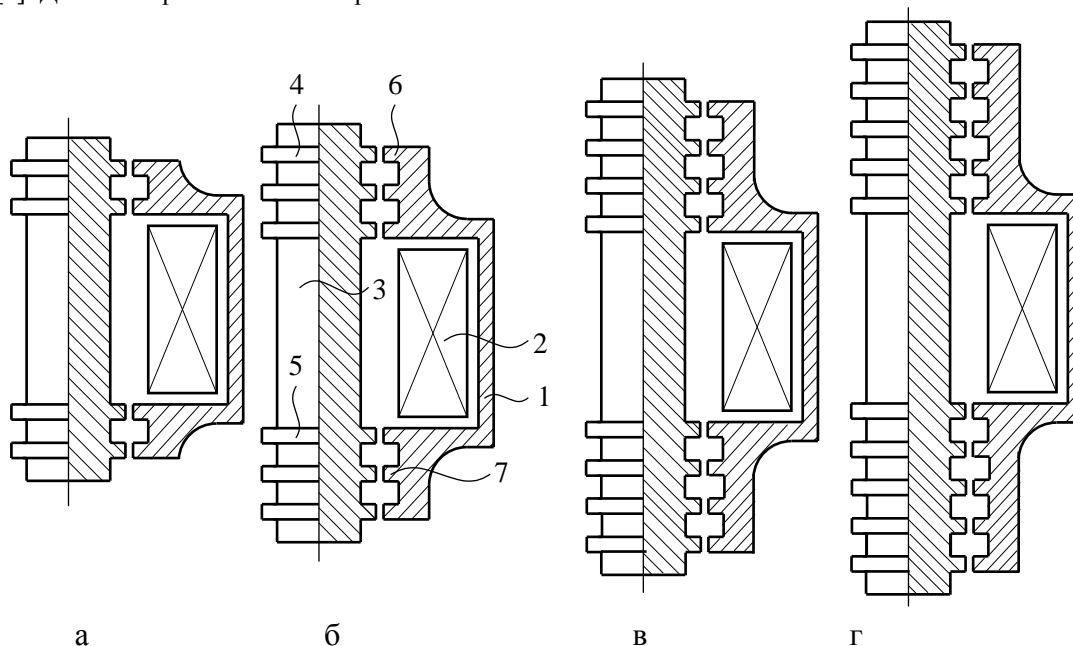


Рис 1. Варианты конструктивных схем двигателей

При анализе тяговых характеристик проводилось сравнение относительных амплитудных значений тяговых характеристик представленных конструктивных схем (рис. 4) и их относительной работоспособности (рис. 5).

Под относительными амплитудными значениями тяговых характеристик подразумевалось отношение амплитудного значения тяговой характеристики F_{max} к объему магнитной системы V . Под относительными значениями работоспособности понималось отношение интегральной работы A_{μ} к объему магнитной системы V . При этом за 100 % принимались значения конструктивной схемы двигателя г.

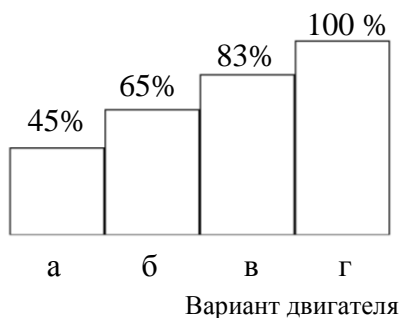
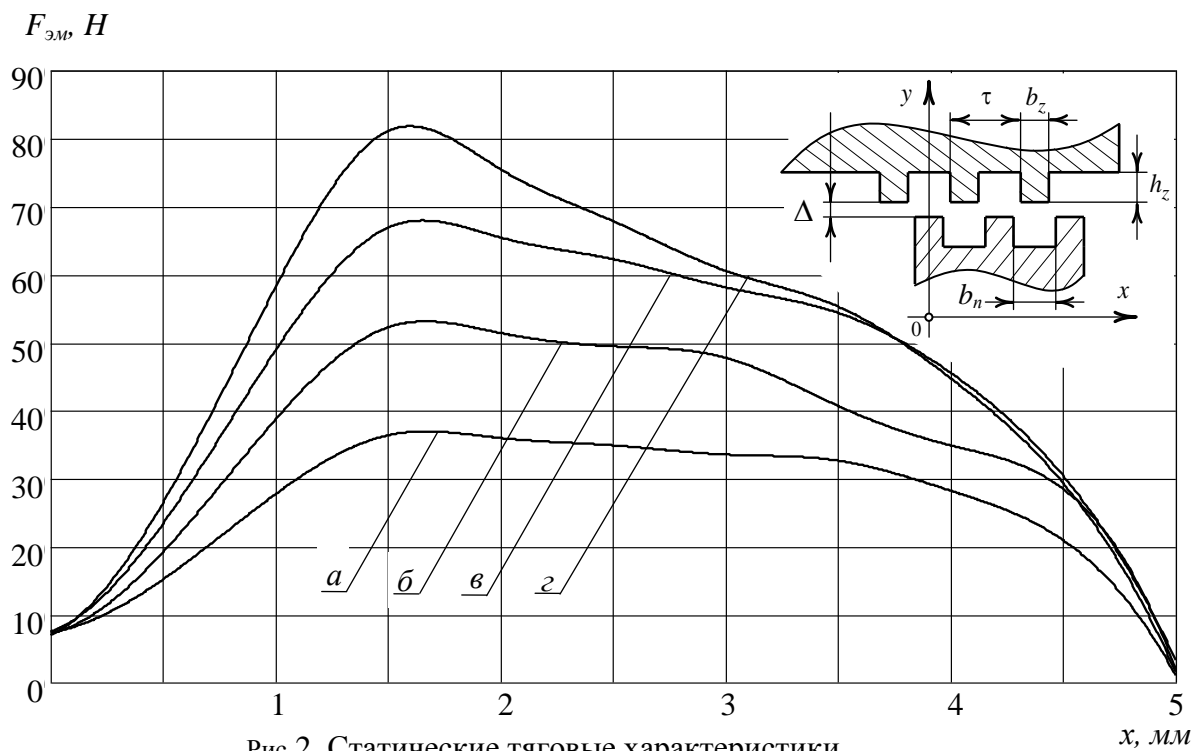


Рис. 3. Относительные значения максимального усилия

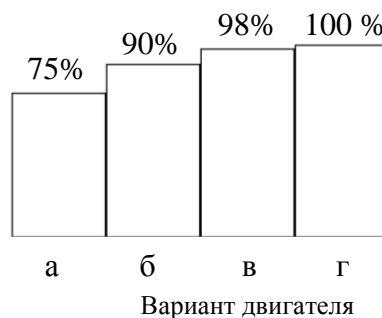


Рис. 4. Относительные значения работоспособности

По результатам проведенного исследования сделаны следующие выводы:

- наиболее высокими тяговыми характеристиками обладают конструктивные схемы двигателей в и г;
- при увеличении числа пар зубцов в электромагнитных двигателях с цилиндрической формой якоря рост относительных амплитудных значений тяговых характеристик происходит быстрее, чем относительных значений работоспособности;
- конструктивный вариант двигателя г превосходит вариант а в 2,23 раза, а вариант б в 1,55 раза, а эта разница в тяговом усилии между конструктивными вариантами г и в составляет 1,21 раза;
- наиболее выгодным с точки зрения затрат материалов и получения оптимальных тяговых характеристик является выполнение электромагнитных двигателей с 6-8 парами зубцов на цилиндрическом якоре;
- выполнение элементов магнитопровода и якоря шихтованными позволяет добиться снижения потерь на вихревые токи и предотвратить соударение рабочего органа и его заклинивания в процессе работы.

Использование линейных электромагнитных двигателей приводит к минимизации потерь энергии и снижению её потребления до 30 %. Это делает бытовую технику, оборудованную линейными электромагнитными двигателями, одной из наиболее энергоэффективных в своем

классе. Поэтому внедрение подобных электромагнитных двигателей, с возможностью регулирования частоты хода рабочего органа без применения сложных систем управления, стимулирует возможность получения экономии электроэнергии при эксплуатации бытового компрессорного оборудования.

Список литературы:

1. Рогова О. В., Бурш Е.Н. Анализ целесообразности применения линейных электромагнитных компрессоров в холодильном оборудовании в целях снижения энергозатрат // Энергоэффективность: матер. Междунар. науч.-практ. конф. - Омск: Изд-во ОмГТУ, 2010. - С. 124-128.
2. Буль О.Б. Методы расчета магнитных систем электрических аппаратов. Магнитные цепи, поля и программа FEMM. – М.:Изд. центр «Академия», 2005. – 336 с.
3. Нейман Л. А., Рогова О. В. К исследованию тяговых характеристик электромагнитных приводов с учетом зубчатости элементов магнитопровода// Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации. - 2013. - № 1. - С. 100-108.

Вопросы, связанные с подготовкой востребованного специалиста в условиях конкуренции

Родин М.А., Юрченко Е.Ю.

*Южно – Уральский государственный университет (НИУ), Россия, г. Челябинск
misha_rodin@mail.ru*

Наша энергетика сейчас находится в очень интересной эпохе научно-технического развития, где постоянно происходят глобальные изменения всех направлений данной отрасли народного хозяйства. Каждый день происходят внеочередные открытия и разработки, которые меняют представления всех умов о том, каким же именно должен быть тот вектор развития энергетике России, в какую именно сторону он направлен, и к каким изменениям приведет?!

Всё это приводит к тому, что на сегодняшний день наша страна нуждается в высококвалифицированных специалистах, которые будут способны решать все спорные вопросы энергетической отрасли. На сегодняшний день на рынке рабочих специальностей (в энергетической отрасли) идёт борьба между организациями, т.к. каждое предприятие хочет зачислить в свой штат уже готовых и опытных специалистов. Получается, что выпускники учебных заведений, получив диплом, начинают испытывать трудности при трудоустройстве. Ведь для работодателя каждый сотрудник – это своего рода «коммерческий проект», который требует существенных финансовых вложений в подготовку и переподготовку, повышение квалификации, стажировку, инструктирование и проверку знаний. Не все организации готовы взять на работу выпускника, который ещё не имеет стаж работы, не имеет группы допуска по электробезопасности и других документов, допускающих его к работе в занимаемой должности. Очень мало предприятий, готовых от начала и до конца подготовить молодого специалиста, обеспечить его дальнейший карьерный рост, а не какое-то «вечное зависание» на первой ступени профессионального развития. Поэтому проблема, связанная с подготовкой востребованных специалистов является одной и самых главных на сегодняшний день. Если не обратить внимание на её решение, то в энергетической отрасли наступит дефицит кадров.

К сожалению, не все выпускники, получившие техническое образование, в данном случае в энергетической сфере, устраиваются по специальности. Некоторые устраиваются с дипломом, но на протяжении продолжительного промежутка времени начинают, как говорится, «метаться из стороны в сторону», т.к. не могут точно решить для себя, куда же им пойти работать, в электромонтажную или в проектную организацию, или, быть может, вообще в энергоаудит?! Некоторые выпускники наоборот, понимают, что зря потратили драгоценные 5 лет обучения в университете, т.к. после нескольких месяцев работы в организации понимают, что реальное положение дел не соответствует их ожиданиям. Кого-то наоборот, расстраивает вопрос карьерного роста и финансовая сторона: «А почему меня после окончания ВУЗа не назначили сразу на должность инженера?» или «А почему у меня такая невысокая заработная плата?». Некоторые студенты так и не доучиваются по специальности, прерывая учебный процесс, некоторые бесконечно долго берут «академ» и т.д. и т.п. К сожалению, эта проблема очень актуальна на сегодняшний день. Здесь сразу возникает огромное количество вопросов, что, где и почему происходит именно так. Сегодня мы имеем огромное количество менеджеров, экономистов и юристов, а вот именно «технари», в которых так нуждаются предприятия, работают не по специальности. Попробуем разобраться в данном вопросе.

Если мы будем рассматривать конкретно студентов высших учебных заведений ВПО, которые обучаются на энергетическом факультете, то перед ними в дальнейшем открывается целый перечень всевозможных вариантов рабочих мест. Ниже представлены варианты возможных направлений трудовой деятельности:

- Электромонтажная организация;
- Служба релейной защиты и автоматики (РЗА);
- Проектирование;
- Энергосбытовая компания;
- Оперативно-диспетчерское управление (ОДУ);
- Энергоаудит;
- Производство энергетического оборудования.

Этими наименованиями список не ограничивается. Поэтому некоторые выпускники вузов не могут сразу однозначно сказать и решить, где именно они хотели бы работать. Дальше уже происходит такое явление, молодой специалист поработал в одном направлении, например сначала выбрал электромонтаж, потом через некоторое время он понимает, что данная специальность ему не по нраву и меняет место работы. Самое интересное это то, сколько же в общем времени, месяцев, а может быть и лет тратит молодой специалист, чтобы точно определиться с выбранным направлением.

А время то идёт!!! И никто не сможет точно сказать и определить, где будет лучше работать тому или другому студенту. Как правило, главная задача любого отдела практики и трудоустройства это то, чтобы все выпускники были распределены по рабочим местам, а дальнейший выбор и принятие решения полностью лежит на плечах студентов. Так может быть можно как-то разрешить этот вопрос, или этот вечный «поиск себя» будет продолжаться вечно?!

Безусловно, решение данного вопроса существует. Для того, чтобы конкретно определиться с тем, какой род деятельности индивидуально подходит для каждого студента, нам необходимо обратиться к многофакторному анализу личностных особенностей человека:

- Определить его темперамент;
- Дать оценку его индивидуально – психологических особенностей;
- Узнать его личные предпочтения и интересы;
- Проверить кандидата на соответствие требованиям профессиограммы;
- Закрепление выбора студента прохождением практики на предприятии именно по выбранному им направлению.

На первый взгляд может показаться, что здесь мало общего между гуманитарной психологией и профессией энергетика, но это не совсем так.

Ещё в древности Гиппократ выделил четыре типа темперамента – индивидуальных вариаций психики (Рис.1.), которые определяют динамические характеристики интенсивности и скорости реагирования, степени эмоциональной возбудимости и уравновешенности, особенности приспособления к окружающей среде. При этом хочется отметить, что нет плохих и хороших темпераментов, есть правильный выбор сферы деятельности, ведущий к большим успехам[1].

Поэтому темперамент играет очень важную роль при выборе сферы деятельности. Например, для людей, занимающихся вопросами электромонтажа наиболее подходящими являются такие типы темперамента, как сангвиник и флегматик. Если рассматривать уже оперативно–диспетчерское управление, то здесь флегматику будет сложно адаптироваться на рабочем месте, т.к в нештатной ситуации он не сможет быстро отреагировать на быстро изменяющиеся события. Для остальных направлений, не связанных с работой под напряжением и не требующий быструю скорость реакции подойдут любые типы темперамента. Для определения психотипа человека разработано множество тестов. Один из них – тест Айзенка на определение типов темперамента, экстраверсии, интроверсии и нейротизма. Существует два варианта данного опросника, с дополнительной «шкалой лжи», что позволяет проводить повторное исследование после тех или иных экспериментальных процедур, исключив возможность запоминания ранее данных ответов и получения более объективных результатов.

После того, как были определен темперамент, перейдём к вопросу оценки индивидуально – психологических особенностей личности.

В стенах нашего университета был проведен опрос студентов третьего курса энергетического факультета (специальность «Электроснабжение» - 140211) для оценки их индивидуально–психологических особенностей.

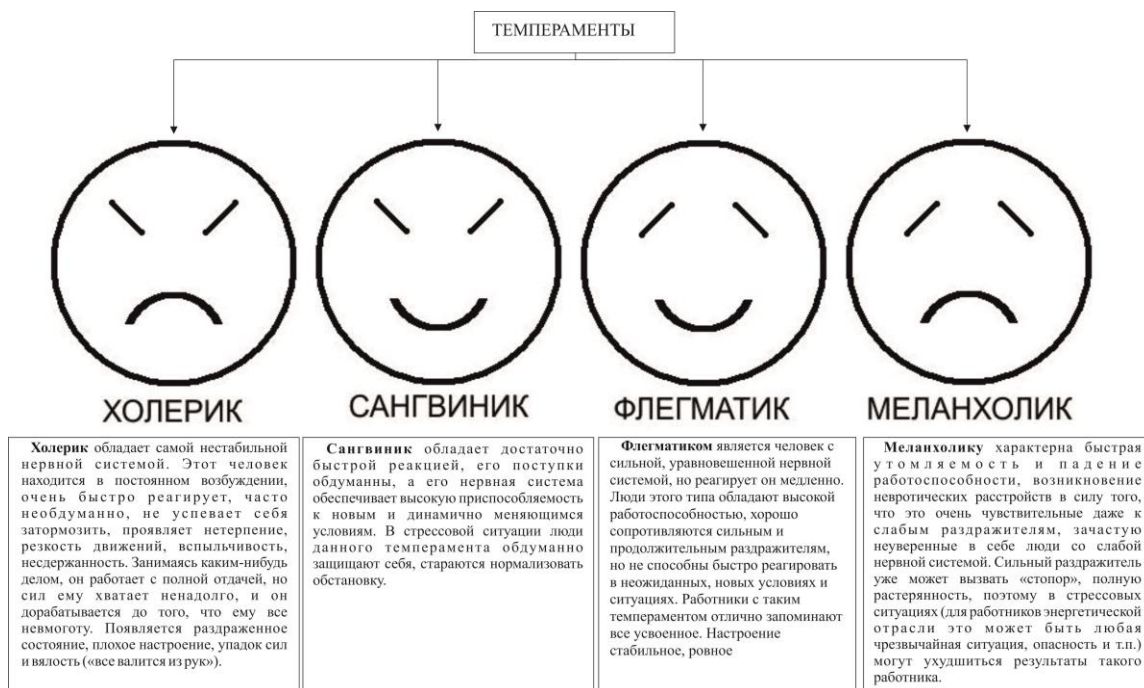


Рис.1. Четыре разновидности темперамента.

В нашем исследовании данная оценка личности была получена с помощью опросника Р.Б. Кеттелла. Существующий тест очень сложно обмануть, т.к он содержит в себе «шкалу лжи». В результате исключается возможность запоминания ранее данных ответов. После обработки результатов мы получаем определённые характеристики каждого из 16 – ти факторов личности.

По результатам опросника была построена диаграмма, в которой идёт разделение на «положительные» и «отрицательные» качества (Рис.2.). Данное дифференцирование признаков было произведено на основе тех требований, которые предъявляются к профессии энергетика. Процентное соотношение различных столбцов помогает определиться, у какой части опрошенных ярко(или слабо) выражен тот или иной фактор. Например, по фактору общительность можно смело заявить, что 92% опрошенных студентов внимательные, более гибкие в общении с людьми.

Проанализировав полученную диаграмму, можно сделать вывод о том, что большинство студентов 3-го курса ещё не сталкивалось с практической стороной большинства вопросов, что отражает низкое значение уровня практичности (29%), очень радует достаточно высокий уровень их гибкого мышления, это также проявляется в высокой способности к восприятию обучающимися нового материала.

Необходимые студентам признаки носят основной характер, а также являются неким «психологическим скелетом будущего работника». Такое анкетирование поможет студентам определиться с выбором места работы. Оценка их индивидуально–психологических особенностей позволяет четко определиться, кому стоит идти работать в монтажную организацию и заниматься непосредственно ремонтом и заменой электрооборудования, находясь под напряжением. Некоторые выпускники, наоборот, найдут своё место в проектных организациях, где смогут успешно проявить себя в проектировании. Кто-то найдёт себя в энергоаудите, успешно работая с людьми. У них есть все шансы, чтобы проявить себя[2].

Возможно внедрение новой специальной методики, которая будет включать в себя мониторинг всех обучающихся, а также дальнейшую работу с ними в плане корректировки выявленных признаков дезадаптации индивидуально-психологических особенностей личности. Также будет проводиться специальный курс психологической подготовки студентов. Имея информацию о том, где в дальнейшем хочет работать студент, можно намного быстрее сформировать индивидуальную работу с ним, корректирую диаграмму его индивидуальных особенностей. Итогом такой работы будет не только четкое формирование у выпускников чёткого понятия о будущем месте работы, но и практическая и психологическая подготовленность к дальнейшей трудовой деятельности. Ну и самое главное то, чтобы каждый из нас занимался любимым делом, чтобы приходил на работу с улыбкой, и уходил от туда таким же. Наши

индивидуально–психологические особенности должны влиять на наш выбор места работы, а не только размер заработной платы.

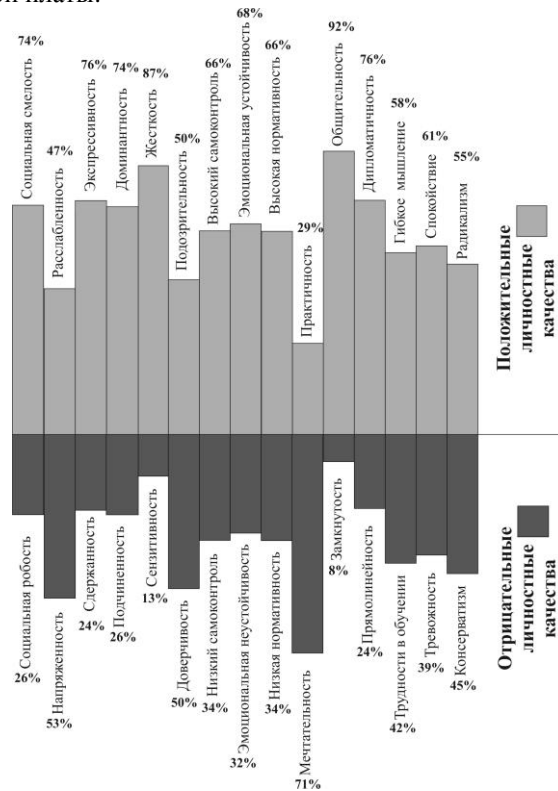


Рис.2. Диаграмма индивидуально–психологических особенностей студентов.

Список литературы:

1. Родин М.А, Юрченко Е.Ю. Проблема «личность и труд» в современном обществе // Сборник трудов 19-й международной научно-практической конференции «Современные техника и технологии»; Том 3; Томск, 2013. С.479-480.
2. Родин М.А, Юрченко Е.Ю. Проблема дезадаптации персонала на рабочем месте // Сборник трудов 4-й международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи»; Том 2; Новочеркасск, Лик, 2013. С.439-442. Подписано в печать 28.09.2013 г. Тираж 300 экз. Заказ 47-3064.

Нейросетевое моделирование для промышленных предприятий при решении задачи прогнозирования

Родыгина С.В., Родыгин А.В.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

Современное развитие вычислительной техники и прикладной математики позволяет по-новому ставить вопросы совершенствования оперативного управления режимами региональных электроэнергетических систем (ЭЭС). Поэтому одним из перспективных представляется решение этих вопросов на базе технологий искусственного интеллекта.

Реализация интеллектуального управления основана на новых информационных технологиях, включая методы искусственных нейронных сетей (ИНС) как одних из наиболее совершенных для обработки информации и принятия решений.

Нейронные сети позволяют воспроизводить чрезвычайно сложные зависимости, которые сопутствуют плохо формализованным задачам. Таким образом, там, где линейная аппроксимация неудовлетворительна и линейные модели работают плохо, основным инструментом становятся нейросетевые методы. А также предпочтение их традиционным моделям обусловлено тем, что не требуется построения модели объекта, не теряется работоспособность при неполной входной информации.

При решении задачи прогнозирования возникают проблемы связанные с неперiodическими процессами, которые относительно быстро изменяются во времени. Обычно ИНС настраиваются или обучаются так, чтобы конкретные входы преобразовались в заданный целевой выход. Сеть настраивается, основываясь на сравнении сигналов выхода и цели до тех пор, пока выход сети не будет соответствовать цели. Чтобы обучить сеть при таком управляемом обучении, как правило, используется много пар сигналов вход/выход. Следовательно, изменения самой прогнозируемой величины требует переобучения (дообучения) сети, а могут быть и более серьезные изменения, такие как, переВыбор структуры или выбор нового метода обучения. Имеющиеся системы прогнозирования, наталкиваясь на такие сложности, отказываются работать с такими процессами. Так как это значительно увеличивает временные затраты на структурный и параметрический синтез нейронной сети, ведь на обучение одной выбранной сети может уходить не один десяток часов машинного времени.

Подробное рассмотрение и анализ методов обучения нейронных сетей позволил выделить несколько шагов приводящих к существенным затратам времени. Первый, минимизация ошибки обучения нейронной сети, но иногда достаточно было бы ограничиться некоторой заданной точностью распознавания. Вторым шагом является определение весовых коэффициентов, что при применении классических методов обучения заставляет сеть совершать бесконечное множество колебаний вокруг оптимума. Третий, немаловажный шаг, противоречивость и неравномерность обучающей выборки, что приводит к увеличению процесса обучения и в результате невозможно проследить закономерности поведения сети в решении поставленной задачи. Тогда как модификация классов и наборов в исходной выборке позволили бы ей быстро и качественно обучиться.

Таким образом, для повышения качества и скорости обучения нейронных сетей в задачах прогнозирования используем более податливые процедуры нахождения весовых коэффициентов и усовершенствованные характеристики обучающей выборки сети, что приведет к улучшению точности решения поставленной задачи.

Прогнозирование режимов электрической нагрузки необходимо для решения очень большого спектра задач текущего планирования и оперативного управления режимами функционирования ЭЭС. Прогнозирование нагрузки проводится по нескольким временным диапазонам: оперативном (в пределах текущих суток); краткосрочном (сутки, неделя, месяц); долгосрочном (месяц, квартал, год) [1].

В качестве контрольного примера с применением искусственной нейронной сети была решена задача краткосрочного (до двух суток) прогнозирования максимума использования электрической нагрузки для газонефтеперерабатывающей отрасли. В качестве исходных данных использованы суточные графики показаний активной мощности за год, из которых были выбраны дневные максимумы использования электрической нагрузки.

Для исследуемого объекта были произведены расчеты задачи краткосрочного прогнозирования электрической нагрузки при различных вариациях исходных данных. При этом использовались дополнительные ретроспективные данные (температура (Т), рабочие и праздничные (выходные) дни (D)), определялась оптимальная архитектура нейронной сети и влияние факторов на качество ошибки прогнозирования. Для представления типа дня в исходных данных для расчета нейронной сети было принято кодирование одним двоичным узлом (0 – выходной (праздничный) день, 1 – рабочий день). Был выбран тип нейронной сети – многослойный персептрон, алгоритм обучения – метод обратного распространения ошибки, функция активация сети – гиперболическая.

Для многослойных нейронных сетей с обратным распространением ошибки существует зависимость между количеством распознаваемых классов и размерностью сети. Количество распознаваемых классов однозначно определяет число нейронов в выходном слое сети, что косвенно определяет и количество нейронов в ее скрытых слоях. Следовательно, сокращение числа классов ведет к уменьшению размерности нейронной сети, а чем меньше сеть, тем быстрее она учится. Здесь параметрами принципа достаточности выступают точность представления исходных данных в обучающей выборке (а, следовательно, и результирующая точность решения задачи) и размерность самой нейронной сети. Понятно, что объединение классов между собой дает выигрыш в скорости обучения, но приносит и потери в качестве.

Таким образом, скорость обучения нейронной сети можно повысить либо за счет сокращения числа распознаваемых классов, либо, повышая качество характеристик обучающей выборки, перемещая объекты между классами и образуя новые классы. При этом необходимо

руководствоваться понятием достаточности, выбирая соотношение скорости и качества решения задачи [2].

Таблица 1. Результаты расчётов при различных вариациях исходных данных

Вид модели	Исходные данные	Тип нейронной сети	Количество нейронов на входе сети	Скрытые нейроны	Ошибка модели, %	
					1 день	2 день
1	$P_{\max}(t)$	Многослойный персептрон	7	6	2,78	2,83
2	$P_{\max}(t), T$		8	6	2,25	2,34
3	$P_{\max}(t), D$		8	4	2,03	2,16
4	$P_{\max}(t), T, D$		9	5	1,89	1,97

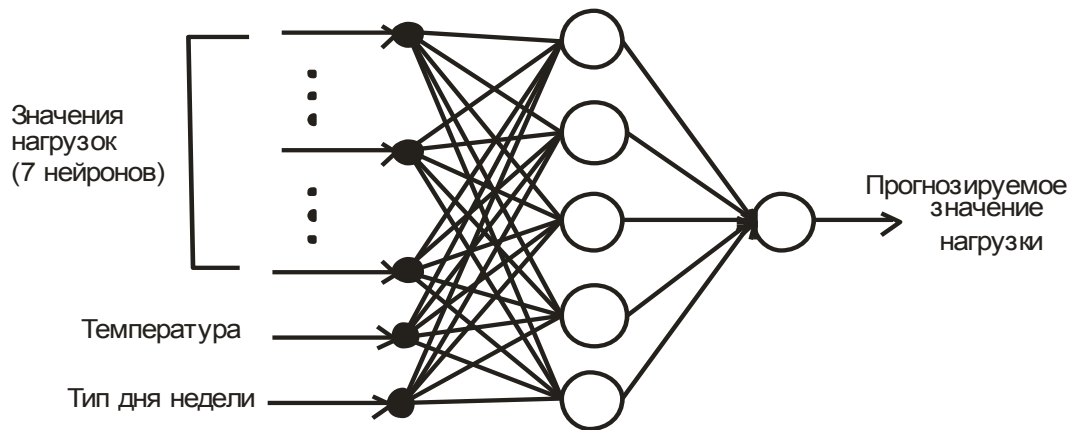
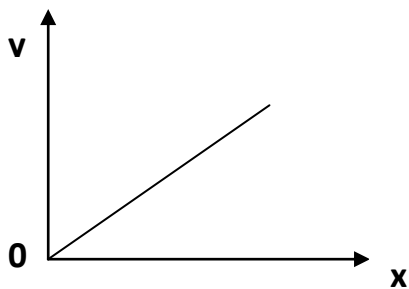


Рис. 1. Конфигурация многослойного персептрона четвертой модели

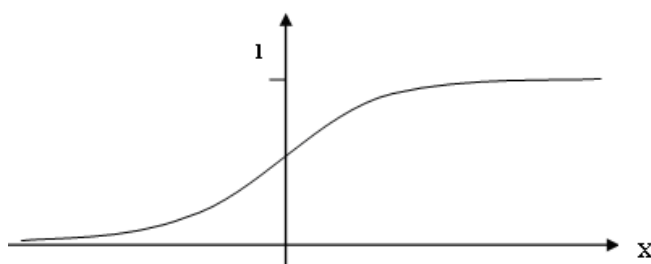
Как видно из произведенных исследований, сеть с меньшим числом входных переменных показывает не лучшие результаты, а лучшим вариантом является четвертая модель. Выбран трехслойный персептрон, во входном слое имеет 9 входных узлов, представляющих нагрузку и ретроспективные данные - температуры и текущего дня недели, алгоритм обучения нейронной сети – алгоритм обратного распространения ошибки.

В пакете STATISTICA NEURAL NETWORKS реализован большой набор функций активации (передаточных функций), произведем расчет по нескольким из функций и покажем, что выбранная ранее гиперболическая функция активации имеет наименьшую ошибку.



Линейная (рис. 2). Уровень активации просто передается на выход в неизменном виде. Эта функция используется в сетях различных типов, в том числе линейных, а также в выходных слоях сетей на радиальных базисных функциях.

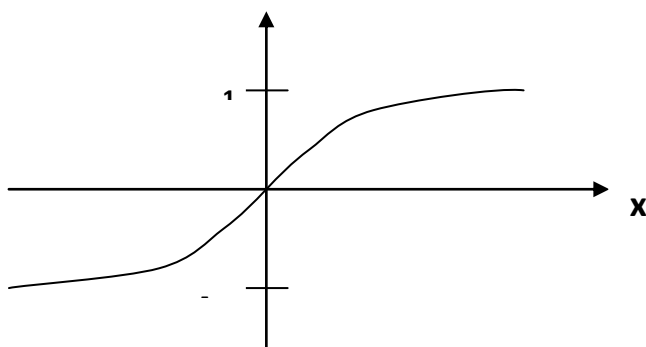
Рис. 2. Линейная функция



Логистическая (рис. 3). Ее график имеет форму S-образной кривой (сигмоида) и используется в нейронных сетях наиболее часто.

Рис. 3. Логистическая (сигмоидальная) функция

Гиперболическая (рис. 4). Это функция гиперболического тангенса. Ее график также имеет вид сигмоидной кривой и часто дает лучшие результаты, чем логистическая,



благодаря своему свойству симметрии.

Рис. 4. Функция гиперболического тангенса

Из произведенных расчётов можно сделать вывод, что использование функции гиперболического тангенса как функции активации выходного слоя дает лучшие результаты, на что указывает наименьшая ошибка модели.

А также эта функция идеально подходит для настройки многослойных персептронов с различной архитектурой сети.

Таблица 2. Результаты расчётов при различных функциях активации выходного слоя для газонефтеперерабатывающей отрасли

	Функция активации	Ошибка модели MAPE, %			
		Модель 1	Модель 2	Модель 3	Модель 4
1	Линейная	7,1	6,83	6,55	6,02
2	Логистическая	4,28	4,07	3,75	3,16
3	Гиперболическая	2,78	2,25	2,03	1,89

Показано, что нейросетевая модель прогнозирования способна обрабатывать непрерывно не только большое количество параметров, но учитывать разнородную информацию о текущих и прогнозируемых режимах функционирования объекта.

Список литературы:

1. Новые информационные технологии в задачах оперативного управления электроэнергетическими системами. Екатеринбург: УрО РАН, 2002. - 205 с.
2. Крисилов В.А., Олешко Д.Н., Лобода А.В. Методы ускорения нейронных сетей.// Вестник СевГТУ. Информатика, электроника, связь, Вып. 32, 2001, с. 19.

Принципы моделирования главной электрической схемы при проектировании ГЭС

Романов А.В.

*Новосибирский Государственный Технический Университет, Россия, г. Новосибирск
AleksandrRV@gmail.com*

В современном мире гидроэнергетика играет очень важную роль, так как позволяет получать относительно недорогую электроэнергию постоянно, в различных частях нашей планеты, не загрязняя окружающую среду. Гидроэнергетический потенциал значительно использован в Европе и Америке. По перспективным планам развития энергетики России предполагается создание крупных гидроэлектростанций на реках Сибири и Дальнего Востока.

Проектирование гидроэлектростанций и их электрической части имеет ряд особенностей. Главная особенность заключается в том, что параметры ГЭС определяются, исходя из гидроэнергетического потенциала проектируемой ГЭС, а не от потребностей ЭЭС (как происходит в случае с проектированием тепловых станций). Таким образом, прослеживается наличие тесной связи – «гидроэнергетический потенциал - параметры ГЭС – использование ГЭС в системе». Это определяет индивидуальность решений. В таблице 1 показаны основы этих связей.

Проектирование электрической части гидроэлектростанций связано с большими трудностями, так как при этом необходимо учитывать климат и рельеф местности, перспективы развития энергетики и промышленности в данном регионе, возможности и характеристики современного оборудования и много других самых разных факторов. Таким образом, процесс проектирования ГЭС является дорогостоящим и занимает много времени. Данная проблема усугубляется тем, что в большинстве проектных организаций на сегодняшний день неэффективно применяются современные компьютерные технологии. Особая актуальность данной проблемы обусловлена реформой энергетики, проводимой в России, целью которой является создание конкурентных условий на рынке энергетики. В таких условиях, для достижения эффективности, компании будут стараться максимально оптимизировать затраты как на эксплуатацию

существующих, так и на разработку новых электростанций. При этом гидроэлектростанции имеют преимущество перед тепловыми, так как имеют более низкую себестоимость электроэнергии.

Таблица 1. Связи циклов проектирования ГЭС - «гидроэнергетический потенциал - параметры ГЭС – использование ГЭС в системе» при проектировании главной электрической схемы.

Наименование цикла	Определяемые параметры	Исходные условия
1. Определение гидроэнергетических параметров	1. Установленная мощность Нуст 2. Выработка электроэнергии (гарантированная, Эгар. и сезонная, Эсез.) 3. Напор, Н 4. Расход турбин, Qтурб.	Определяются гидроэнергетическим потенциалом станции
2. Анализ требований ЭЭС	1. Параметры местной хозяйственной системы: Рмест., Уместн. 2. Параметры региональной хозяйственной системы: Ррег., Урег. 3. Параметры объединенной энергосистемы: Роэс, Уоэс	Определяются перспективными прогнозами по развитию ЭЭС и промышленности в данном регионе
3. Расчет параметров главной электрической схемы	1. Параметры гидрогенераторов, блочных трансформаторов, автотрансформаторов, высоковольтных выключателей, разъединителей. 2. Схема соединения оборудования главной электрической схемы ГЭС	Определяются совокупностью параметров 1-го и 2-го циклов.

В рамках данной работы рассматривается новый подход к проектированию электрической части гидроэлектростанций с применением современных компьютерных технологий. Применение программной автоматизации при проектировании позволит сократить время, влияние человеческого фактора и снизить финансовые затраты при разработке проекта, а также ускорить подготовку проектной документации.

В процессе разработки автоматизированного решения особое внимание уделяется следующим моментам:

Целостный подход к разработке проекта.

Открытость исходного кода, а также его оптимизация для обеспечения простоты его понимания и внесения изменений. В частности, при проектировании предусматривается перспективная возможность адаптировать программный код для автоматизации проектных расчетов и для тепловых станций.

Автоматический подбор оборудования из базы данных для проектируемой главной электрической схемы ГЭС.

Обеспечение легкого доступа пользователей к базам данных оборудования для возможности поддержания их в актуальном состоянии.

Параллельный расчет и сопоставление различных вариантов электрических схем.

Коррекция решений при изменении исходных условий.

Развитие блока прогнозирования для повышения достоверности и преодоления неопределенности.

Простота работы с программой и вывод результатов в удобном для последующего анализа виде.

Таким образом, в рамках данной работы разрабатывается новый подход к проектированию электрической части гидроэлектростанций с применением современных компьютерных средств и ведется разработка версии программы для автоматизации проектных расчетов.

Список литературы:

1. Гидроэнергетика: Учебное пособие для вузов по направлению подготовки 140200 - "Электроэнергетика" / Филиппова Т.А., Мисриханов М.Ш., Сидоркин Ю.М., Русина А.Г. – Новосибирск: НГТУ, 2011.
2. Электрическая часть электростанций: Учебник для вузов / С.В. Усов, Б.Н. Михалев, А.К. Черновец, Е.Н. Кизеветтер, В.В. Кантан; под общ. ред. С.В. Усова - издание 2-е переработанное и дополненное – Ленинград: Энергоатомиздат. Ленингр. Отд-ние, 1987.

Принципы создания автоматизированной системы прогнозов при планировании и анализе режимов энергосистем

Русина А.Г., Филиппова Т.А.

*Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск
anastasiarusina@gmail.com*

Для современных условий развития теории и практике управления ЭЭС актуальной задачей является создание автоматизированной компьютерной системы расчета режимов ЭЭС. В практике деятельности Системного оператора таких разработок было несколько и в них всегда уделяется внимание решению задач «прогноз – план». Это актуальная задача. В данной статье вносится ряд предложений, полезных для ее решения.

Анализ и обобщение имеющихся публикаций и изучение практического опыта позволили выявить и сформировать современные концепции, которые необходимо учитывать при создании системы прогнозов для задач «прогноз – план» [1, 5]. Главными являются следующие обстоятельства [4].

Изменились свойства систем энергетики: границы, структура, цели функционирования. Это вызвано изменением экономической концепции экономики России и энергетики.

Появились принципиально новые возможности компьютеризации и компьютерных технологий, которые прежде при разработке компьютерных систем были невозможны [1].

Получили естественное научное развитие модели и методы решения задач анализа и планирования режимов ЭЭС.

Неопределенность – это объективный закон природы и общества. Для того чтобы оценить уровень неопределенности и по возможности сгладить ее проявление, в первую очередь надо развивать интерактивные технологии.

Структура системы планирования и анализа режимов ЭЭС (рис. 1). Авторами разработана структура компьютерной системы-конструктора, позволяющей автоматизировать расчеты [4].

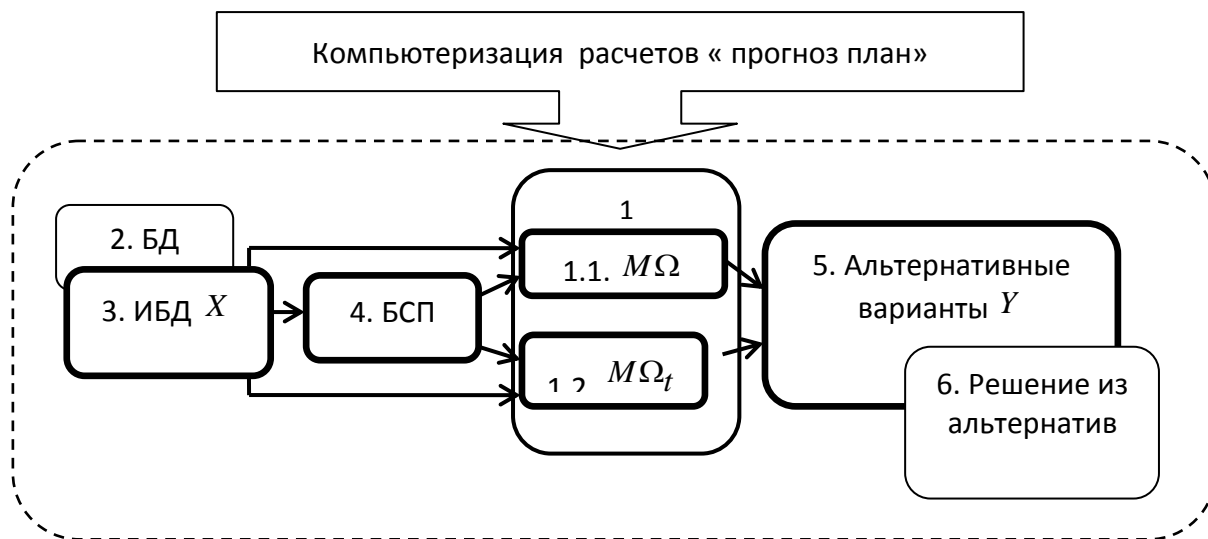


Рис. 1. Схема блоков системы БД – база данных, ИБД - информационная база, БСП – блок системы прогнозов, X , Y – параметры входа и выхода для задачи

Поясним схему, представленную на рис. 1.

1. Система включает в себя блоки задач планирования режимов Ω с различными временными параметрами (модель задачи при развитии во времени $M\Omega_t$ и без $M\Omega$); Заполнение блока 1 зависит от рассматриваемых задач.

Блоки 2, 3, 4 – создают единое информационное пространство. Блоке 1 включает в себя внутреннюю информацию по ЭЭС, информацию из внешней микро- и макросреды, необходимую для данной для решения задач блока 1. В блоке 3 выполняется автоматизированное формирование

баз значимой информации, необходимой для решения задачи Ω или Ω_t . В блоке 4 - блок системы прогнозов (БСП) - выдвинута и реализована идея о конструировании прогноза, главного прогноза и его элементов (дополнительных прогнозов), повышающих достоверность. Главный прогноз и взаимосвязанные с ним вспомогательные прогнозы факторов это - учёт развития факторов во времени; учёт внутренней структуры процесса для рассматриваемого периода времени; интерактивный режим расчёта поправок на неопределенность.

В блоке 5 Для решаемых задач формируются альтернативные вариационные расчёты выходных параметров Y .

Блок 6 – выбор решения из альтернатив.

Требования к моделям задаются конструктором через специальный интерфейс, а внутреннее математическое обеспечение дает возможность их выполнять. Предусматривается отбор значимых моделей. Все модели требуют «настройки» в интерактивных расчётах.

Наибольшее внимание уделяется блоку БСП. В нем применяется последовательная корректировка прогнозов и планов, что обеспечивает адаптивность моделей. Расчетный период представляется в виде последовательных частей, причем их длительность зависит от заблаговременности прогнозов и дискретности информации.

Математический аппарат моделирования прогнозов реализуется методами эконометрики и дается на примерах прогнозирования электропотребления и мощности нагрузки. Наибольшее распространение получили модели временных рядов и регрессии. Вид математических моделей определяется на предварительной исследовательской стадии, а в БСП подбираются их состав, коэффициенты, структура. Особое внимание уделяется статистическому анализу при формировании информации в блоке 3. Отметим, что это не разовая процедура, а регулярная при каждом изменении времени упреждения прогноза [2].

Программная реализация рассмотренных выше предложений невозможна без широкого использования интерактивных компьютерных технологий. Они включают в себя: индивидуальное информационное обеспечение для всех видов прогнозов; подбор оптимальных математических моделей прогнозов; интерактивный режим пользователя для внесения поправок в модели и прогнозы; имитационные расчеты для проигрывания возможных вариантов; оценку надежности решений (достоверности и рисков); сервис общения человека с ЭВМ и др.

Блок системы прогнозов – это новое решение в планировании. Имеющиеся разработки по прогнозированию были разовыми, а не входили в специальную систему такую, как предлагаемая система.

Рассмотрим более подробно некоторые модули блока системы прогнозов.

Прогнозирование электропотребления (ЭП) для Новосибирской энергосистемы [3]. Идея прогноза заключается в том, что бы в трендо-сезонных и регрессионных моделях учитывать внутренние свойства процесса. Рассматривались математические и эвристические модели и показано, что наилучшим решением является их сочетание. Это можно реализовать только в интерактивном компьютерном режиме расчетов. Все модели прогнозирования (от суточного до годового периодов) взаимосвязаны, но необходимо использовать цепочечную схему последовательных корректировок, что уменьшает погрешность прогноза примерно в 1,5 раза. При этом начало и конец ретроспективных периодов жестко не фиксируются.

Использование результатов прогнозирования без дополнительного адаптивного уточнения прогноза в условиях рыночных отношений представляется крайне затруднительным, поэтому трендо-сезонная модель не может быть самостоятельным инструментом для прогнозирования, а может выступать только в качестве первичного приближения прогнозов месячного ЭП.

Показано, что годовой цикл надо делить на внутригодовые процессы. Таких периодов 11: календарные сезоны года; переходные зоны между календарными периодами; периоды отопительные и неотопительные; зимние каникулы. Деление уменьшает погрешность сглаживания информации и изменяет все составляющие временной модели. Но при этом модели прогнозирования надо разрабатывать для всех частей общего периода. Выделение периодов осуществляется по ретроспективной информации.

Для Новосибирской энергосистемы число моделей прогнозирования составило 22, число адаптивных расчетов по схеме последовательных корректировок моделей за год более 100, уточнение моделей производилось на каждом интервале дискретности по времени.

Итоговые результаты по прогнозированию ЭП.

Модель годового электропотребления с годовой дискретностью данных различных лет имеет вид линейного тренда. Период ретроспекции не превышает 3-4 года. Погрешности прогноза годового электропотребления примерно 5%.

Модель годового электропотребления с месячной дискретностью имеет период ретроспекции один год. Модель имеет характер трендо-сезонной волны. Погрешности месячного прогноза для годового периода не превышают 10%.

Модель годового электропотребления с суточной дискретностью целесообразно строить для внутригодовых сезонов. Прогноз суточного электропотребления для сезонного периода имеет среднюю погрешность до 10%, максимальную 10...20% для различных сезонов года.

Трендо-сезонная модель с учетом недельной волны за год имеет среднюю погрешность 6-8%; трендо-сезонная модель с учетом недельной волны по сезонам года имеет среднюю погрешность 4-6%.

Прогнозирование графиков нагрузки (ГН) [3, 4] рассматривалось многократно различными авторами. В этих работах постоянно исследовались новые пути повышения достоверности прогнозов. В данной работе также рассматривается новая схема получения прогноза – конструирование графика нагрузки в интерактивном режиме на основе прогнозов элементов конструкции.

Используются прогнозы по комплексу моделей прогнозирования: прогноз электропотребления для заданного периода t с использованием временных рядов; прогноз поля изменения конфигурации ГН в пределах; усредненный статистический ГН за период ретроспекции; характерные параметры мощности и их регрессионные зависимости и временные модели. По этим данным создаётся конструкция графика нагрузки, в которую вносятся дополнительные поправки на прогнозы факторов: метео (температуры, облачности), расчетных плановых работ, частоты системы, потерь электроэнергии от транзита, интуитивные и др. Процесс конструирования ГН является неотъемлемой частью системы БСП.

Состав элементов зависит от заблаговременности прогноза. При суточной заблаговременности необходимы зависимости и поправок от времени, при месячной – все составляющие, при годовой только параметры поля нагрузок. В общем случае поправки включают статистические, расчётные и плановые.

Методика конструирования ГН была разработана для РДЦ (регионального диспетчерского центра) Новосибирской энергосистемы. Для оперативных планов конструирование ГН базируется на усреднении наблюдений за период от нескольких суток до месяца. Для повышения достоверности рассматривались 9 видов поправок (на температуру наружного воздуха, облачность, потери в сетях от транзита и собственные, частота, нагрузки для двух крупных потребителей, измерительные, прочие). Сравнительные оценки предложенной модели с практическими расчетами представлены в табл. 1.

Таблица 1. Частота погрешностей прогноза графика нагрузки, 2005 - 2007 гг.

Величины погрешностей		До 2 %	2 ...5 %	5...10 %	Выше 10 %
Частота погрешностей	По модели	175	140	21	0
	Из практики	142	115	79	0

Методика прогнозирования случайной составляющей ГН рассмотрена на примере ЗСЖД (Западно-Сибирской железной дороги), которая на 15...20 % определяет нагрузку системы. Нагрузка ЗСЖД зависит от 20...30 случайных факторов, поэтому для ее оценки использовался вероятностный анализ. Расчеты показали, что среднеквадратичные отклонения суточных мощностей за год составляют примерно 10 %. Из гистограммы частот получено, что 36 % отклонений мощности нагрузки от среднего значения принадлежит интервалу -10 %...0 %, а 34% интервалу 0 %...10 %. Самым «популярными» являются отклонения ± 10 % и 70 % отклонений укладывается в этот интервал.

Эти результаты показывают, что идея конструирования прогнозов электропотребления и графиков нагрузки на основе характерных процессов и параметров дает достаточно хорошие результаты по достоверности планов. Однако ее реализация требует компьютерных технологий для блока системы прогнозов.

Выводы

Низкая технико-экономическая эффективность режимов энергосистем отмечается во многих работах. Если не решать проблему автоматизации с помощью расчетов и создания современных компьютерных систем, предлагаемой в статье, то добиться изменения такого

положения нельзя. Современные компьютерные системы и информационные технологии позволяют решать такие информационные задачи, которые в прошлые годы только обсуждались. Создание блока системы прогноза – это возможность повышения эффективности режимов энергосистем.

Список литературы:

1. Автоматизация управления энергообъединениями. Под ред. Совалова С.А. - М.: Энергия, 1979г. - 422с.
2. Использование статистических моделей при краткосрочном прогнозировании электропотребления и графиков нагрузки ЭЭС / Т. А. Филиппова, А. Г. Русина, Ю. В. Дронова, Р. В. Зимин, Р. С. Калужный //Электрические станции. – 2008. – № 5. – С. 32-36.
3. Методика прогнозирования графика нагрузки энергосистемы Новосибирской области : отчёт о НИР / Новосиб. гос. техн. ун-т ; науч. рук. Т. А. Филиппова. – Новосибирск, 2007. – 181 с. – №01.2.007 07839.
4. Русина А.Г. Развитие теории и методологии анализа электроэнергетических систем для управления установившимися режимами : дис. ... док.техн.наук / Русина А.Г.. – Томск, 2013. – 196 с.
5. Филиппова Т. А. Модели и методы прогнозирования электроэнергии и мощности при управлении режимами электроэнергетических систем: монография / Т.А. Филиппова, А.Г. Русина, Ю.В. Дронова; Новосиб. Гос. Техн. Ун-т. – Новосибирск, 2009. – 368 с.

Использование энергетической установки для получения ультрадисперсных оксидов железа

Сивков А.А., Свечканева А.А.

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г.Томск
svechkanevaaa@mail.ru*

В последние два десятилетия в научной среде стремительно развивается исследование объектов с приставкой «нано». Многочисленное количество журналов публикующих различные статьи, а так же количество исследователей занимающиеся данной тематикой неуклонно растет.

Повышенный интерес к нанообъектам вызван обнаружением у них необычных физических и химических свойств, сравнимых со свойствами объемных материалов. Особое место занимают магнитные свойства, которые наиболее отчетливо проявляют различия между объемными материалами и наноматериалами. Изменяя размеры, форму, состав и строение наночастиц, можно в определенных пределах управлять магнитными характеристиками материалов на их основе.

Как правило, основными методами синтеза являются химические. Это требует определенных химических и временных ресурсов. Метод используемый в данной работе позволяет использовать энергетическую высоковольтную установку в получении ультрадисперсных оксидов железа, с помощью коаксиального магнитоплазменного ускорителя (КМПУ). В экспериментальных условиях рассматриваемая система на основе КМПУ позволяет производить за 1 час до 12 плазменных выстрелов с суммарным выходом УДП фракций до ~65 г.

Экспериментальные исследования проводятся на созданном экспериментальном стенде на основе секционного емкостного накопителя энергии 360 кДж. Струя истекающая в замкнутом объеме камеры-реактора (КР), генерируется импульсным сильноточным коаксиальным магнитоплазменным ускорителем (КМПУ) со стальными электродами [1]. Устройство КМПУ и схема питания от емкостного накопителя энергии (ЕНЭ) с емкостью батареи $C = 14,4$ мкФ и зарядным напряжением $U_{зар} = 4,0$ кВ, показаны на рис. 1.

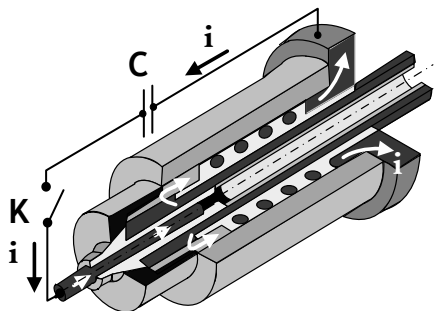


Рис.1. Устройство коаксиального магнитоплазменного ускорителя

Электрод-ствол изготавливается из отрезка стальной трубы с диаметром цилиндрического ускорительного канала (УК) $d_{ук} = 15$ мм и длиной $l_{ук} = 220$ мм. Давление воздушной атмосферы P_0 в КР составило 1,0 атмосферы.

В течении всего рабочего цикла происходит электроэрозионная наработка металла с поверхности УК.

Эродированный металл поступает в плазму разряда и выносится сверхзвуковой струей, распыляясь в КР с образованием ультрадисперсных порошков (УДП) оксидов железа.

В опытных условиях вскрытие КР и отбор синтезированного продукта производится через некоторое время после полного осаждения взвешенных в воздухе частиц на стенке КР, в нашем случае примерно через 16 часов.

Осциллограммы рабочего тока $i(t)$ и напряжения $U(t)$ на электродах ускорителя приведены на рисунке 2. По полученным данным с осциллограмм максимальные параметры: ток $I_m = 199$ кА, напряжение $U_m = 1,42$ кВ, мощность $P_m = 284$ МВт. Подведенная энергия составила $W_m = 60,6$ кДж.

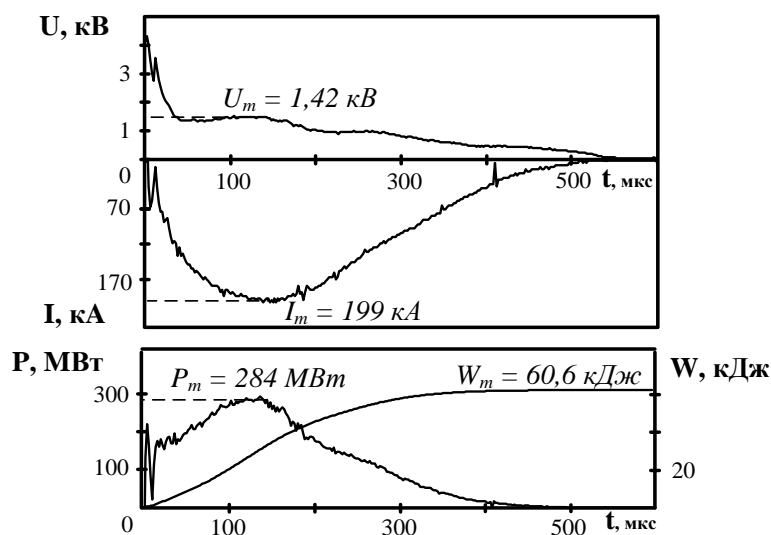


Рис.2. Осциллограммы рабочего тока $i(t)$ и напряжения $U(t)$, мощности $P(t)$ и энергии $W(t)$ на электродах ускорителя

Дисперсность, химический и фазовый состав порошкообразного продукта определяются составом первичных компонентов, энергетикой процесса, скоростью плазменного течения и скоростью разлета, охлаждения и закалки капель синтезированного материала. Собранный УДП сильно агломерирован не только за счет слабых ван-дер-ваальсовых сил, но и в силу магнитного взаимодействия ферромагнитных частиц оксидов железа.

На рисунке 3 приведены в сравнении характерные рентгеновские дифрактограммы УДП (дифрактометр Shimadzu XRD-6000).

Количественный структурно-фазовый анализ дифрактограмм (оценочного характера для гетерофазных систем) проведен с помощью программы полнопрофильного анализа PowderCell 2.4 и базы структурных данных PDF4+.

В расчетах наилучшие показатели сходимости достигаются при использовании структурных моделей кристаллических фаз оксидов железа: магнетит Fe_3O_4 (пространственная группа SG: Fd3m); маггемит $\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$ (SG: P 4_3 2_1 2); орторомбическая модификация $\varepsilon\text{-Fe}_2\text{O}_3$ (SG: P n a 2_1); гематит $\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$ (SG: R3c).

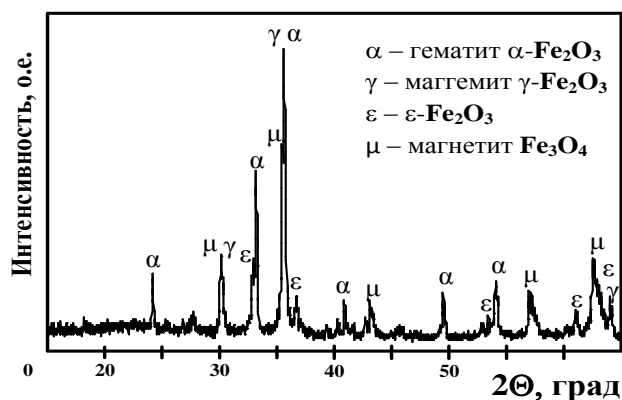


Рис.3. Характерная рентгеновская дифрактограмма УДП

Так же с помощью программы были рассчитано процентное содержание масс всех фаз. В таблице 1 приведены усредненные данные полнопрофильного рентгеновского структурно-фазового анализа УДП, полученных при разных P_0 . Видно, что для всех УДП имеет место сравнимое массовое соотношение четырех кристаллических фаз.

Таблица 1. Процентное содержание масс по данным рентгеновского анализа

Фаза		Пространственная группа	Кривая №1	
MAGNETIT	Fe ₃ O ₄	Fd3m	11,9	86,8
MAGHEMITE	γ-Fe ₂ O ₃	P 4 3 2 1 2	45,5	
EPSILON	ε-Fe ₂ O ₃	P n a 2 1	29,4	
HEMATIT	α-Fe ₂ O ₃	R3c	13,5	

В отличие от стабильных фаз магнетита, маггемита и гематита, широко распространенных в природе и легко синтезируемых как в крупнокристаллическом, так и в наноразмерном состоянии, орторомбическая модификация ε-Fe₂O₃ метастабильна. К настоящему времени эта фаза получена только с помощью химического метода (золь-гель технологии) и стабилизируется лишь в наноразмерном состоянии.

Оксиды железа имеют достаточно широкий спектр применений. Такие как электроника (спинтроника), биомедицина (направленный транспорт лекарственных средств с помощью внешнего магнитного поля, магнитно-резонансные контрастные средства для магнитно-резонансной томографии, гипертермия), в том числе и для записи и хранения информации в запоминающих устройствах, радиопоглощающие материалы, или как адсорбент для очистки загрязненных сточных вод [2-4]. Возможно и применение в водородной энергетике, как материал для электролиза воды, используя малые токи оксида железа [5].

В представленной работе показана возможность прямого плазмодинамического синтеза ультрадисперсных гетерофазных порошков оксидов железа принципиально новым высокоэффективным способом.

Список литературы:

1. Патент 2243474 РФ. МКИ 7F41В 6/00. Коаксиальный ускоритель/ Д.Ю.Герсимов, А.А.Сивков. – Приор.31.07.2003; Оpubл.27.12.2004, Бюл.№36
2. Губин С.П., Кокшаров Ю.А., Хомутов Г.Б., Юрков Г.Ю. Магнитные наночастицы: методы получения, строение и свойства// Успехи химии-2005-74(6), с.539-574
3. Осипов В.В., Платонов В.В., Уймин М.А., Подкин А.В. Лазерный синтез нанопорошков магнитных оксидов железа// Журнал технической физики -2012- т. 82, вып.4, с.123-129
4. Гусев А.И. Наноматериалы, наноструктуры, нанотехнологии// М.: ФИЗМАЛИТ. – 2009.
5. <http://pronedra.ru/alternative/2013/02/04/solnechnie-paneli/>

Определение качества работоспособности технических объектов

Сенкевич И.В.

Кавминводский институт (филиал) Южнороссийского государственного политехнического университета (НПИ) им. М.И. Платова, Россия, г. Георгиевск

senkevich.gti@mail.ru

Техническое состояние объекта определяется способностью выполнять функции, заложенные при проектировании. Эти функции отражаются в технической документации в виде качественных или количественных характеристик. В большинстве документах приводятся значения выходных характеристик объектов или отдельных элементов системы, что позволяет производить оценку технического состояния объекта по отклонениям выходных характеристик от заданных техническими условиями.

Определение технического состояния объекта является начальной процедурой процесса диагностирования. Для множества работоспособных состояний непрерывных объектов, как правило, допускается некоторый разброс параметров и характеристик, поскольку на практике оказывается допустимой некоторая неточность в выполнении рабочих функций. Например, напряжение в сети электроснабжения не должно выходить за пределы, установленные техническими условиями. Если оно меньше допустимого, то может произойти сбой в работе оборудования потребителей, а если больше, то произойдет перегрузка оборудования, или резкое уменьшение надёжности работы.

Иными словами, для проверяемых параметров устанавливаются опытом или расчетом эксплуатационные допуски, определяющие область работоспособности (рис.1). Следовательно, условием работоспособности является нахождение проверяемых параметров в пределах установленных допусков. В простейшем случае можно использовать разбиение состояний объекта на два класса: норма – не норма, как показано на рис.1.

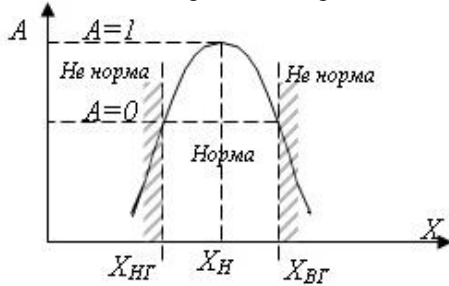


Рис.1. Зависимость функции качества функционирования A от отклонения параметра ΔX

Показатель качества функционирования A не имеет четкой функциональной зависимости от отклонения параметра ΔX, поэтому его количественный эквивалент принимается по правилам нечеткого множества.

Как правило, не все работоспособные состояния в пределах установленных допусков равноценны. Можно предположить, что чем дальше состояние объекта от границ области работоспособности, т.е. допуска, тем меньше вероятность того, что объект в ближайшее время потеряет работоспособность. Таким образом, удаление значения показателя от границы области повышает степень работоспособности объекта. Наоборот, приближение значения диагностического показателя к границе этой области уменьшает запас и снижает степень работоспособности.

Количественная оценка степени работоспособности в пределах граничных значений параметра может быть дана на основе базовых понятий нечеткой логики. На первом этапе при оценке нечеткого множества производится определение функции принадлежности. Значение функции принадлежности $\mu_A(x)$ указывает степень (или уровень) принадлежности элемента x к подмножеству A, т.е. перевод значений функции в нечеткий формат. Подробно определение функции принадлежности рассматривается в работах [1,2].

Степень принадлежности – это не вероятность, т.к. неизвестна функция распределения. Так, если взять из рассмотренного ранее примера по влиянию уровня напряжения на работоспособность источника питания два взаимоисключающих события: работоспособен – неработоспособен, и присвоить им некоторые ранги, то приняв нечеткое множество нормированным, сумма этих рангов будет равна 1. Т.е. значение функции принадлежности A(x) могут быть взяты для максимальной степени работоспособности равной A(x)=1, а для неработоспособного состояния A(x)=0.

Функция принадлежности может быть принята также из других предположений, например, из априорных знаний, интуиции (опыта), опроса экспертов. В работе [3] предлагается использовать треугольную функцию принадлежности.

Количественную оценку для такой функции принадлежности произвести достаточно просто, если состояние объекта оценивается одним диагностическим показателем. Тогда наивысшая степень работоспособности оценивается как 1, для номинального значения диагностического показателя, и 0, если показатель достиг граничного допустимого значения.

Таким образом, степень работоспособности объекта по одному диагностическому показателю:

$$C_i = \frac{|X_i - X_{i\text{гран}}|}{\Delta_i}, \text{ о.е.}$$

где C_i – степень работоспособности; X_i – текущее значение диагностического показателя; $X_{i\text{гран}}$ – граничное значение диагностического показателя;

$X_{iН}$ – номинальное значение диагностического показателя; Δ_i – допустимое отклонение диагностического показателя от номинального значения $\Delta_i = |X_{iН} - X_{i\text{гран}}|$.

Определение степени работоспособности по одному диагностическому показателю встречается редко, однако вариант контроля по одному параметру является базовым при определении степени работоспособности по нескольким параметрам для сложных объектов.

Одним из методов решения задачи многопараметрического контроля в теории управления является скаляризация вектора параметров состояния в виде взвешенной суммы:

$$M(x) = \sum_{i=1}^l q_i C_i(x),$$

где x – вариант использования средств управляемой системы; $C_i(x)$ – значение i -го параметра целеполагания, зависящее от x ; q_i – весовая функция i -го параметра, отражающая неравнозначность вклада x_i в решении общей задачи.

Предложенная модель определения обобщающего показателя степени работоспособности имеет явные недостатки:

- снижение степени работоспособности по одному из диагностических параметров системы до 0 не снижает обобщающий показатель до 0, несмотря на то, что в данном варианте один из параметров имеет недопустимые отклонения за границу допуска и поэтому приводит к отказу системы или браку в конечном продукте;

- низкие показатели степени работоспособности по всем параметрам увеличивают обобщающий показатель вследствие суммирования, хотя в данном случае происходит снижение степени работоспособности объекта.

Предлагается изменить модель скаляризации обобщающего показателя так, чтобы учесть следующие очевидные условия:

- если показатель степени работоспособности хотя бы по одному из диагностических параметров равен 0, то и обобщающий показатель также должен быть равен 0;

- снижение показателя степени работоспособности по одному из параметров, т.е. $C_i < 1$ должно уменьшать обобщающий показатель в соответствии с неравнозначностью вклада этого параметра, в обобщающий показатель степени работоспособности.

Решение этого условия предложено в работе [3].

Определяется значение $M(\Xi)$ как отношение двух чисел $M(\Xi) = N(\Xi) / Z(\Xi)$.

Принимается произвольное число $N(\Xi)$ такое, что;

$$N(\Xi) = \left(\sum_{i=1}^n a_i \left[\frac{\xi_i - \xi_i^2}{\Delta_i} \right]^p \right)^{1/p},$$

где $p = 1, 2, \dots$ – произвольное число; a_i – весовой коэффициент; ξ – диагностический параметр.

В частных случаях :

$$\text{при } p = 1, N(\Xi) = \sum_{i=1}^n a_i \left[\frac{\xi_i - \xi_i^2}{\Delta_i} \right] \text{ – взвешенная сумма;}$$

$$\text{при } p = 2, N(\Xi) = \sqrt{\sum_{i=1}^n a_i \left[\frac{\xi_i - \xi_i^2}{\Delta_i} \right]^2} \text{ – среднеквадратичное отклонение.}$$

Определяется произведение:

$$Z(\Xi) = \prod_{i=1}^n \left[\frac{\xi_i - \xi_i^2}{\Delta_i} \right]^{q_i},$$

где q_i – произвольное число.

Тогда $M(\Xi)$ при стремлении значения параметра $\xi_i \rightarrow \xi_i^2$ к граничному будет стремиться к

бесконечности, так как значение числителя при малых величинах $[\xi_i \rightarrow \xi_i^2]$ будет выше (они складываются), чем знаменателя (умножаются малые величины).

С учетом этого можно определить обобщающий показатель степени работоспособности:

$$C(\Xi) = 1 / M(\Xi),$$

которая при изменении диагностических параметров будет изменяться в пределах $[C_{\max}, 0]$.

Нетрудно отметить неопределённость в предложенной методике, тем не менее, условия по которым должен быть составлен обобщающий показатель качества работоспособности остаются правильными.

Наиболее подходящей моделью для учета поставленных выше условий является модель на основе определения результирующего сопротивления параллельно соединенных резисторов:

$$C = \frac{1}{\frac{1}{C_1} \cdot a_1 + \frac{1}{C_2} \cdot a_2 + \dots + \frac{1}{C_n} \cdot a_n},$$

где C_i – показатель степени работоспособности по i -му параметру; a_i – весовая функция соответствующего параметра.

Коэффициент a должен быть нормирован, т. е. должно выполняться условие:

$$\sum_{i=1}^n a_i = 1; \quad a_i > 0; \quad (i = \overline{1, n}).$$

Нетрудно убедиться, что данная модель удовлетворяет вышеуказанным условиям. Если по одному из параметров степень работоспособности равна 0, то степень работоспособности объекта в целом также равна 0. В ситуации, когда для всех параметров $C_i = 1$, то для объекта в целом $C = 1$ – работоспособность наивысшая.

Основную трудность при определении обобщающего показателя степени работоспособности представляет объективное определение весовых функций a_i , параметров функционирования объекта.

Для определения весовой функции могут быть использованы разные подходы: вероятностный, статистический, стоимостной – по затратам на возмещение ущерба от попадания данного параметра за границы допуска, временной – на устранение нештатной ситуации, вызванной отклонением данного параметра и т.п. Выбор конкретного подхода для определения весовой функции зависит от возможности получения соответствующей информации.

В работах [4,5] предлагаются различные методики для определения весовых функций диагностических параметров.

Наиболее простыми являются статистические методы, суть которых заключается в приравнивании показателей весовых функций к доле дополнительных затрат на устранение причин, связанных с отклонениями соответствующих параметров за установленные допуски, или по вероятностям отказов оборудования по тем же причинам.

Показатель степени работоспособности может использоваться как критерий оценки состояния объекта, особенно при использовании ЭВМ для централизованного контроля и управления электроэнергетическими системами, а также для прогнозирования состояния объекта в процессе эксплуатации.

Список литературы:

1. Алтунин А.Е., Семухин М.В. Модели и алгоритмы принятия решений в нечетких условиях: Монография. Тюмень: Издательство Тюменского государственного университета, 2000. - 352 с.
2. Круглов В.В., Дли М.И. Интеллектуальные информационные системы: компьютерная поддержка систем нечеткой логики и нечеткого вывода. М.: Физматлит, 2002. - 256 с.
3. Калявин В.П., Рыбаков Л.М. Надежность и диагностика электроустановок: Учебное пособие. /Мар.гос.ун-т.- Йошкар-Ола.- 2000.- 371 с.:илл.
4. Аналитический метод определения весовых показателей. Интернет. <http://rusfolder.com/28940219>.
5. Викторова Е.В. Применение нечетких нейронных сетей для технической диагностики дорожных машин. Вестник ХНАДУ, вып. 56, 2012. с 98.

Выбор оптимальной схемы распределительной сети

Скляр Ю.С.

*Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И.Платова,
Кавминводский институт (филиал) Россия, г. Георгиевск*

sklv@mail.ru

Задача выбора оптимальной конфигурации электрической сети остаётся актуальной до настоящего времени, не смотря на большое число работ, появившихся по этой проблеме за последние полвека. Причиной этого является тот факт, что несмотря на кажущую простоту задача выбора оптимальной конфигурации сети очень сложная в математическом отношении. Функция приведённых расчётных затрат на сооружение и эксплуатацию сети многоэкстремальна и имеет разрывы первого рода в начале координат по переменным – мощностям линий. В состав

переменных этой функции входят непрерывные переменные – потоки мощности по линиям, дискретные переменные – сечения линий, и, наконец, структурная переменная – граф сети. Эти обстоятельства вынуждают проектировщиков использовать различные приближённые схемы, адекватность и точность которых трудно проверить. В настоящей статье предлагается метод решения задачи для разомкнутой сети типа дерева с одной точкой питания. Метод основан на идеях динамического программирования и, по крайней мере для сетей такого типа, даёт абсолютный минимум целевой функции.

Рассматривается сеть с одной точкой питания (ГПП) и одного номинального напряжения, к которой необходимо присоединить n трансформаторных подстанций (ТП) с заданной нагрузкой $P_i, i=1,2,\dots,n$. Задача решается при следующих ограничениях:

- места размещения ТП, а также возможные трассы линий заданы;
- разветвления сети возможны только на ТП, все линии одноцепные.
- критерием оптимальности является минимум функции приведённых расчётных затрат на сооружение и эксплуатацию сети.

Граф, который включает все возможные к сооружению линии, образует полный граф исходной сети. Основная трудность выбора оптимальной конфигурации сети среди линий полного графа состоит в том, что одновременно необходимо выбирать как конфигурацию сети, так и сечения линий. Исключим из числа искомого переменных задачи сечения линии, используя метод подоптимизаций. Для каждой возможной линии определим её тип и для каждого сечения стандартного ряда этого типа линии найдем функцию приведенных расчётных затрат. Пусть стандартный ряд содержит n сечений $q_m, m = 1,2,\dots,n$, причём $q_m < q_{m+1}$. Можно показать, что при обычных допущениях расчётные затраты в линию сечением q_m имеют вид

$$Z_m = a_m + b_m P^2, \quad m = 1,2,\dots,n,$$

где P – активная мощность линии.

Построим на одном чертеже в осях (Z, P) графики функций расчётных затрат для всех сечений линий данного типа. Точки пересечения кривых определяют интервалы, внутри каждого из которых оптимальным является соответствующее сечение (рис.1). Но главным результатом является тот факт, что нижняя огибающая всех кривых есть зависимость расчётных затрат от мощности линии данного типа при условии, что сечения выбраны оптимально. Назовём её функцией оптимальных расчётных затрат.

В дальнейших расчётах каждый тип линии представлен своей функцией оптимальных расчётных затрат, а сечения линии исключаются из числа переменных задачи. В этом и состоит метод подоптимизаций.

Функцию оптимальных расчётных затрат достаточно точно можно аппроксимировать :

$$Z(P) = a + bP \quad \text{при } P > 0,$$

$$Z(P) = 0 \quad \text{при } P = 0.$$

Здесь a – постоянные затраты не зависящие от потока по участку сети, b – удельные затраты на единицу потока.

Проверочные расчёты, выполненные для воздушных ЛЭП 35 -220 кВ с опорами различных типов показали, что погрешность аппроксимации нигде не превышала 5% во всём диапазоне допустимых мощностей для ЛЭП данного типа.

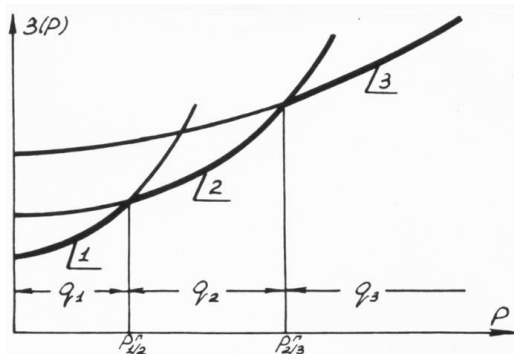


Рисунок 1.- Функция оптимальных расчётных затрат

В качестве критерия оптимальности обычно принимают суммарные расчётные затраты на всю сеть.

$$Z(P) = \sum Z_i(P_i)$$

Основная трудность в решении задачи состоит в том, что функция $Z(P)$ разрывна в начале координат. Поэтому методы линейного и нелинейного программирования не работают. Можно предложить оригинальный метод, использующий идеи динамического программирования. Принцип оптимальности динамического программирования в терминах поставленной задачи можно сформулировать следующим образом.

Обозначим через $Z_{kO}(P)$ расчётные затраты по оптимальному присоединению k -го потребителя к источнику питания. Тогда оптимальное присоединение $k+1$ -го потребителя определяется из условия

$$Z_{k+1,O}(P) = \min(Z_{k+1}(P) + Z_{kO}(P)).$$

Построение оптимального графа сети начинается с построения начального оптимального фрагмента. В качестве начального фрагмента примем граф, полученный на пересечении кратчайшей сети и радиальной схемы. Можно доказать, что он входит в качестве частичного в оптимальный гриф. Среди ТП, не вошедших в построенный начальный фрагмент выберем ближайшую к нему по длине трассы. Пусть это будет ТП с номером 1. Соединим её линиями с каждой узловой точкой фрагмента и с источником. Предположим, что таких точек $m+1$ (0,1,2,...,m), причем индекс 0 присвоим источнику питания. Полученная схема представлена на рисунке 2.

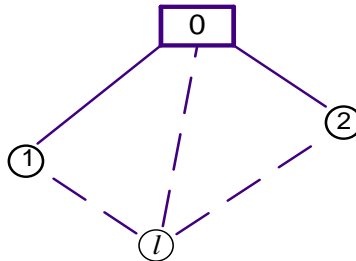


Рис. 2. - Присоединение точки 1 к начальному фрагменту.

Для каждого способа присоединения точки 1 запишем выражение расчетных затрат, которые для линии 1-0 будут вид

$$Z_{10}(P) = a_{10} + b_{10} P,$$

а для остальных линий

$$Z_{ij}(P) = a_{ij} + (b_{ij} + b_{10}) P, \quad i=1,2,\dots,m$$

Расположим возможные способы присоединения точки 1 в порядке возрастания a_i , $i=0,1,\dots,m$. Пусть для простоты это будет порядок, обратный введенной нумерации, то есть $a_{1n} < a_{1,n-1} < \dots < a_{10}$ и построим на одной координатной плоскости расчетные затраты $Z_{1i}(P)$, $i=0,1,\dots,m$. Соответствующие построения для $m=3$ представлены на рисунке 3.

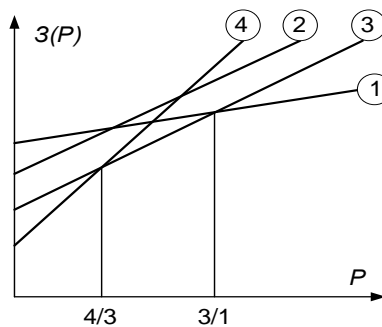


Рисунок 3. - Интервалы оптимальности вариантов присоединения.

Очевидно, что на интервале потока $0-4/3$ вариант 4 имеет минимальные расчетные затраты, на интервале $4/3-3/1$ таким свойством обладает вариант 3, а на интервале $3/1-\infty$ вариант 1. Назовем эти интервалы интервалами оптимальности подключения. Их последовательность задает оптимальный способ подключения точки 1 в зависимости от ее нагрузки. Заметим, что нижняя огибающая всех прямых есть зависимость оптимальных расчетных затрат на присоединение точки 1 от ее нагрузки. Обозначим эту зависимость через $Z_{1O}(P)$. Отметим так же, что прямая

32(P) проходит выше оптимальных расчетных затрат и, следовательно вариант 2 должен быть исключен из дальнейшего рассмотрения.

Рассмотрим следующую точку k и соединим ее со всеми точками фрагмента, в том числе с точкой l . Для линий $k-i$, $i=0.1\dots m$, $i \neq l$ расчетные затраты определяются аналогично предыдущему, а именно

$$Z_{ko}(P) = a_{ko} + b_{ko} P,$$

$$Z_{ki}(P) = a_{ki} + (b_{ki} + b_{io}) P, \quad i=1.2,\dots,m, i \neq l.$$

Что касается соединения $k-l$, то здесь возможен $m+1$ вариант, так как сама точка l может быть присоединен к точкам $0,1,\dots, m$ посредством $m+1$ различных вариантов. Но для точки l построен оптимальный способ присоединения в зависимости от нагрузки. Поэтому, зная суммарный поток $P_l + P_k$, можно выбрать интервал оптимальности и способ оптимального подключения точки l при условии, что новая нагрузка в точке l будет равна $P_l + P_k$. Вполне возможно, что это будет другой способ подключения точки l , но он будет оптимален для случая питания точки k через точку l . Более того, изменяя P_k , можно построить интервалы оптимальности присоединения точки k . В этом собственно и заключается основная идея дискретного варианта принципа оптимальности, позволяющая на каждом шаге решать задачу размерности не больше n . В результате для линии $k-l$ получаем расчетные задачи в виде

$$Z_{kl}(P) = a_{kl} + (b_{kl} + b_{li} + b_{lo}) P$$

для индекса i , определенного согласно величине $P_l + P_k$. После этого для точки k строятся интервалы оптимальности, функция $Z_{ko}(P)$ и последовательно, определяется стратегия присоединения точки k в зависимости от ее нагрузки. Этот процесс продолжается до тех пор, пока не будут исчерпаны все ТП. Изложенный алгоритм обеспечивает гарантированный абсолютный минимум целевой функции и, следовательно, построение оптимальной сети.

Исследование электрических и механических свойств изоляции современных эмалированных проводов

*Солдатенко Е.Ю., Леонов А.П., Ухов М.С.**

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

**ЗАО «Сибкабель», Россия, г. Томск*

Обмоточные провода являются одним из наиболее стабильно востребованных типов кабельно-проводниковой продукции. Доля производства данного вида проводов от общемирового составляет 15% [1], при этом значительная часть используется в качестве элемента системы изоляции электроэнергетического оборудования: обмотки электрических машин, трансформаторов, катушек реле и т.д. В настоящее время наиболее широко применяются обмоточные провода с эмалевой изоляцией. Известен тот факт, что надежность изоляции таких проводов во многом определяет надежную работу самого электрооборудования. В связи с этим, потребителям необходимо знать характеристики обмоточных проводов в целях их правильного и наиболее эффективного использования в изделиях. С одной стороны, к данному моменту времени, существует достаточное количество методов, позволяющих провести всесторонние испытания эмали провода на стойкость к различным нагрузкам, с другой – накопленный практический опыт показывает в ряде случаев неоднозначность применяемых критериев оценки [2], недостаточность практических рекомендаций по применению эмалированных проводов в условиях использования системы частного управления с широтно-импульсной модуляцией [3].

В работе проведено комплексное определение электрических и механических свойств изоляции ряда марок эмалированных проводов, представленных на современном рынке кабельно-проводниковой продукции: ПЭТВ-2, ПЭЭА-155, ПЭТ-155, ПЭФД2-200, ПЭТД-180, ПЭТД2К-180.

Механические свойства изоляции оценивались стандартными и оригинальными методами: истирание иглой и путем определения дефектности в электролите. Электрические – определением пробивного напряжения, а также среднего времени до пробоя при выдержке в среде действия поверхностных (коронных) разрядов. Образцы испытывались в состоянии поставки и после механических воздействий: растяжения, навивания на металлический стержень. Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

1. Наиболее адекватную оценку механической прочности дает оценка дефектности в электролите. В этом случае результат дает наглядную информацию о начальном числе повреждений и о стойкости пленки эмали к механическим воздействиям. Определение числа

двойных ходов иглы до истирания эмали провода имеет большой статистический разброс. Помимо этого, при испытаниях задействован небольшой участок изоляции, что так же сказывается на объективности результатов испытаний.

2. Определения способности эмалированных проводов выдерживать электрические перегрузки в условиях системы частотного управления необходимо оценивать путем проведения высокочастотных импульсных испытаний. Критерий: среднее время до пробоя образца провода. В этом случае создаются условия, подобные условиям работы реальных обмоток: температура класса нагревостойкости, коронные разряды по поверхности образца провода (наибольшая стойкость у провода марки ПЭТД2К-180).

3. Лучшими характеристиками из исследованных образцов обладает ПЭТД2К-180, провод этой марки рекомендуется к применению в обмотках электрических машин с частотным управлением.

Список литературы:

1. Г.И. Мещанов, И.Б. Пешков Анализ основных тенденций в развитии мирового производства кабелей и проводов // Кабели и провода. - 2012. - № 4. – С. 3–8
2. А.В. Андрианов, В.К. Андрианов, Е.В. Быков Пробивное напряжение как критерий годности обмоточных проводов // Кабели и провода. - 2011. - № 6. – С. 17–20
3. Ю.П. Похолков, А.П. Леонов, А.А. Коробцов Изоляция обмоток низковольтных асинхронных двигателей в условиях применения системы частотного управления// Электричество. - 2012. - № 6. – С. 3–8

Энергоэффективность двенадцатипульсовой кольцевой схемы выпрямления

Степанов А.А.

ФГБОУ ВПО Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск, stepanov-ngtu@mail.ru

В мощных выпрямительных установках находят применение шестипульсовые и двенадцатипульсовые схемы выпрямления. Для снижения амплитуды пульсаций выпрямленного напряжения и улучшения гармонического состава тока, потребляемого из сети более эффективны двенадцатипульсовые схемы выпрямления. Наиболее распространенной схемой выпрямления у современных тяговых подстанций систем тягового электроснабжения постоянного тока это выпрямительные схемы на базе последовательно соединенных трехфазных мостов.

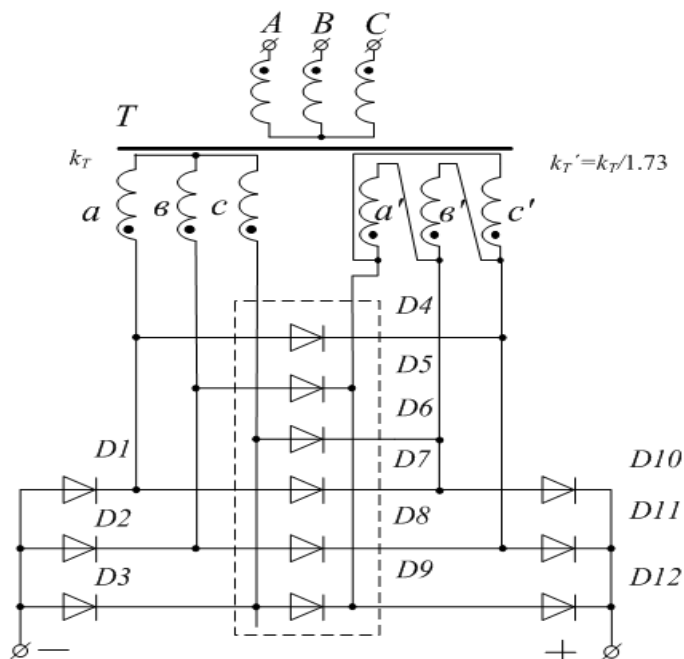


Рис.1. Двенадцатипульсовая кольцевая схема выпрямления

Мосты питаются от отдельных вторичных обмоток трансформатора, одна из которых соединена в треугольник, а другая — в звезду. За счет сдвига фаз между одноименными линейными напряжениями вторичных обмоток на угол $\pi/6$ обеспечивается режим выпрямления $m = 12$, что обеспечивает весьма низкий коэффициент пульсаций выпрямленного напряжения (1,4% по основной гармонике). Ток, потребляемый из сети, содержит только гармоники с номерами $12n \pm 1$, где $n = 1, 2, 3, \dots$, поэтому доля высших гармоник в сетевом токе невелика (9,1% для 11-й гармоники и 7,7% для 13-й гармоники) [1,2].

Существенным недостатком такой схемы является пониженный КПД, поскольку выпрямленный ток протекает через четыре последовательно соединенных вентиля, создавая прямое падение

напряжение и потери мощности на каждом из них. С целью повышения КПД выпрямительной установки предлагается соединенные друг с другом анодную группу вентилей одного моста и катодную группу вентилей второго моста заменить кольцевым соединением этих вентилей [3]. При этом схема приобретает вид, показанный на рис.1. Произведенная замена не отражается на работе секций. Мгновенные значения выпрямленного напряжения для каждой секции представляют собой огибающие соответствующей шестифазной системы линейных ЭДС. Суммируясь на участке нагрузки, они дают двенадцатифазную кривую выпрямленного напряжения, порядок формирования пульсаций на основе индексации линейных напряжений вентильных обмоток представлены на рис.2. где приведен пример формирования первой (s1) и седьмой (s7) пульсаций, а среднее значение выпрямленного напряжения равно:

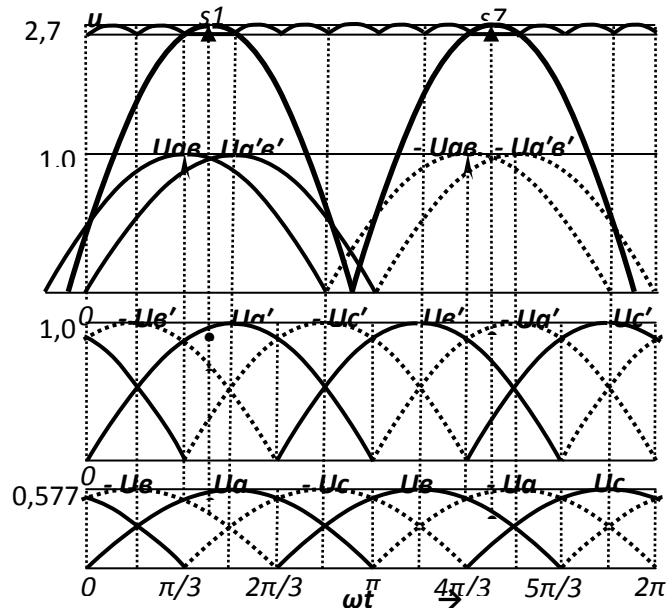


Рис.2. Формирование результирующих напряжений (на примере s1 и s7)

$$U_d = \frac{6\sqrt{2}}{\pi} U_{2л} \approx 2,70U_{2л}.$$

Порядок работы вентилей катодной и анодной групп остается таким же, как и в исходной схеме. Угол проводимости для них составляет $\lambda = 2\pi/3$, а средние и действующие значения токов равны соответственно:

$$I_{Vcp} = I_d/3 \text{ и } I_V = I_d/\sqrt{3} \approx 0,577I_d$$

Таким образом, углы проводимости вентилей кольцевого коммутатора неодинаковы. Для вентилей с нечетными номерами угол проводимости равен $\lambda = \pi/6$, а для вентилей с четными номерами $\lambda = 2\pi/2$. Соответственно, различаются средние и действующие значения токов вентилей. Для вентилей с нечетными номерами они равны $I_{Vcp} = I_d/12 \approx 0,083I_d$ и $I_V = I_d/\sqrt{3} \approx 0,289I_d$, а для вентилей с четными номерами $I_{Vcp} = I_d/4 = 0,25I_d$ и $I_V = I_d/24 = 0,5I_d$. Нетрудно заметить, что эти значения ниже, чем для вентилей катодной и анодной групп. Это является дополнительным преимуществом схемы, поскольку вентили кольцевого коммутатора выбираются на меньший ток. Описанный выше принцип работы схемы может быть проиллюстрирован также и с помощью метода векторных вращающихся диаграмм для анализа схем выпрямителей разработан топологический метод [4,5], в котором каждое результирующее выпрямляемое напряжение вентильных обмоток рассматривается как максимально возможная разность потенциалов на топографической потенциальной плоскости, содержащей развернутые во времени (вращающиеся) векторные диаграммы систем напряжений вентильных обмоток. Для проведения топологического анализа необходимо одну трёхфазную систему напряжений например звезда взять за основу вокруг которой вторая трёхфазная система напряжений треугольник вращается по часовой стрелке все это представлено на потенциальной плоскости которая отображена на рис. 3.

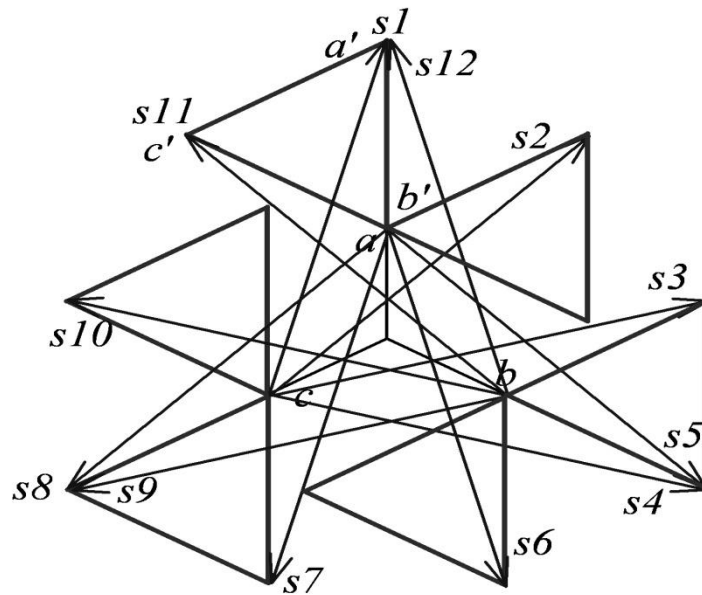


Рис. 3. Развёрнутые (вращающиеся) векторные диаграммы систем напряжений вентильных обмоток 12-пульсного выпрямителя.

Кривая выпрямленного напряжения на нагрузке формируется симметричной двенадцатифазной системой напряжений, которая получается в результате сложения линейных напряжений обмотки, соединенной в звезду с соответствующими линейными напряжениями обмотки, соединенной в треугольник, таким образом, формируются 12 пульсаций обозначенные векторами (s1-s12). Под действием напряжений обусловленных векторами формирующими эти пульсации, ток нагрузки протекает только по трем вентилям. В любой момент времени ток протекает через три последовательно соединенных вентиля, что обеспечивает повышенный КПД по сравнению с традиционной схемой. Обратные напряжения на вентилях катодной и анодной групп имеют ту же форму, что и в трехфазной мостовой схеме [1,2], а их максимальное значение равно амплитуде линейного напряжения обмоток:

$$U_{vm} = \sqrt{2} U_{2n} = \frac{\pi}{6} \approx 2,732 U_d \approx 0,524 U_d.$$

Максимальное обратное напряжение на вентиле кольцевой группы равно:

$$U_{vm} = 2\sqrt{2} U_{2n} \cos \frac{\pi}{12} \approx 2,732 U_{2n} \approx 1,012 U_d.$$

Расчет трансформатора производится, как и для традиционной двенадцатифазной последовательной схемы. Действующие значения фазных токов для обмотки соединенной в звезду $I_2 = 0,817 I_d$, а для обмотки, соединенной в треугольник $I_2 = 0,471 I_d$. Расчетные мощности этих обмоток одинаковы: $S_2 = S'_2 = 0,524 P_d$. Суммарная мощность вторичных обмоток равна $S_2 \Sigma = 1,05 P_d$.

Действующее значение тока первичной обмотки равно:

$$I_1 = 1,577 kT I_d;$$

где kT — коэффициент трансформации, определенный для вторичной обмотки трансформатора, соединенной в звезду. (для вторичной обмотки трансформатора, соединенной в треугольник, коэффициент трансформации равен $kT \square \square \frac{kT}{1,73}$).

Расчетная мощность первичной обмотки равна $S_1 = 1,012 P_d$ и типовая мощность трансформатора, определяемая как среднее арифметическое расчетных мощностей его обмоток, равна $ST = 1,03 P_d$. Коммутация вентилей в схеме происходит точно так же, как и в трехфазной мостовой схеме. Коммутирующим напряжением является линейное напряжение соответствующей обмотки. За период частоты питающей сети в каждой вторичной обмотке происходит шесть коммутаций. При этом в трех коммутациях участвуют вентили катодной (или анодной для обмотки, соединенной в звезду) группы и в трех коммутациях — вентили кольцевой группы.

Коммутационные потери напряжения на каждом интервале коммутации будут такими же, как и трехфазной мостовой схеме. Таким образом, среднее значение коммутационных потерь напряжения будет вдвое больше, чем в трехфазной мостовой схеме, но и среднее значение выпрямленного напряжения в рассматриваемой схеме вдвое выше. Следовательно, уравнение внешней характеристики выпрямителя будет иметь тот же вид, что и в трехфазной мостовой схеме:

$$U_d = U_{d0} - X_a I_d,$$

где X_a — индуктивное сопротивление рассеяния обмотки трансформатора.

По результатам анализа определено, что режимы работы трансформаторов в кольцевых и мостовых 12-пульсных выпрямителях последовательного типа идентичны. Таким образом 12-пульсная кольцевая схема выпрямления имеет низкий коэффициент пульсаций выпрямленного напряжения, хороший гармонический состав тока, потребляемого из сети и низкую типовую мощность трансформатора и обладает существенным преимуществом: более низкое прямое падение напряжения на вентилях, а шесть диодов вентильного кольца имеют меньшие анодные токи, что снижает общую мощность потерь в вентильной схеме на четверть. Применение диодов с высоким классом по напряжению позволяет снизить мощность потерь и в мостовых и в кольцевых схемах за счет уменьшения числа диодов в плече, но и в этом случае мощность потерь на 25% меньше у кольцевых выпрямителей.

Список литературы:

1. Попков О. З. Основы преобразовательной техники : учеб. пособие для вузов / О. З. Попков.— М.: Изд-во МЭИ, 2005. — 200 с.
2. Беркович Е. И. Полупроводниковые выпрямители / Е. И. Беркович, В. Н. Ковалев, Ф. И. Ковалев и др.; ред.: Ф. И. Ковалев, П. П. Мосткова. — 2-е изд., перераб. - М. : Энергия, 1978. — 447 с.
3. А. с. 995231 СССР Преобразователь m- фазного переменного напряжения в постоянное / Ю.В. Потапов // Открытия, изобретения, промышленные образцы, товарные знаки. — 1980.-№ 15.
4. Евдокимов С.А. Синтез схем многопульсных выпрямителей с естественной коммутацией. Материалы VIII Международной конференции «Актуальные проблемы электронного приборостроения»: в 7 т. Т. 6. — Новосибирск: НГТУ, 2006. - С 56 - 63.
5. Евдокимов С.А. Синтез схем выпрямления, основанный на топологии вращающихся систем напряжений вентильных обмоток / Г.Н. Ворфоломеев, С.А.Евдокимов, Н.И.Щуров и др. // Электротехника. 2006. - № 10. — С. 33 - 40.

Снижение потерь мощности в ЛЭП путем регулирования потока реактивной мощности

Степанов А.С., Калина Р.А., Амплеев А.Н.

*Северо-Кавказский федеральный университет, Россия, г. Ставрополь
stepas1955@mail.ru*

На основе уравнений длинной линии в работе [1] было получено расчетное выражение для определения потерь активной мощности в линиях электропередачи (ЛЭП):

$$\Delta P = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} H_{Ia} + U_2^2 H_{Ua} + P_2 H_{Pa} + Q_2 H_{Qa} \quad (1)$$

где P_2 , Q_2 , U_2 — активная и реактивная мощности и напряжение в конце электропередачи, а параметры H вычисляются по формулам:

$$\left. \begin{aligned} H_{Ia} &= \frac{Z_c}{2} (\operatorname{sh} 2\beta L \cos \xi - \sin 2\alpha L \sin \xi) \\ H_{Ua} &= \frac{1}{2Z_c} (\operatorname{sh} 2\beta L \cos \xi + \sin 2\alpha L \sin \xi) \\ H_{Pa} &= \operatorname{ch} 2\beta L \cos^2 \xi + \cos 2\alpha L \sin^2 \xi - 1 \\ H_{Qa} &= \frac{\sin 2\xi}{2} (\operatorname{ch} 2\beta L - \cos 2\alpha L) \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

Здесь: $\underline{Z}_c = Z_c (\cos \xi + j \sin \xi)$ – волновое сопротивление линии, L – длина ЛЭП, $\underline{\gamma} = \beta + j\alpha$ – коэффициент распространения электромагнитной волны.

В монографии [2] рассмотрена возможность снижения потерь мощности в ЛЭП за счет регулирования уровня напряжения и показано, что минимальных потерь мощности можно добиться, если изменять напряжение по следующему закону:

$$U_2 = \sqrt{k_U P_2},$$

где k_U – коэффициент, зависящий от конструктивных параметров электропередачи. В обозначениях работы [1] он равен

$$k_U = \sqrt{\frac{4H_{Ia}^2}{4H_{Ua}H_{Ia} - H_{Qa}^2}}$$

Однако, анализ такого регулирования напряжения, проведенный в [2], показывает, что данный подход малоэффективен из-за узости возможного диапазона изменения U_2 и несовершенства существующих средств регулирования (РПН автотрансформаторов). Отмечается, что «при существующих ограничениях диапазона изменения напряжения метод снижения потерь активной мощности путем регулирования напряжения в конце линии целесообразно применять только для протяженных линий ультравысокого напряжения. Однако и там могут возникать сложности с созданием необходимого оборудования. Для линий более низких классов напряжения применение этого метода представляется нецелесообразным» [2].

Рассмотрим возможности снижения потерь мощности в ЛЭП путем регулирования потока реактивной мощности, а не напряжения.

Анализ поведения параметров H в зависимости от длины электропередачи показывает, что первые три параметра из (2) всегда положительны и возрастают с ростом длины ЛЭП, а параметр H_{Qa} – всегда отрицателен и убывает с ростом длины электропередачи.

Как следует из уравнения (1), потери мощности в ЛЭП имеют два слагаемых, зависящих от потока реактивной мощности: одно – от квадрата Q_2 , другое – пропорциональное Q_2 . График зависимости потерь мощности ΔP от потока реактивной мощности Q_2 для ЛЭП 500 кВ длиной 500 км, выполненной проводом 3хАС-300 с погонными параметрами $g_0=0,033$ Ом/км, $x_0=0,31$ Ом/км, $g_0=3,6 \cdot 10^{-8}$ См/км, $b_0=3,97 \cdot 10^{-6}$ См/км, при нагрузке $P_2 = 500$ МВт показан на рисунке 1.

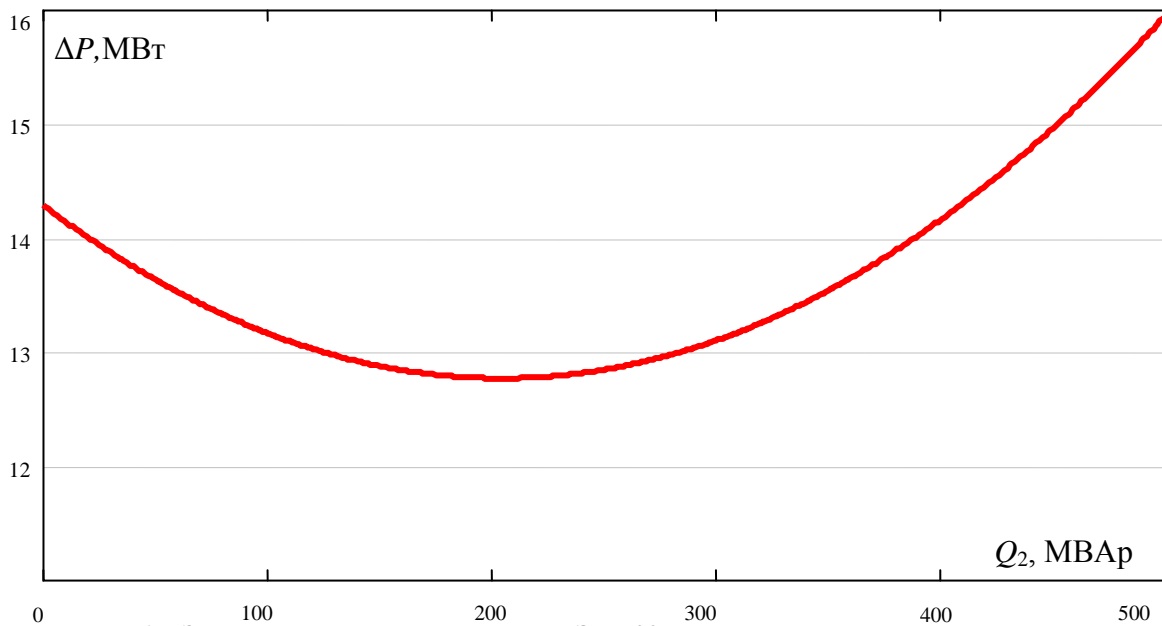


Рисунок 1 – Зависимость потерь мощности в ЛЭП 500 кВ от потока реактивной мощности

Из этого графика видно, что имеется некоторое оптимальное значение потока реактивной мощности, отличное от нуля, при котором потери мощности в ЛЭП минимальны. Взяв

производную от ΔP по Q_2 в уравнении (1) и приравняв ее к нулю, получим выражение для вычисления этого значения реактивной мощности:

$$Q_{2\text{опт}} = -U_2^2 \frac{H_{Qa}}{2H_{Ia}} \quad (3)$$

Из выражения (3) следует, что оптимальный поток реактивной мощности не зависит от передаваемой активной мощности, а определяется только уровнем напряжения и конструктивными характеристиками ЛЭП.

Исследование влияния на значение $Q_{2\text{опт}}$ изменения удельных параметров ЛЭП (r_0 , x_0 , g_0 , b_0) показало, что в рамках возможных пределов их изменения оптимальная реактивная мощность растет с ростом r_0 и b_0 и уменьшается с ростом x_0 и g_0 .

Для оценки эффективности поддержания в конце ЛЭП потока реактивной мощности на уровне $Q_{2\text{опт}}$ сравним этот режим с режимом полной компенсации реактивной мощности в конце ЛЭП, т.е. с режимом, характеризующимся значением $Q_2 = 0$.

Если в уравнение (1) вначале подставить значение $Q_2 = 0$, а затем – выражение для $Q_{2\text{опт}}$ из (3) и вычесть из первого результата второй, то получится выражение для разницы в потерях мощности между двумя рассматриваемыми режимами:

$$\delta P = \Delta P_0 - \Delta P_{\text{опт}} = U_2^2 \frac{H_{Qa}^2}{4H_{Ia}} \quad (4)$$

Из уравнения (4) следует, что выигрыш в потерях мощности оптимального режима по сравнению с режимом полной компенсации не зависит от передаваемой активной мощности, а, как и величина $Q_{2\text{опт}}$, определяется только уровнем напряжения и конструктивными характеристиками ЛЭП.

Если рассмотреть процент этого выигрыша δP от ΔP_0 , то для рассмотренной выше ЛЭП 500 кВ его зависимость от нагрузки P_2 имеет вид, показанный на рисунке 2. Как видно из графика, выигрыш в потерях мощности при поддержании потока реактивной мощности на уровне $Q_{2\text{опт}}$ по сравнению с режимом полной компенсации ($Q_2 = 0$) даже в самых нагруженных режимах составляет около 5 %.

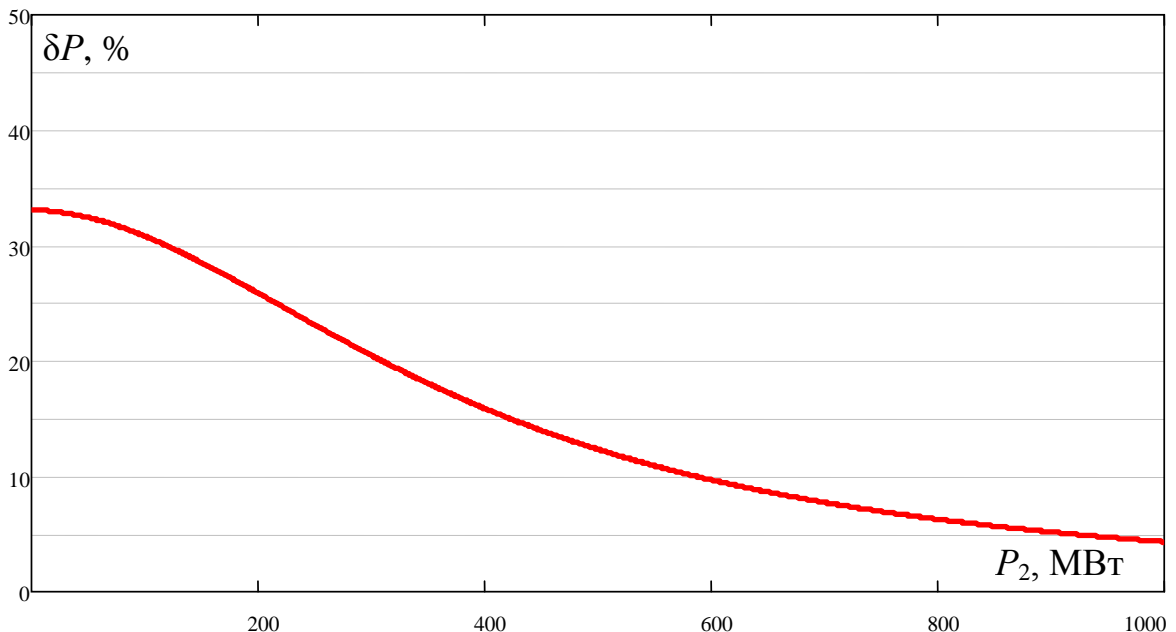


Рисунок 2 – Зависимость выигрыша в потерях мощности от нагрузки ЛЭП 500 кВ

В таблице приведены результаты расчетов рассмотренных в данной работе параметров для ряда ЛЭП разного номинального напряжения.

Таблица – Расчетные данные для ЛЭП

Уном, кВ	Марка провода	L, км	Q2опт, МВАр	δP, МВт
35	АС-70	30	0,05	0,000025
110	АС-240	80	1,35	0,0014
220	АС-240	120	7,54	0,017
330	2хАС-240	300	58,4	0,535
500	3хАС-300	500	224,4	3,03
750	4хАС-500	1000	851,1	13,98

Рассмотренные выше свойства потока реактивной мощности и его влияние на потери активной мощности в ЛЭП делают актуальным решение задачи управления этим потоком с целью минимизации потерь мощности и энергии. Как видно из данных, приведенных в таблице, оптимальное управление линиями электропередачи напряжением 330 – 750 кВ может обеспечить существенный эффект в снижении потерь мощности и энергии. Очевидно, что устройства, способные обеспечить управление потоком реактивной мощности с целью минимизации потерь, должны создаваться на принципах, характерных для так называемых «гибких линий» [3].

Список литературы:

1. Степанов А.С., Маругин В.И., Степанова А.А. О составляющих потерь мощности в линиях электропередач // Вестник СевКавГТУ.- 2010.- №3 (24).- С.105-108.
2. Рыжов Ю. П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 488 с.
3. Narain G. Hingorani, Laszlo Gyugyi. Understanding FACTS. Concepts and Technology of Flexible AC Transmission systems. – John Wiley & Sons Ltd., Publication, 1999. – 428 с.

Методы оперативной идентификации параметров трехобмоточных трансформаторов

Степанов С.А., Пустовалов П.А.

Северо-Кавказский федеральный университет, Россия, г. Ставрополь

stepanovsa86@gmail.com

В настоящее время для формирования расчетных математических моделей электроэнергетических систем (ЭЭС) в подавляющем большинстве случаев используются паспортные (справочные) данные элементов электрической сети: линий электропередач, трансформаторов, генераторов и т.д. В частности, в схемах замещения трансформаторов и автотрансформаторов используются параметры, полученные на заводе-изготовителе с помощью опытов короткого замыкания и холостого хода. Результаты экспериментального определения параметров режима в опытах короткого замыкания и холостого хода штатными средствами измерения имеют существенные погрешности из-за значительной несинусоидальности кривых тока и напряжения, что приводит к погрешностям при определении параметров трансформаторов по общепринятым соотношениям. Кроме того их параметры могут претерпевать ощутимые изменения в процессе эксплуатации. Следовательно, указанный подход не обеспечивает должной адекватности полученной математической модели ЭЭС. Оперативная идентификация параметров трансформаторов обеспечит адаптацию параметров схемы замещения к текущему состоянию электрической сети, позволит исследовать их поведение в различных условиях.

В [1] предложен метод идентификации параметров двухобмоточных трансформаторов на основе выражений, описывающих падение напряжения в трансформаторе в квадратичной форме, без выделения потерь на намагничивание. Применяя данный метод, можно составить аналогичные уравнения для трехобмоточного трансформатора (автотрансформатора), расчетная схема замещения которого приведена на рис. 1.

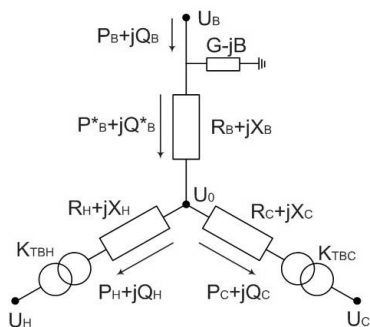


Рис. 1. Схема замещения трехобмоточного трансформатора

Для этого используем известное выражение для определения напряжения в конце ветви по напряжению в ее начале и известному потоку мощности. Для ветви схемы замещения, соответствующей обмотке ВН трансформатора, это выражение имеет вид:

$$U_0 = U_B - \frac{P_B^* R_B + Q_B^* X_B}{|U_B|} - j \frac{P_B^* X_B - Q_B^* R_B}{|U_B|},$$

где P_B^* , Q_B^* – потоки мощностей по обмотке ВН с учетом потерь холостого хода.

$$P_B^* = P_B - U_B^2 G, \quad Q_B^* = Q_B - U_B^2 B$$

Аналогичные выражения можно записать для ветвей, соответствующих обмоткам СН и НН. Переходя к квадратичной форме, полученные уравнения запишем в виде:

$$\widehat{I}_B^2 R_B^2 + \widehat{I}_B^2 X_B^2 - 2P_B^* R_B - 2Q_B^* X_B + U_B^2 - U_0^2 = 0, \quad (1)$$

$$\widehat{I}_C^2 k_{TBC}^2 R_C^2 + \widehat{I}_C^2 k_{TBC}^2 X_C^2 - 2P_C R_C - 2Q_C X_C + U_0^2 - \frac{U_C^2}{k_{TBC}^2} = 0, \quad (2)$$

$$\widehat{I}_H^2 k_{TBH}^2 R_H^2 + \widehat{I}_H^2 k_{TBH}^2 X_H^2 - 2P_H R_H - 2Q_H X_H + U_0^2 - \frac{U_H^2}{k_{TBH}^2} = 0, \quad (3)$$

где U_B – напряжение на стороне ВН; U_C – напряжение на стороне СН; U_H – напряжение на стороне НН; k_{TBC} , k_{TBH} – коэффициенты трансформации ВН-СН и ВН-НН; P_B , Q_B , P_C , Q_C , P_H , Q_H – потоки активных и реактивных мощностей в обмотках ВН, СН и НН соответственно; R_B , X_B , R_C , X_C , R_H , X_H – активные и реактивные сопротивления обмоток ВН, СН и НН соответственно, I_B , I_C , I_H – токи в обмотках ВН, СН и НН, U_0 – напряжение в «средней» точке схемы замещения трансформатора (рис. 1).

Выразив в уравнении (1) U_0 и подставив в уравнения (2) и (3), получим следующие выражения:

$$\left[U_B^2 - 2P_B^* R_B - 2Q_B^* X_B + \widehat{I}_B^2 R_B^2 + \widehat{I}_B^2 X_B^2 \right] - \widehat{I}_C^2 k_{TBC}^2 R_C^2 - \widehat{I}_C^2 k_{TBC}^2 X_C^2 - 2P_C R_C - 2Q_C X_C - \frac{U_C^2}{k_{TBC}^2} = 0, \quad (4)$$

$$\left[U_B^2 - 2P_B^* R_B - 2Q_B^* X_B + \widehat{I}_B^2 R_B^2 + \widehat{I}_B^2 X_B^2 \right] - \widehat{I}_H^2 k_{TBH}^2 R_H^2 - \widehat{I}_H^2 k_{TBH}^2 X_H^2 - 2P_H R_H - 2Q_H X_H - \frac{U_H^2}{k_{TBH}^2} = 0 \quad (5)$$

Так как в рассматриваемом случае имеется десять неизвестных параметров: R_B , X_B , R_C , X_C , R_H , X_H , k_{TBC} , k_{TBH} , G , B , то потребуется сформировать и решить систему из десяти уравнений. Для этого понадобятся измерения параметров пяти различных режимов. При этом предполагается, что параметры трансформатора в период существования этих режимов не изменяются.

Помимо выражений, основанных на определении параметров трансформаторов через потери напряжения в них, можно воспользоваться выражениями, основанными на определении потерь мощности.

Потери мощности в каждой из обмоток трансформатора определяются по известным формулам:

$$\Delta P = I^2 R, \quad \Delta Q = I^2 X.$$

Считая, что

$$P_B^* - P_C - P_H - \Delta P_B - \Delta P_C - \Delta P_H = 0 \quad \text{и}$$

$$Q_B^* - Q_C - Q_H - \Delta Q_B - \Delta Q_C - \Delta Q_H = 0,$$

получим следующие выражения:

$$P_B^* - P_C - P_H - \hat{I}_B^2 R_B - \hat{I}_C^2 k_{TBC}^2 R_C - \hat{I}_H^2 k_{TBH}^2 R_H = 0, \quad (6)$$

$$Q_B^* - Q_C - Q_H - \hat{I}_B^2 X_B - \hat{I}_C^2 k_{TBC}^2 X_C - \hat{I}_H^2 k_{TBH}^2 X_H = 0. \quad (7)$$

В выражениях (6), (7) содержатся те же десять неизвестных. Следовательно, если выражения (4), (5) и (6), (7) использовать совместно, то можно получить систему из двенадцати уравнений с измерениями величин, характеризующих всего три различных режима:

$$\left\{ \begin{array}{l} \left[U_{Bi}^2 - 2P_{Bi}^* R_B - 2Q_{Bi}^* X_B + \hat{I}_{Bi}^2 R_B^2 + \hat{I}_{Bi}^2 X_B^2 \right] - \hat{I}_{Ci}^2 k_{TBC}^2 R_C^2 - \hat{I}_{Ci}^2 k_{TBC}^2 X_C^2 - \\ - 2P_{Ci} R_C - 2Q_{Ci} X_C - \frac{U_{Ci}^2}{k_{TBC}^2} = 0 \\ \left[U_{Hi}^2 - 2P_{Hi}^* R_B - 2Q_{Hi}^* X_B + \hat{I}_{Hi}^2 R_B^2 + \hat{I}_{Hi}^2 X_B^2 \right] - \hat{I}_{Hi}^2 k_{TBH}^2 R_H^2 - \hat{I}_{Hi}^2 k_{TBH}^2 X_H^2 - \\ - 2P_{Hi} R_H - 2Q_{Hi} X_H - \frac{U_{Hi}^2}{k_{TBH}^2} = 0 \\ P_{Bi}^* - P_{Ci} - P_{Hi} - \hat{I}_{Bi}^2 R_B - \hat{I}_{Ci}^2 k_{TBC}^2 R_C - \hat{I}_{Hi}^2 k_{TBH}^2 R_H = 0 \\ Q_{Bi}^* - Q_{Ci} - Q_{Hi} - \hat{I}_{Bi}^2 X_B - \hat{I}_{Ci}^2 k_{TBC}^2 X_C - \hat{I}_{Hi}^2 k_{TBH}^2 X_H = 0 \end{array} \right. \quad (8)$$

где $i = 1, 2, 3$ – номер одного из трех требуемых режимов.

В полученной системе (8) уравнения, описывающие падение напряжения, являются нелинейными, а выражения, описывающие потери мощности – линейными. Для решения данной системы уравнений можно воспользоваться методом Ньютона. В целях упрощения расчетов и повышения сходимости следует из линейных уравнений выразить зависимости R_C , X_C , R_H , X_H :

$$R_C = \frac{(P_{B1}^* - P_{C1} - P_{H1} - \hat{I}_{B1}^2 R_B) \hat{I}_{H2}^2 k_{TBH}^2 - (P_{B2}^* - P_{C2} - P_{H2} - \hat{I}_{B2}^2 R_B) \hat{I}_{H1}^2 k_{TBH}^2}{\hat{I}_{C1}^2 k_{TBC}^2 \cdot \hat{I}_{H2}^2 k_{TBH}^2 - \hat{I}_{C2}^2 k_{TBC}^2 \cdot \hat{I}_{H1}^2 k_{TBH}^2} \quad (9)$$

$$R_H = \frac{(P_{B2}^* - P_{C2} - P_{H2} - \hat{I}_{B2}^2 R_B) \hat{I}_{C1}^2 k_{TBC}^2 - (P_{B1}^* - P_{C1} - P_{H1} - \hat{I}_{B1}^2 R_B) \hat{I}_{C2}^2 k_{TBC}^2}{\hat{I}_{C1}^2 k_{TBC}^2 \cdot \hat{I}_{H2}^2 k_{TBH}^2 - \hat{I}_{C2}^2 k_{TBC}^2 \cdot \hat{I}_{H1}^2 k_{TBH}^2} \quad (10)$$

$$X_C = \frac{(Q_{B1}^* - Q_{C1} - Q_{H1} - \hat{I}_{B1}^2 X_B) \hat{I}_{H2}^2 k_{TBH}^2 - (Q_{B2}^* - Q_{C2} - Q_{H2} - \hat{I}_{B2}^2 X_B) \hat{I}_{H1}^2 k_{TBH}^2}{\hat{I}_{C1}^2 k_{TBC}^2 \cdot \hat{I}_{H2}^2 k_{TBH}^2 - \hat{I}_{C2}^2 k_{TBC}^2 \cdot \hat{I}_{H1}^2 k_{TBH}^2} \quad (11)$$

$$X_H = \frac{(Q_{B2}^* - Q_{C2} - Q_{H2} - \hat{I}_{B2}^2 X_B) \hat{I}_{C1}^2 k_{TBC}^2 - (Q_{B1}^* - Q_{C1} - Q_{H1} - \hat{I}_{B1}^2 X_B) \hat{I}_{C2}^2 k_{TBC}^2}{\hat{I}_{C1}^2 k_{TBC}^2 \cdot \hat{I}_{H2}^2 k_{TBH}^2 - \hat{I}_{C2}^2 k_{TBC}^2 \cdot \hat{I}_{H1}^2 k_{TBH}^2} \quad (12)$$

Подставив полученные выражения (9)-(12) в нелинейные уравнения системы (8) и решив ее методом Ньютона, получим значения параметров R_B , X_B , k_{TBC} , k_{TBH} , G , B . По найденным значениям переменных R_B , X_B , k_{TBC} , k_{TBH} , G , B определяются значения R_C , X_C , R_H , X_H .

Полученные зависимости решений нелинейных уравнений от искомых переменных R_B , X_B , k_{TBC} , k_{TBH} приведены на рисунке 2. Точки пересечения кривых являются решениями системы уравнений.

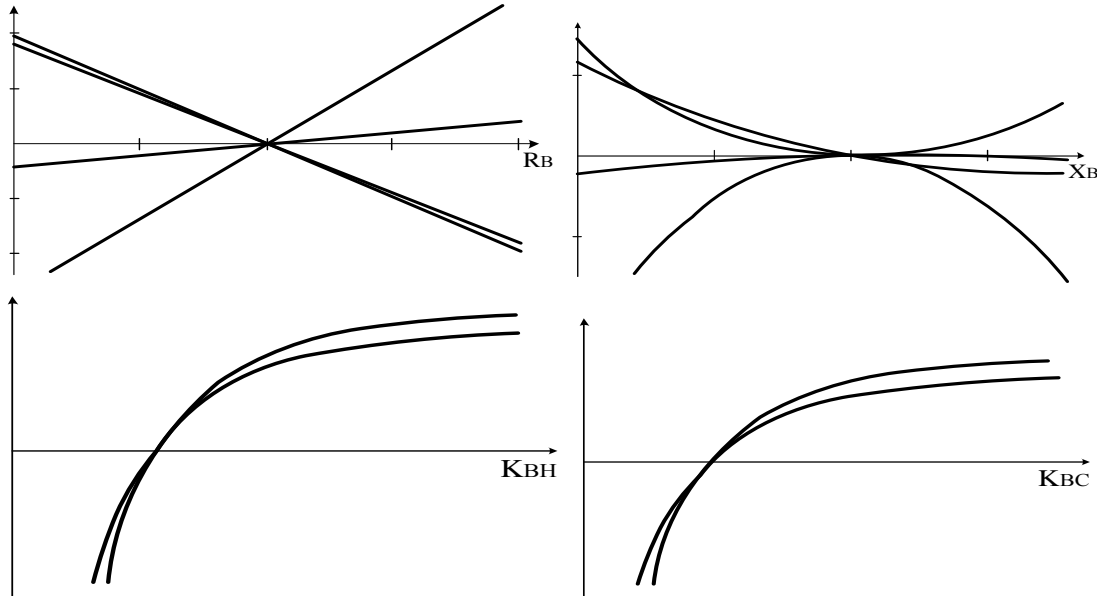


Рис.2. Характер зависимостей решений уравнений от искомых переменных

Предлагаемая модель позволяет оперативно идентифицировать параметры трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов), в том числе уточнять величины сопротивлений обмоток в зависимости от текущего положения РПН, температуры и т.д.

Использование достоверных, синхронизированных во времени измерений параметров режима, полученных с помощью устройств РМУ [2], позволит достичь требуемого для проведения идентификации уровня качества исходных данных, а также даст возможность дополнить предлагаемую модель идентификации алгоритмом, основанным на определении разности углов между напряжениями $U_B - U_C$ и $U_B - U_H$:

$$\operatorname{tg}(\delta_{B-C}) = \frac{-\frac{P_B X_B - Q_B R_B}{|U_B|} - \frac{P_C X_C - Q_C R_C}{|U_C/k_{TBC}|}}{U_B - \frac{P_B R_B + Q_B X_B}{|U_B|} - \frac{P_C R_C + Q_C X_C}{|U_C/k_{TBC}|}} \quad (13)$$

$$\operatorname{tg}(\delta_{B-H}) = \frac{-\frac{P_B X_B - Q_B R_B}{|U_B|} - \frac{P_H X_H - Q_H R_H}{|U_H/k_{TBH}|}}{U_B - \frac{P_B R_B + Q_B X_B}{|U_B|} - \frac{P_H R_H + Q_H X_H}{|U_H/k_{TBH}|}} \quad (14)$$

Система уравнений (8), дополненная уравнениями (13), (14), требует для проведения идентификации измерения величин, характеризующих всего два различных режима.

Список литературы:

1. Бердин А.С., Крючков П.А. Формирование параметров модели ЭЭС для управления электрическими режимами. Екатеринбург: Изд. УГТУ, 2000. 107 с.
2. IEEE Standard for Synchrophasors for Power System / IEEE Std. C37.118-2005. – New York: IEEE, 2006. – 57 p.

Современные способы моделирования управляемого подмагничиванием шунтирующего реактора

А.А. Суворов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

lejkasvr@yandex.ru

Существенное повышение управляемости и эффективности функционирования электроэнергетических систем может быть достигнуто путем применения управляемых технологий и устройств FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems), к которым относятся: управляемые шунтирующие реакторы (УШР), статические тиристорные компенсаторы (СТК), статические синхронные компенсаторы (СТАТКОМ) и другие. Среди FACTS устройств наиболее распространённым в настоящее время, особенно в российских сетях, является УШР, основные назначения которого: компенсация реактивной мощности для регулирования напряжения и минимизация потерь за счет уменьшения потоков реактивной мощности. В российских сетях, как правило, применяются два типа УШР: УШР трансформаторного типа (УШРТ) и УШР с подмагничиванием (УШРП), которому посвящена данная работа.

УШРП выполняется на общих принципах трансформаторостроения и, как правило, на общем сердечнике реактора располагается сетевая обмотка, компенсирующая обмотка и обмотка управления. Сетевая обмотка является основной рабочей обмоткой, управляющая подключена к регулируемому по значению источнику постоянного напряжения. Каждая из обмоток создает свои магнитные потоки: сетевая обмотка - переменный поток промышленной частоты; управляющая - постоянный, регулируемый по значению поток подмагничивания. Постоянный поток подмагничивания смещает переменный поток в область насыщения кривой намагничивания стали, что и приводит к изменению индуктивного сопротивления устройства. При насыщении сердечника возникает искажение сигнала, а именно появляется ток третьей гармоники, для ограничения которого применяется соединенная в треугольник компенсационная обмотка [1].

При формировании уравнений, описывающих процессы протекающие в УШРП, учитывается взаимодействие каждой обмотки фазы с собственным основным магнитным потоком и потоком рассеивания. Согласно обозначенному подходу создаваемая математическая модель должна объединять в себе систему уравнений трех фаз трехобмоточного реактора, которая включает в себя:

1. Уравнения магнитосвязанных потоком фазы контуров каждой обмотки:

$$\begin{aligned} w_{\hat{N}i} \frac{d\hat{O}_{0i}}{dt} + L_{\hat{N}i} \frac{di_{\hat{N}i}}{dt} + r_{\hat{N}i} i_{\hat{N}i} &= u_{\hat{N}i} \\ w_{\hat{E}i} \frac{d\hat{O}_{0i}}{dt} + L_{\hat{E}i} \frac{di_{\hat{E}i}}{dt} + r_{\hat{E}i} i_{\hat{E}i} &= 0 \\ w_{\hat{O}i} \frac{d\hat{O}_{0i}}{dt} + L_{\hat{O}i} \frac{di_{\hat{O}i}}{dt} + r_{\hat{O}i} i_{\hat{O}i} &= u_{\hat{O}i} \end{aligned}$$

где: w_{ji} - число витков j -ой обмотки;

i - фазы A, B, C ;

\hat{O}_0 - мгновенное значение основного магнитного потока фазы i ;

\hat{O}_{0i} - мгновенное значение магнитного потока управления фазы i ;

L_{ji} - индуктивность рассеивания $j-i$ обмотки фазы i ;

i_{ji} - мгновенное значение тока в $j-i$ обмотке фазы i ;

r_{ji} - активное сопротивление $j-i$ обмотки фазы i ;

u_{ji} - мгновенное значение напряжения $j-i$ обмотки фазы i .

2. Уравнения магнитодвижущих сил для каждой фазы:

$$w_{\hat{N}i} \cdot i_{\hat{N}i} + w_{\hat{E}i} \cdot i_{\hat{E}i} + w_{\hat{O}i} \cdot i_{\hat{O}i} = F_{\hat{O}i}$$

где $F_{i\dot{a}i}$ – намагничивающая сила для фазы i , определяемая с учетом возможного насыщения стали выражением:

$$F_{i\dot{a}i} = K_{\mu} \dot{O}_{0i}.$$

Полученные системы уравнений позволяют синтезировать соответствующую математическую модель УШРП, воспроизводящую процессы в обмотках, с учетом магнитопровода и его нелинейности, а также программно-аппаратной реализации данной модели, которая позволит бездекомпозиционно и непрерывно в реальном времени и на неограниченном интервале осуществлять обработку такого рода математических моделей, содержащих жесткую нелинейную систему дифференциальных уравнений, с гарантированной точностью. Решение такой модели численным путем не эффективно, в связи с необходимым для этого упрощением и ограничением математической модели, и как следствие сокращением полноты и достоверности моделирования.

Создание указанной модели и разработка альтернативного пути решения, а также программно-аппаратных средств, адаптированных для применения в соответствующей среде моделей ЭЭС является весьма актуальной задачей, с решением которой связана данная работа, включающая синтез обозначенной математической модели и создание программно-аппаратных средств – специализированного процессора УШР (СПР), структура которого изображена на рисунке 1.

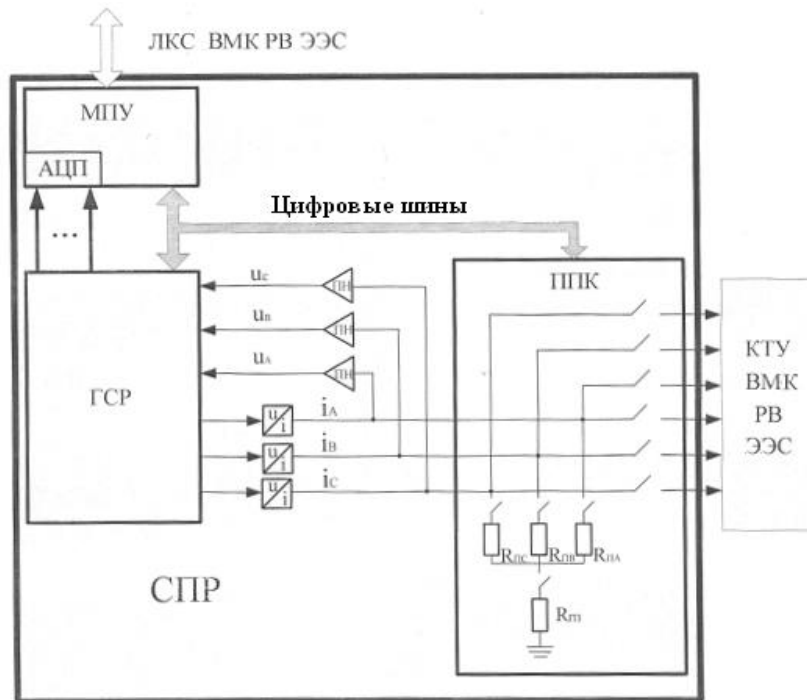


Рис.1. Структура специализированного процессора УШР

В состав СПР входят:

1. Микропроцессорный узел (МПУ), с помощью которого моделируется САУ УШРП и всё информационное управление. МПУ содержит центральный и периферийный микроконтроллер и аналого-цифровой преобразователь. САУ УШРП имеет три канала: по напряжению, по току и по реактивной мощности. Пример блок-схемы работы САУ приведен на рисунке 2. Каждый канал содержит защиту от перегрузки и от перенапряжения. Есть режимы форсированной загрузки и разгрузки УШРП. Изменение сопротивления УШРП пропорционально отклонению напряжения, тока или реактивной мощности от уставки.

2. Гибридный сопроцессор реактора (ГСП), с помощью которого осуществляется непрерывное и неявное решение системы дифференциальных уравнений математической модели УШРП в реальном времени и на неограниченном интервале. Выходные переменные ГСП представляются выходными напряжениями, которые преобразуются с помощью преобразователей

u/i в модельные физические токи. Непрерывная информация о напряжениях в выходных узлах с помощью повторителя напряжений вводится в ГСР.

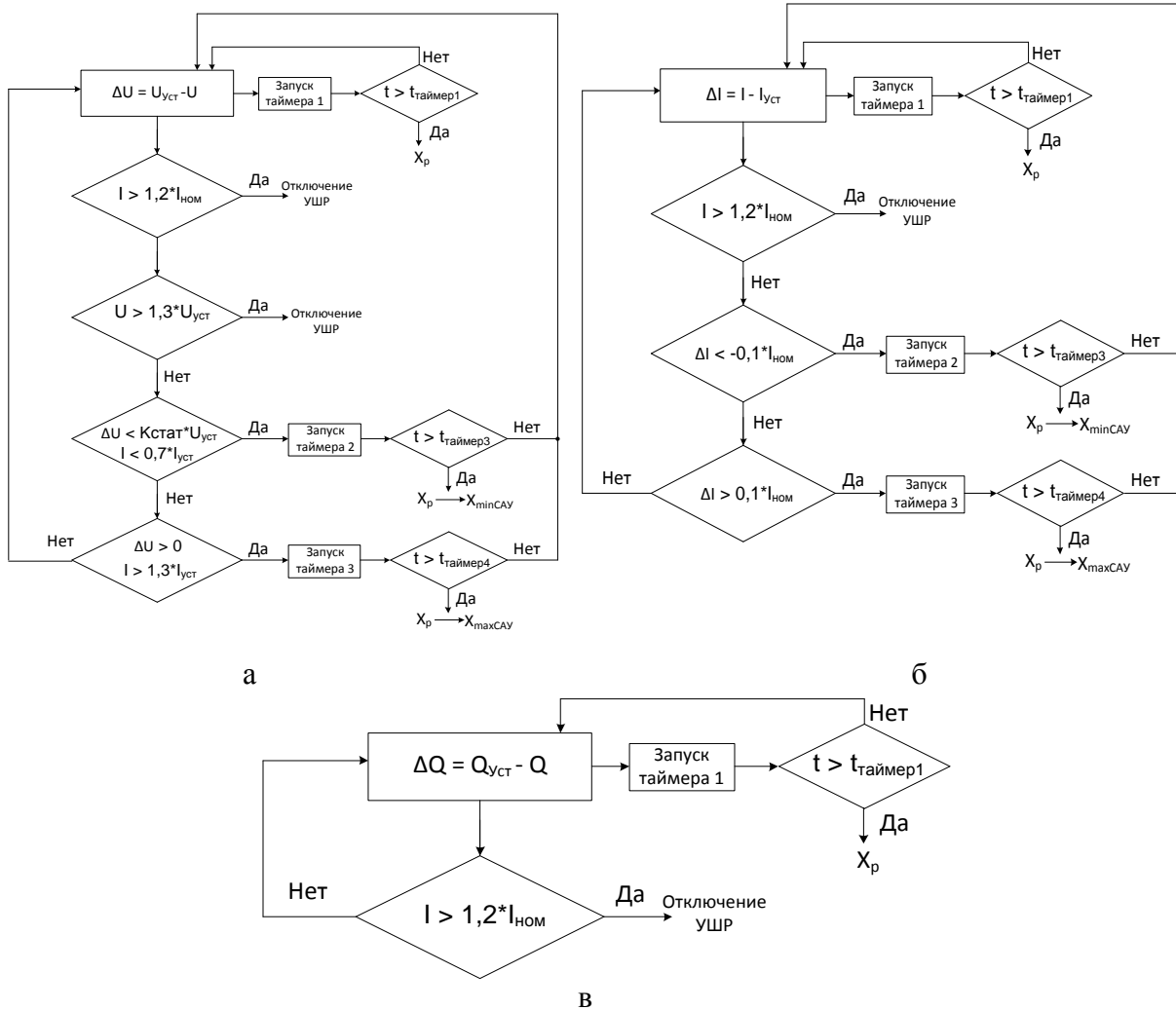


Рис. 2. Блок схема работы канала САУ а) по напряжению б) по току в) по реактивной мощности

3. Для осуществления всевозможного спектра трехфазных и пофазных продольно-поперечных коммутаций (ППК) используется цифро-управляемые аналоговые ключи. Переходное сопротивление коммутации реализуется с помощью цифро-управляемых сопротивлений.

Разработанный подобным образом СПР адаптирован для использования во Всережимном моделирующем комплексе реального времени электроэнергетических систем, который был создан в Энергетическом институте Томского политехнического университета [2].

Список литературы:

1. Брянцев А.М. Управляемые подмагничиванием электрические реакторы. – М.: Знак, 2004.
2. Боровиков Ю. С., Гусев А. С., Сулайманов А. О. Принципы построения средств моделирования в реальном времени интеллектуальных энергосистем. – Электричество, 2012, №6.

Перспективы развития ветроэнергетики на территории с экстремально-низкими температурами в зимний период

Тремясов В.А., Бобров А.В., Кенден К.В.

Сибирский федеральный университет, Россия, г. Красноярск

kusa08@mail.ru

Основной проблемой районов крайнего Севера на сегодняшний день является отсутствие эффективного электроснабжения потребителей. Традиционным путем решения данной проблемы является замена устаревших дизельных электростанций (ДЭС) с корректировкой их

установленных мощностей. Принципиально более привлекательный вариант совершенствования системы электроснабжения является ее построение с ориентацией на местные, в том числе возобновляемые энергоресурсы.

Таймырский Долгано-Ненецкий автономный округ также относится к районам крайнего Севера. Централизованное электроснабжение потребителей района осуществляется от Норильской энергосистемы, расположенной на Юго-западной части Таймырского автономного округа (Норильские ТЭЦ – Усть-Хантайская ГЭС – Курейская ГЭС) и частично на территории северо-западной части Туруханского района, остальная часть территории и около половины населения района получают электроснабжения за счет 24 автономных дизельных электростанции с общей мощностью 30 МВт. Эти ДЭС обеспечивают жизнедеятельность примерно 40 населенных пунктов на площади 880 тыс. кв.км [1].

Исследования Таймырского Долгано-Ненецкого автономного округа на ветроэнергетический потенциал представлены в работах [1, 2]. В [3] подробно описывается опыт внедрения ветроэнергетических установок производства Днепропетровского исследовательского конструкторского бюро (Украина). Опыт эксплуатации показал, что далеко не все ВЭУ способны работать в условиях арктического климата. Для эксплуатации на территории Заполярья требуются ветроэнергетические установки, способные выдерживать низкие температуры и гололедные явления. Перспективной в данном направлении представляется разработка немецкой компании «Nordwind Energieanlagen GmbH». Принципиальное отличие ВЭУ «Nordwind» состоит в отсутствии системы поворотных лопастей (pitch-системы), которая в наибольшей степени подвержена выходу из строя при образовании гололеда. Регулировка мощности у данных ВЭУ осуществляется с помощью гидравлической системы, которая расположена внутри гондолы и полностью защищена от негативного воздействия окружающей среды. Использование гидравлической системы в ветроэнергетических установках осуществляют всего два мировых производителя: новозеландская компания «Windflow» и немецкая компания «Nordwind». Немецкие разработчики, в отличие от новозеландских коллег, проявляют большой интерес рынку северных территорий России и Канады. Новозеландская компания ориентирована на южные страны. Опыт эксплуатации ВЭУ «Nordwind» в условиях Альпийских гор показал возможность эксплуатации ВЭУ при температуре до -40 оС. Разработчиками планируются дальнейшие разработки в направлении устойчивости ВЭУ к гололедным явлениям. Предполагается, что в перспективе нескольких лет данная технология ветроэнергетических установок станет активно использоваться на территории России.

Помимо технологии компании «Nordwind» имеется ряд отечественных и зарубежных производителей, выпускающих ВЭУ для эксплуатации в климатических условиях России и Канады, использующих другие технологии адаптации к условиям Крайнего Севера. Произведена оценка эффективности использования ВЭУ различных производителей на территории Таймыра. Среднегодовые скорости ветра в Таймырском районе, полученные за 10-летний срок наблюдения метеорологическими станциями, представлены в таблице 1.

Институтом систем энергетики им. Л.А. Мелентьева предложено считать эффективной зоной использования ветроэнергетических установок на территории России зону со среднегодовой скоростью ветра, составляющей 5 м/с и более. При среднегодовой скорости в диапазоне от 3 до 5 м/с повторяемости скорости ветра носит выраженный сезонный характер – ветровая энергия может быть эффективно использована преимущественно в весенний и осенний период, а зоны, на которых среднегодовая скорость ветра менее 3 м/с мало пригодны для использования ВЭУ с ветроколесом, установленным на высоте флюгера. Отсюда значения среднегодовых скоростей ветра целесообразно группировать по 3 основным ветроэнергетическим зонам:

I ветровая зона с высоким ветроэнергетическим потенциалом, где среднегодовая скорость ветра составляет более 5 м/с;

II ветровая зона со средним ветроэнергетическим потенциалом, где среднегодовая скорость ветра составляет от 3 до 5 м/с;

III ветровая зона с низким ветроэнергетическим потенциалом, где среднегодовая скорость ветра составляет до 3 м/с включительно.

Из таблицы 1 видно, что преобладающая часть метеорологических станций относятся к I ветровой зоне, расположенной в основном на границе с Северным Ледовитым океаном, оставшаяся часть попадает под II ветровую зону, и всего 2 станции, находящиеся в южной части района относятся к III ветровой зоне.

На территории Таймыра рассмотрено 19 населенных пунктов, перспективных к строительству ветроэнергетических установок (ВЭУ) с точки зрения ВЭП и наличия

энергодефицита. На основе значений среднегодовых скоростей ветра авторами работы [4] произведен расчет технико-экономической оценки (ТЭО) возможностей ветроэнергетических установок современных производителей в России и за рубежом в климатических условиях населенных пунктов, расположенные в I и II зонах. ТЭО произведена для ВЭУ различных производителей, работающих в комбинированной ветро-дизельной системе электроснабжения совместно с существующими ДЭС. В основу технико-экономической оценки положен алгоритм, представленный в работе [3] и составленный на основе общепризнанных методик [4, 5]:

Таблица 1 – Среднегодовые скорости ветра по метеорологическим данным в Таймырском Долгано-Ненецком муниципальном районе

Ветровая зона	Метеорологическая станция	Среднегодовая скорость ветра, м/с
I	Краснофлотские, острова	5,7
	Солнечная, бухта	6,4
	Малый Таймыр, остров	5,9
	Челюскин, мыс	6,7
	Уединения, остров	6,7
	Русский, остров	6,3
	Андрея, остров	5,9
	Тыртова, остров	6,3
	Правды, остров	6
	Таймыры, реки, устье (Устье Таймыры)	6,5
	Эклипса, бухта (бухта Ломоносова)	6,3
	Известий ЦИК, острова	6,1
	Стерлегова, мыс	6,7
	Таймырское озеро	6,1
	Косистый, мыс	6,2
	Диксон, остров	7,5
	Усть-Тарей	5,7
	Лескина, мыс	6,8
	Сопочная Корга и Гольчиха	6,4
	Кресты Таймырские	6,9
	Караул и Толстый Нос	7,1
Усть-Енисейский порт	5,8	
II	Дудинка	5,6
	Норильск и Тиксель, озеро	5,7
	Надежда	7,3
	Медвежий Ручей	6,6
	Прончищевой, бухта	4,9
	Хатанга	4,8
	Волочанка	3,9
III	Валек	4,9
	Имангда, Рудная	4,2
	Потапопо	4,5
III	Лама, озеро	1,2
	Имангда, Гремяка	2,6

произведен выбор вариантов состава и установленной мощности ветроэнергетических установок в составе ветродизельных комплексов, который определялся на основе характеристик (климатическое исполнение ВЭУ, объем потребления электрической энергии населенным пунктом, установленная мощность ВЭУ);

определены основные показатели капитальных затрат К и срока окупаемости ТОК для типовых ВЭУ различных производителей, перспективных к использованию в арктическом климате.

Результаты расчетов приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 – Расчетные капитальные затраты на строительство и срок окупаемости для ВЭУ средней мощности в населенных пунктах Таймыра.

Населенный пункт	Производители ВЭУ							
	Vergnet GEV R MP275		Nordwind NW24-180 HY-D		Northern Power 100		Endurance E-3120	
	К, млн. руб.	ТОК, лет	К, млн. руб.	ТОК, лет	К, млн. руб.	ТОК, лет	К, млн. руб.	ТОК, лет
Пос. Диксон	142,85	2,74	152,8	2,73	258,2	5,32	194,6	4,35
Пос. Караул	102,9	3,65	120,6	3,46	187,64	7,60	147,8	5,68
Село Каяк	62,95	6,48	88,4	5,29	70,04	7,28	85,4	7,23
Пос. Носок	62,95	5,25	88,4	4,33	140,6	8,46	116,6	6,51

Таблица 3 – Расчетные капитальные затраты на строительство и срок окупаемости для ВЭУ малой мощности в населенных пунктах Таймыра.

Населенный пункт	Производители ВЭУ							
	Nordwind NW17-60		Hummer H12-50000W		Endurance E-3120		Муссон-30	
	К, млн. руб.	ТОК, лет	К, млн. руб.	ТОК, лет	К, млн. руб.	ТОК, лет	К, млн. руб.	ТОК, лет
Пос. Волочанка	83,85	6,16	107,52	7,65	72,9	5,07	76,02	4,49
Пос. Воронцово	39,84	6,65	42,84	8,76	41,7	8,07	30,97	5,57
Пос. Жданиха	39,84	6,86	42,84	10,75	41,7	7,47	30,97	7,48
Село Каттырык	39,84	8,96	64,40	13,71	41,7	9,42	43,26	8,28
Село Кресты	25,17	5,49	21,28	9,01	26,1	6,47	18,69	5,82
Пос. Левинские пески	25,17	8,03	32,06	5,55	26,1	5,20	22,78	5,52
Село Новая	54,51	7,92	64,4	12,73	41,7	9,42	43,26	8,28
Село Новорыбная	39,84	6,86	64,4	9,24	41,7	7,47	43,26	5,78
Село Попигай	25,17	9,37	32,06	12,87	26,1	10,13	26,88	7,69
Пос. Потапово	54,51	5,94	64,4	6,94	57,3	4,78	47,35	4,41
Село Сындасско	39,84	6,86	53,62	9,79	41,7	7,47	39,16	6,15
Пос. Усть-Авам	83,85	6,16	118,3	7,54	88,5	4,88	84,21	4,47
Пос. Хантайское озеро	69,18	5,24	85,96	7,74	72,9	5,74	63,73	4,75
Село Хета	54,51	7,92	64,4	12,29	57,3	8,36	47,35	8,47

Таблица 4 – Расчетные капитальные затраты на строительство и срок окупаемости для ВЭУ большой и средней мощности в населенных пунктах Таймыра.

Населенный пункт	FL MD 77		GEV HP 1MW		NW52-900 HY-D HW		GEV MP C	
	К, млн. руб.	ТОК, лет	К, млн. руб.	ТОК, лет	К, млн. руб.	ТОК, лет	К, млн. руб.	ТОК, лет
Село Хатанга	373,8	2,15	582,5	2,82	236	1,94	696,9	3,67

Опыт эксплуатации ВЭУ на территории севера России может быть также использован для других регионов России. С одной стороны, опыт может быть полезен для регионов Крайнего Севера (Ямало-Ненецкому автономному округу, Республики Саха (Якутия) и др.), но также и для районов, расположенных на юге России, приравненных к регионам Крайнего севера. К таким относятся республики Тыва и Алтай. Зимний минимум в указанных регионах может достигать -45 оС. Условия эксплуатации ВЭУ в зимний период очень схожи с условиями эксплуатации ВЭУ на Крайнем Севере и требуют от ветроэнергетической установки устойчивости ко всем проявлениям сурового климата. С другой стороны, на территории республики Тыва имеется ряд перспективных высокогорных населенных пунктов и горнодобывающих предприятий, также получающих электроснабжение от ДЭС. Высокогорные вершины обладают достаточно высоким ветроэнергетическим потенциалом, соизмеримым с потенциалом прибрежных зон Северного

Ледовитого океана. Опыт эксплуатации пилотных ветроэнергетических установок определит перспективу использования ВЭУ конкретного производителя на территории с экстремальными климатическими условиями.

Список литературы:

1. Бобров А.В. Электроснабжение северных территорий Красноярского края на основе ветродизельных комплексов: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук – Красноярск., 2010 – 201 с.
2. Исследовательский отчет проекта: «Технико-экономическая оценка возможности использования возобновляемых источников энергии на территории Красноярского края в разрезе муниципальных образований края» - Красноярск, 2013 – 23 – 77 с.
3. Гагач Д. К., и др. Первая ветродизельная электростанция на Таймыре - И Кб "Юг-Контакт", Украина.
4. Безруких, П.П. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России [Текст] :П. П. Безруких[и др.]. -СПб.: Наука,2002. – 314 с.
5. Оценка ресурсов нетрадиционных источников энергии и объемов экономического их использования по регионам России. Договор № 98-14-19. Этап 1. Разработка научных, технических и экономических основ методик оценки ресурсов нетрадиционных источников энергии и объемов экономического их использования / Минтопэнерго РФ. АО ВИЭН. М.: 1998. (Рукопись).

Использование солнечной энергии в системах электроснабжения населенных пунктов Тывы

Тремясов В.А., Бобров А.В., Кенден К.В.

Сибирский федеральный университет, Россия, г. Красноярск

kuca08@mail.ru

Согласно разработанной в Главной геофизической обсерватории методике районирования по валовому гелиопотенциалу Республики Тыва, южные районы Красноярского края наряду с Амурской областью, югом Читинской области относятся к первой группе, наиболее перспективной для использования солнечной энергии [1].

По оценкам специалистов, использование солнечной энергии целесообразно при годовой продолжительности солнечного сияния не менее 2000 часов. Другим показателем является количество поступившей на гелиоприемник солнечной радиации (энергии) и изменчивость ее во времени в течение года.

Используя солнечную радиацию как дополнительный источник энергии совместно с дизельными генераторами в отдаленных районах Тывы можно существенно сократить затраты на дизельное топливо.

Максимальный приход солнечной радиации характерен для южных районов республики в пределах Убсунурской котловины. Село Качык расположено в юго-восточной части республики и граничит с Монголией. В отдаленном селе на расстоянии 130 км от районного центра проживает 304 человек, получающая электроснабжение от дизельной электростанции (ДЭС) мощностью 30 кВт.

Для выбора структурной схемы и параметров элементов системы автономного электроснабжения с использованием энергии солнца необходимы, прежде всего, суточные графики нагрузок потребителей и среднемесячные значения прихода солнечной энергии на горизонтальную поверхность.

По изложенной в работе [2] методике расчета поступления солнечной радиации были получены среднемесячные значения прихода солнечной энергии на горизонтальную поверхность для села Качык (табл.1). Годовой приход солнечной энергии на горизонтальную поверхность составил 1555 кВт·ч/м².

Таблица 1. Среднемесячные значения прихода солнечной энергии на горизонтальную поверхность

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
E, кВт·ч/м ²	40	71	142	174	213	221	214	183	134	86	45	32

Простым и удобным на этапе предварительного проектирования является метод расчета часового электропотребления на основе многолетних накопленных данных, отражающих характер графика нагрузки электрической сети в зависимости от числа потребителей и времени года. Эти данные достаточно информативны и легко могут быть использованы в расчетных методах.

Поэтому с учетом сезонного и месячного изменения потребляемой энергии, за основу были взяты профили суточного электропотребления, приведенные в [3].

На рис. 1 и 2 представлены суточные графики нагрузок с максимальным потреблением (январь) и периода с минимальным потреблением (июль) электроэнергии.

За среднесуточное потребление электроэнергии одним человеком был взята величина, равная 1,2 кВт. Среднесуточное потребление электроэнергии потребителями в январе составляет 445 кВт·ч/сут., в июле – 283 кВт·ч/сут. Максимальная нагрузка приходится на вечернее время зимой и доходит до 24 кВт. Общее годовое потребление села Качык составило 129600 кВт·ч.

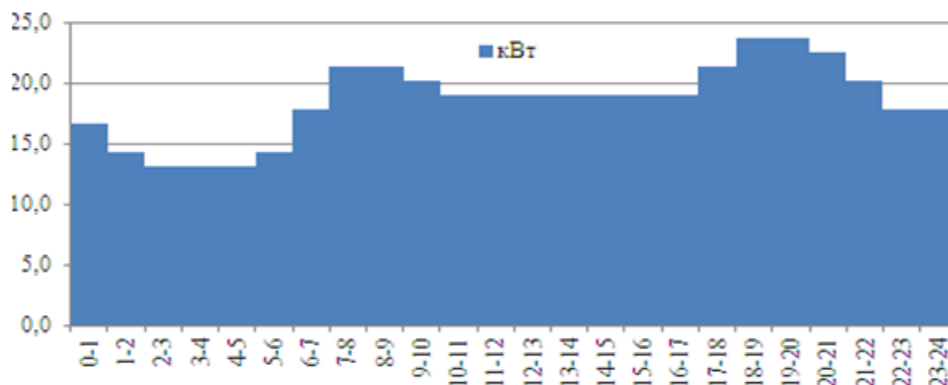


Рис. 1. Зимний суточный график нагрузки (январь)

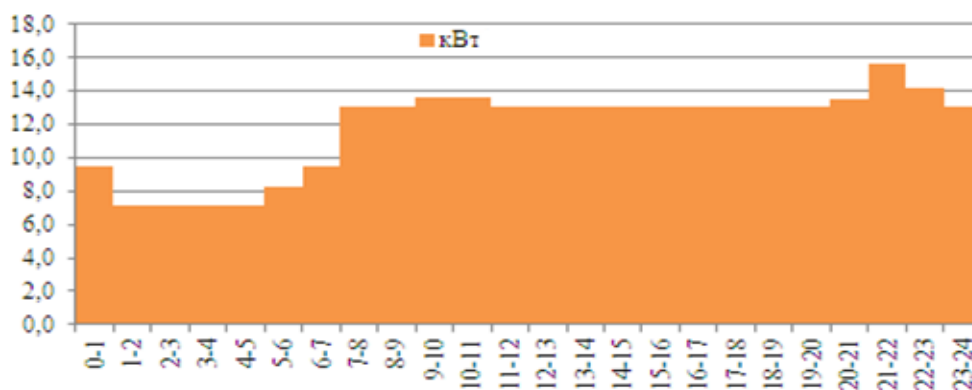


Рис. 2. Летний суточный график нагрузки (июль)

Структурная схема автономной солнечно-дизельной электростанции (СДЭ) представлена на рис. 3. Устройство АВР переключает питание нагрузки на дизель-генератор при отсутствии солнечной энергии и полном разряде аккумуляторной батареи (АБ).



Рис.3. Структурная схема автономной солнечно-дизельной электростанции

Необходимое количество N фотоэлектрических модулей (ФЭМ) для солнечной электроустановки (СЭУ) определяется по формуле [4]:

$$N = \frac{P_{нагр}}{\frac{E}{3,6 \times n} \times P_{СМ}}, \quad (1)$$

где РНАГР – нагрузка станции, 15 кВт; E – суммарная солнечная радиация на горизонтальную поверхность, кВт·ч/м² (табл.1); n – число дней в месяце; РСМ – мощность одного ФЭМ, 0,25 кВт.

С апреля по сентябрь зависимость необходимого количества ФЭМ для каждого месяца практически линейная. Поэтому принимаем количество ФЭМ $N = 60$, что соответствует месяцу марту и октябрю. Установка большего количества модулей экономически нецелесообразна ввиду резко увеличивающихся затрат. Номинальная мощность СЭУ $P = 60 \cdot 0,25 = 15$ кВт. Годовая выработка электроэнергии СЭУ составляет 6479 кВт·ч.

ФЭМ пиковой мощностью по 250 Вт каждый и напряжением 48 В, соединяются в 12 групп по 5 штук, каждая из которых генерирует напряжение 240 В. Параллельно с ФЭМ подсоединена АБ. Выбор емкости АБ определяется суммарной мощностью батареи, суточным и сезонным графиком потребления электроэнергии, уровнем солнечной инсоляции и экономическими факторами. Энергия, запасенная в АБ, должна быть в 2–4 раза больше установленной мощности СЭУ. АБ состоит из 25-и аккумуляторов с емкостями по 193 А·ч. каждый.

Для преобразования постоянного напряжения в переменное используется инвертор, со встроенным устройством заряда аккумулятора.

При определении капитальных затрат на СДЭ учитываются затраты на все комплектующие. Стоимость всех составных частей СДЭ приведена в табл. 2.

Таблица 2. Капитальные затраты на составные части автономной СДЭ (Куст)

№	Наименование	Марка	Цена за единицу, тыс. руб	Кол-во	Итого, тыс. руб
1	Фотоэлектрический модуль	SUNWAYS ФСМ 250	14	60	840
2	Дизельный генератор	IS-40 Mobile-Strom	615,38	1	615,38
3	Инвертор	HYBRID 48В 18кВт	129	1	129
4	Аккумуляторная батарея	HZY12-200	18,47	25	461,75
5	Контроллер	Morningstar TS-MPPT-60	26,9	1	26,9
6	Дополнительное оборудование				84,25
Итого:					2157,3

К общим капиталовложениям K следует также отнести стоимость проектных K_{np} и строительных работ $K_{стр}$ по определению местоположения и установки станции на местности [5]:

$$K = K_{уст} + K_{np} + K_{стр} \quad (2)$$

Стоимость проектных работ K_{np} по определению места установки станции на местности принимается в размере 10 % от величины капиталовложений.

Стоимость строительных работ $K_{стр}$ определяется по формуле:

$$K_{стр} = k_p \times K_{уст}, \quad (3)$$

где k_p - коэффициент затрат на установку станции, (о.е.), величина коэффициента в расчетах принималось постоянной и равной 0,04.

В эксплуатационные расходы входят затраты на обслуживание и ремонт:

$$C_{\text{рем}} = \kappa_{\text{рем}} \times P_n \times (K_{\text{уст}} + K_{\text{стр}}), \quad (4)$$

где $\rho_n = 1/T$ - нормативный коэффициент рентабельности, где T – экономический срок службы оборудования (лет), равный 15; $K_{\text{рем}}$ - коэффициент затрат на ремонт (о.е.), принимаемый равным 0,2.

В табл. 3 приведены основные технико-экономические показатели СДЭ.

Таблица 3. Техничко-экономические показатели СДЭ (с. Качык, Республика Тыва)

Капиталовложения, тыс. руб.	2157,3
Эксплуатационные расходы, тыс. руб./год	18
Годовая выработка электроэнергии СЭС, кВт·ч	21269
Срок окупаемости, лет	11

Список литературы:

1. Иванова, И.Ю. Возможности использования солнечного излучения в Амурской области как одного из факторов снижения вредного воздействия на природную среду: сб. тр. 5-й Всероссийской НПК с международным участием / И.Ю. Иванова, Т.Ф. Тугузова, Н.А. Халгаева. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2008. – с. 341– 344.
2. Ибрахим Тогола. Использование солнечной энергии для обеспечения водоснабжения сельскохозяйственных районов западной Африки: дис. ... канд. техн. Наук: 05.14.08. Санкт-Петербург, Санкт-Петербургский политехнический университет, 2003 – 147 с.
3. Михайлов, В.И. Режимы коммунально-бытового электропотребления. [Текст] / В.И. Михайлов, В.М. Тарнижевский – М.: Энергоиздат. 1993. – 283с.
4. Куликова, Л.В., Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: Учебное пособие / Л.В. Куликова, Ю.А. Меновщиков.– Барнаул: Изд-во АлтГТУ, 2005. – 365 с.
5. Лукутин, Б.В. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении: монография / Б.В. Лукутин, О.А. Суржикова., Е.Б. Шандарова. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 231 с.

Идентификация динамических объектов первого и второго порядка на основе применения нейроэмуляторов

Умутбеков Д.А., Глазырин А.С., Глазырин А.С.

Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

E-mail: metalurg@list.ru

Введение. В настоящее время применение искусственных нейронных сетей (ИНС) стало широко использоваться в таких направлениях как автоматическое управление, нейрофизиология, электроэнергетика. Имея ряд уникальных свойств, а это, способность к обучению и обобщению данных, адаптация к изменению свойств объекта управления, пригодность к синтезу нелинейных регуляторов, ИНС становится мощным инструментом для решения задач фильтрации, идентификации динамических объектов, аппроксимации функции, прогнозирования (предсказания) и т.д.

Основанные на ИНС дискретные идентификационные модели называются нейроэмуляторами (НЭ) или предикторами. [1]

Рассмотрим примеры нейроэмуляторов динамических объектов первого и второго порядков.

Идентификация RL-цепи

В качестве примера динамического объекта 1-го порядка, рассмотрим RL-цепь с параметрами $R = 1$ Ом, $L = 0,01$ Гн.

Для составления тренировочного набора моделируются процессы, протекающие при коммутации RL-цепи на источник постоянного напряжения. Данный процесс описывается дифференциальным уравнением (1) составленным по второму закону Кирхгофа:

$$E(t) = R \cdot i_L(t) + L \frac{di_L(t)}{dt} \quad (1)$$

где $i_L(t)$ – ток, протекающий через RL-цепь; $E(t)$ – источник постоянного напряжения.

Период дискретизации для моделирования $\Delta t = 0.0002$ с. Обучающая выборка представляет собой массив, состоящий из переходных характеристик динамического объекта, входными данными которого послужили напряжение и два задержанных сигнала по току, а выходным, соответственно ток на текущем шаге.

Нейронная сеть моделировалась, и обучалась в программной среде Matlab, с использованием инструментов Neural Network Toolbox. Архитектура нейроэмулятора: однослойная сеть вида 3-10-1 с прямой передачей сигналов, количество нейронов в скрытом слое – 10, функция активация всех нейронов – линейная. Обучение нейронной сети производилось по алгоритму Ливенберга-Марквардта [3].

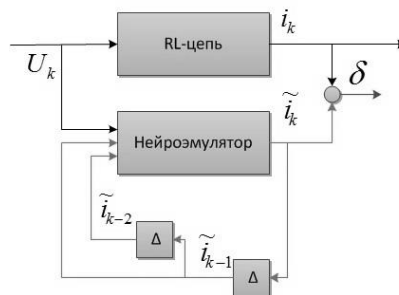


Рис.1. Схема обучения нейроэмулятора

На рис.1 представлена схема обучения нейроэмулятора.

где U_k – напряжение на входе; i_k – выход RL-цепи (переходной ток); i_k -tilde – выход нейроэмулятора; i_{k-1} -tilde – 1-й задержанный сигнал нейроэмулятора; i_{k-2} -tilde – 2-й задержанный сигнал нейроэмулятора; δ – Среднеквадратичная ошибка.

На рис.2 представлен график переходного процесса при мгновенном изменении источника постоянного напряжения

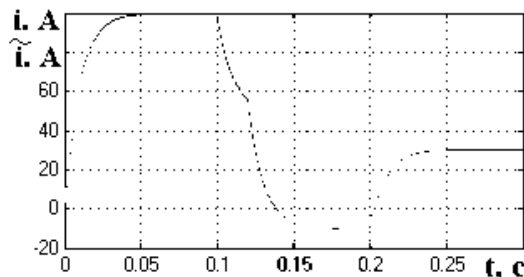


Рис.2. График переходного процесса при мгновенном изменении источника постоянного напряжения

Идентификация фильтра низких (ФНЧ) и фильтра верхних частот (ФВЧ)

Рассмотрим в качестве модели динамического объекта 2-го порядка фильтр низких частот и фильтр верхних частот.

ФНЧ и ФВЧ собраны на катушке индуктивности $L = 350$ мГн с омическим сопротивлением $R = 1$ Ом и конденсаторе $C = 450$ мкФ. Сопротивление нагрузки $R_{НАГР.ФНЧ} = 100$ Ом, $R_{НАГР.ФВЧ} = 10$ Ом. ФНЧ и ФВЧ описываются, дифференциальными уравнениями (2-3) составленными по первому и второму закону Кирхгофа.

Для фильтра низких частот:

$$\begin{cases} U_{BX}(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} + i_L(t) \cdot R + U_{BЫX}(t) \\ i_L(t) = C \frac{dU_{BЫX}(t)}{dt} + \frac{U_{BЫX}(t)}{R_{НАГР}} \end{cases}; \quad (2)$$

Для фильтра верхних частот:

$$\begin{cases} U_{BЫX}(t) = i_L(t) \cdot R + L \frac{di_L(t)}{dt} \\ i_L(t) = C \frac{dU_{BX}(t)}{dt} - C \frac{d(U_{BЫX}(t))}{dt} - \frac{U_{BЫX}(t)}{R_{НАГР}} \end{cases}. \quad (3)$$

где $i_L(t)$ - ток, протекающий через катушку индуктивности; $U_{BX}(t)$ - напряжение на входе фильтра; $U_{BЫX}(t)$ - выходное напряжение фильтра.

Для составления тренировочного набора моделируются переходные процессы при замыкании и размыкании на источник постоянного напряжения. Данный процесс моделировался в программе Matlab с использованием библиотек Simulink.

Период дискретизации для моделирования ФНЧ и ФВЧ $\Delta t = 0,001$ с. Обучающая выборка для нейроэмулятора ФНЧ представляет собой массив, состоящий из переходных характеристик динамического объекта, входными данными которого послужили напряжение по входу и два задержанных сигнала напряжения по выходу фильтра, а выходными данными обучающей выборки соответственно выходное напряжение фильтра на текущем шаге. Отличие обучающей выборки для нейроэмулятора ФВЧ в том, что здесь добавляется входные данные задержанного входного сигнала на один шаг.

Архитектура нейроэмулятора ФНЧ: однослойная сеть вида 3-35-1 с прямой передачей сигналов, количество нейронов в скрытом слое – 35, функция активация всех нейронов – линейная. Архитектура нейроэмулятора ФВЧ: однослойная сеть вида 4-35-1 с прямой передачей сигналов, количество нейронов в скрытом слое – 35, функция активация всех нейронов – линейная. Схема обучения нейроэмуляторов ФНЧ и ФВЧ показана на рис.3. Обучение нейронных сетей производилось по алгоритму Ливенберга-Марквардта [3].

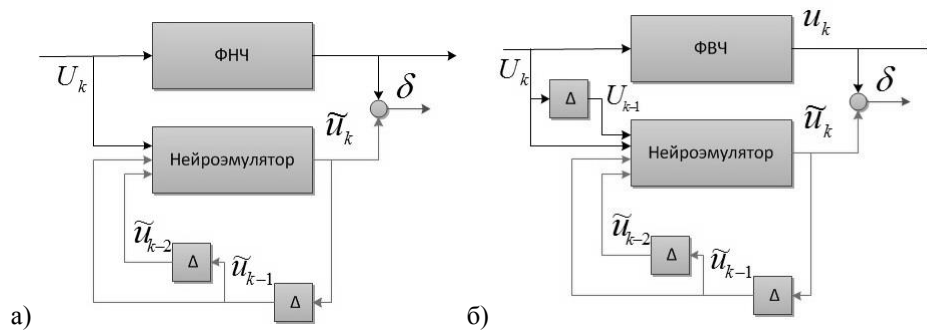


Рис.3. Схема обучения нейроэмуляторов а) ФНЧ и б) ФВЧ

Где U_k – напряжение на входе; U_{k-1} – задержанный сигнал по входу; u_k – выход нейроэмулятора; u_k – выход фильтра; u_{k-1} – 1-й задержанный выходной сигнал нейроэмулятора; u_{k-2} – 2-й задержанный выходной сигнал нейроэмулятора; δ – Среднеквадратичная ошибка.

На рис.4-6. представлены работы нейроэмуляторов при различных частотах.

По рис.5 видно, что нейроэмулятор ФНЧ пропускает сигналы низкой частоты, а при более высокой частоте (рис.6) амплитуда сигнала на выходе значительно уменьшается, что свидетельствует о правильности работы нейроэмулятора. Аналогично нейроэмулятор ФВЧ пропускает сигналы высокой частоты, при этом более низкие подавляет, уменьшая их амплитуду

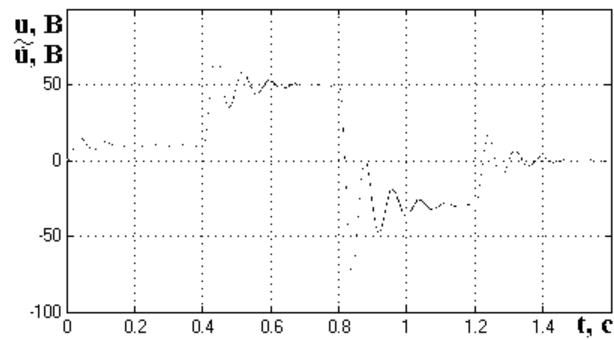


Рис.4. График переходного процесса нейроэмулятора ФНЧ при мгновенном изменении входного напряжения

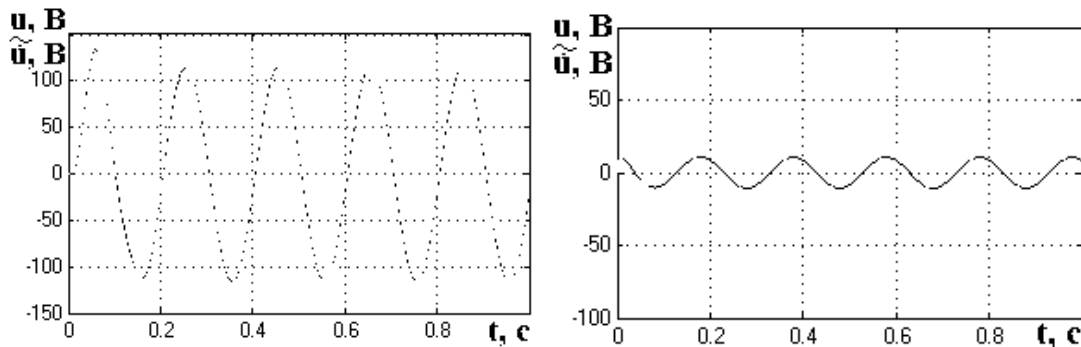


Рис.5. Работа нейроэмуляторов при частоте 5 Гц и напряжении на входе 100 В. а) нейроэмулятор ФНЧ и б) нейроэмулятор ФВЧ

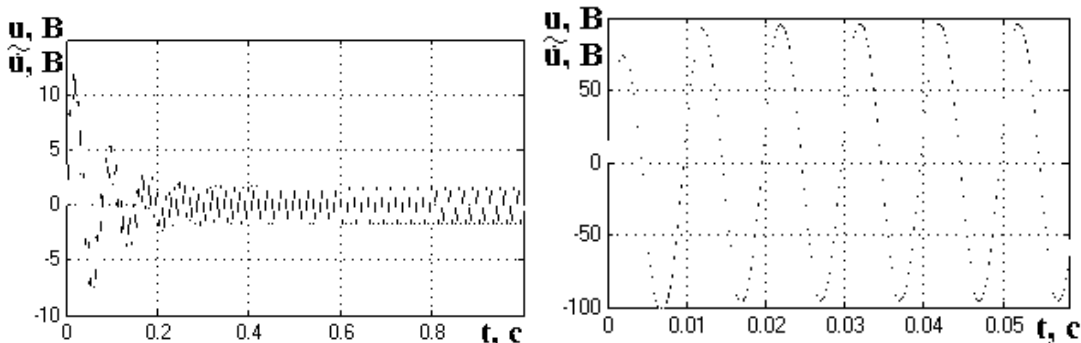


Рис.6. Работа нейроэмуляторов при частоте 100 Гц и напряжении на входе 100 В. а) нейроэмулятор ФНЧ и б) нейроэмулятор ФВЧ

Вывод.

В результате проделанной работы были смоделированы нейроэмуляторы RL-цепи, ФНЧ и ФВЧ. Искусственные нейронные сети с линейными функциями активации могут моделировать различные динамические процессы 1-го и 2-го порядка. Использование нейроэмуляторов повышает эффективность фильтрации сигналов различных частот. Принцип обучения, рассмотренный в данной работе, позволяет использовать его для моделирования более сложных нейроэмуляторов динамических объектов.

Список литературы:

1. Махотило К.В. Разработка методик эволюционного синтеза нейросетевых компонентов систем управления. Харьков — 1998
2. Хайкин С. Нейронные сети: полный курс, 2-е издание. : Пер. с англ. – М. : Издательский дом «Вильямс», 2006. – 1104 с.: ил. – Парал. Тит. Англ.
3. Медведев В.С., Потемкин В.Г. Нейронные сети. MATLAB 6/Под общ. Ред. к.т.н. В.Г.Потемкина. – М.: ДИАЛОГ-МИФИ, 2002. – 496 с.

Способы защиты сетей генераторного напряжения от коммутационных перенапряжений

Е.М. Фаттахов

Новосибирский Государственный Технический Университет, Россия, г. Новосибирск

fem85@rambler.ru

Характерной особенностью электрических сетей, содержащих вращающиеся электрические машины, является относительно низкая электрическая прочность ее статорной изоляции по сравнению с прочностью другого электрооборудования. Перенапряжения, возникающие при отключении генераторным выключателем токов короткого замыкания (КЗ) зависят не только от схемы сети, но и от характеристик дугогасительной среды генераторного выключателя. В настоящее время в сетях генераторного напряжения ТЭЦ широко внедряются вакуумные выключатели взамен морально и физически устаревших масляных выключателей. Как известно, вакуумные выключатели имеют жесткое дугогашение, т.е. способны отключать ток, содержащий высокочастотную составляющую, возникшую при повторном зажигании дуги в выключателе. В этом случае возникает так называемая эскалация перенапряжений. ОПН, установленные в сети генераторного напряжения могут ограничить перенапряжения относительно земли. Однако исследования показывают, что при этом градиентные перенапряжения, возникающие на продольной изоляции обмотки статора, превосходят уровень, допустимый для витковой и катушечной изоляции этой обмотки. Поэтому при проектировании дугогасящей камеры вакуумных выключателей следует обеспечивать такую скорость восстановления электрической прочности, при которой не будет наблюдаться повторных зажиганий дуги в вакуумной дугогасительной камере (ВДК) [1].

Следует отметить, что специального государственного стандарта на генераторные выключатели в РФ нет, но некоторые положения по техническим требованиям к ним записаны в общем стандарте на выключатели ГОСТ 687. Зарубежные производители генераторных выключателей ориентируются на стандарт IEEE Std C37.013-1997 «Высоковольтные генераторные выключатели переменного тока». В нем даны общие технические подходы и критерии по ряду параметров, методам испытаний и методикам расчетов [2].

Расчеты отключаемых генераторным выключателем токов КЗ и скорости ПВН проведены с использованием прикладного пакета Matlab Simulink. Результаты подтверждены аналитически по общеизвестным методикам расчета.

Таблица 1. Ток КЗ и скорость восстановления электрической прочности межконтактного промежутка ВДК

		КЗ на шинах	КЗ на выводах генератора	КЗ на выводах генератора с установкой RC-цепочки
2 генератора в работе	Ik, кА	27	45	45
	Скорость восстановления электрической прочности межконтактного промежутка ВДК, кВ/мкс	1,16	1,41	0,81
1 генератор в работе	Ik, кА	27	23	23
	Скорость восстановления электрической прочности межконтактного промежутка ВДК, кВ/мкс	1,16	5,2	0,69

Наиболее тяжелые условия для гашения дуги возникают при отключении первого полюса выключателя. Отключение всех полюсов происходит при прохождении тока в них через нулевое значение. Следовательно, при отсутствии механической задержки во временах отключения полюсов, время между отключениями составляет 3,3 мс, что существенно превышает время достижения восстанавливаемым напряжением своего максимума. Поэтому рассматриваются процессы на контактах первого по очереди отключаемого полюса выключателя. Способность отключения генераторного выключателя определяется, как правило, начальной скоростью восстановления напряжения на контактах выключателя, так как отключение без повторных зажиганий дуги в выключателе происходит лишь в случае, если скорость восстановления

электрической прочности между контактами в дугогасительной камере (ДГК) превышает скорость СПВН [1].

Результаты расчетов отключаемых токов и СПВН при варьировании места КЗ сведены в таблицу 1. В этой же таблице отражены различные режимы работы сети – работа одного или двух генераторов на шины ГРУ.

Из таблицы 1 видно, что наиболее тяжёлый случай возникает при отключении КЗ на выводах генератора и отключенном втором генераторе. Начальная скорость восстановления электрической прочности межконтактного промежутка ВДК должна составлять величину 5,2 кВ/мкс. Заводы-изготовители современных вакуумных выключателей гарантируют скорости восстановления электрической прочности межконтактного промежутка на уровне 4 кВ/мкс.

Следовательно, необходимо устанавливать средства защиты. В качестве такого средства была рассмотрена RC-цепочка с параметрами: $R=50$ Ом, $C=0,1$ мкФ. Результаты расчета СПВН с защитным аппаратом также представлены в таблице 1.

Как видно из результатов расчета наличие RC-цепочки приводит к снижению скорости восстановления напряжения на контактах ВДК до допустимого уровня (не более 4 кВ/мкс).

Заключение.

Расчет токов 3-фазного короткого замыкания в сети генераторного напряжения показал, что наиболее опасно КЗ на выводах генератора.

С установленным защитным аппаратом (RC-цепочка) требуемая начальная скорость восстановления электрической прочности межконтактного промежутка ВДК должна быть не менее 0,69 кВ/мкс. Заводы-изготовители современных вакуумных выключателей гарантируют скорости восстановления электрической прочности межконтактного промежутка на уровне 4 кВ/мкс. При установке в рассматриваемую сеть выключателя с указанной скоростью восстановления электрической прочности не будет наблюдаться повторных зажиганий дуги в дугогасительной камере, следовательно, не будет наблюдаться и опасных высокочастотных перенапряжений на витковой изоляции генератора, силового трансформатора и токоограничивающего реактора.

Список литературы:

1. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Основные характеристики и электромагнитные процессы: монография/ К.П.Кадомская, Ю.А.Лавров, О.И.Лаптев. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2008. – 343 с.
2. Генераторные выключатели 6 - 24 кВ, проблема выбора и применения. Новости электротехники №2(38) 2006 [Электронный ресурс].- Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2006/38/10.php>.

Проблема повышения эффективности регулируемого электропривода с вентильными преобразователями при добычи нефти

Филимонова О.В.

*Самарский государственный технический университет, Россия, г. Самара
oksana201@rambler.ru*

Тенденция развития современного производства направлена на повышение единичных мощностей машин и оборудования при одновременном уменьшении их энергопотребления и снижении стоимости, для чего, в настоящее время активно развивается производство энергоэффективных регулируемых электроприводов с вентильными преобразователями.

Комплексный подход к энергоэффективности при добыче нефти основан на трех составляющих: энергосберегающее оборудование; подбор оборудования по критерию максимального КПД при добыче; обеспечение работы насосной установки с максимальным КПД при эксплуатации средствами интеллектуальной системы управления.

Использование в установках электроцентробежных насосов (УЭЦН) энергоэффективных ступеней и вентильных двигателей позволяет снизить потери электроэнергии на 25%, а посредством применения комплексного подхода можно добиться снижения удельного энергопотребления на 40% и более.

Вентильный двигатель (ВД) является наиболее перспективным и универсальным типом электропривода переменного тока, в котором регулирование скорости и момента вращения осуществляется подводимым напряжением, током возбуждения и углом опережения включения вентилей при самоуправлении по частоте питания. Он обладает регулировочными качествами

машин постоянного тока и надежностью систем переменного тока. Особенностью магнитокоммуникационных электрических машин является наличие общей магнитной системы статора, состоящей из двух групп, где при перемещении ротора возникает циркуляция двух переменных во времени магнитных потоков, максимальные значения которых сдвинуты по фазе на период, и, поскольку каждый из этих периодически переключаемых магнитных потоков пронизывает обмотку якоря, в последней индуцируется переменная во времени ЭДС. Так как максимальный магнитный поток замыкается через магнитопровод статора, ферромагнитные элементы ротора и немагнитный рабочий зазор, то зависимость $\Phi_{\text{тах}}$ от тока возбуждения аналогична кривой намагничивания обычных синхронных машин.

Современные исследования показывают, что ВД с коммутацией магнитного потока за счет наиболее полного использования всего объема машины и устранения при этом из системы пассивных электрических и магнитных контуров, не участвующих в процессе электромеханического преобразования энергии, позволяют обеспечить достижение высоких удельных массогабаритных и энергетических показателей [1]. В вентильных магнитокоммутационных двигателях рационально используются электрические и магнитные материалы, отсутствует перемагничивание и связанные с ним потери в магнитных контурах вследствие однонаправленных магнитных потоков возбуждения. Сокращение длины силовых линий магнитного поля улучшает использование объема электромагнитного ядра и уменьшает массу расходуемой электротехнической стали, что также ведет к снижению добавочных потерь на вихревые токи и гистерезис и, таким образом, способствует увеличению КПД машины.

В процессе добычи нефти основная проблема при эксплуатации стандартных УЭЦН на базе асинхронного двигателя состоит в том, что из 100% энергии, потребляемой из сети, 29% — приходится на потери в насосе, 13% — в двигателе и 10% — в кабеле. Еще 9% энергии теряется в системе управления и трансформаторе. Таким образом, 61% электроэнергии, потребляемой при эксплуатации УЭЦН, тратится впустую — на обогрев, вибрацию, износ и т.д. Лишь 39% электроэнергии идет непосредственно на подъем жидкости. При проектировании рабочего режима скважины нефтяники постоянно сталкиваются с проблемой подбора оптимальной компоновки насоса. В этом случае, как правило, используется следующий алгоритм: вывод УЭЦН на номинальный режим при максимальном КПД; поддержание оптимального давления при подачи жидкости; поддержание максимального дебита в рабочей области насоса; периодическая эксплуатация УЭЦН с максимальным КПД.

Применение вентильных магнитокоммутационных двигателей в системе регулируемого электропривода позволяет поддерживать работу установки в точке оптимального КПД насоса непосредственно при эксплуатации. Этому способствуют такие характеристики ВД как плавный пуск, точная регулировка и полная защита электродвигателя от перегрузок за счет встроенного блока электронного управления; диапазон регулирования скорости до 90% от максимального режима. Необходимая производительность УЭЦН достигается меньшим числом оборотов, и, соответственно, снижается уровень шума и повышается надежность.

В настоящее время вентильные магнитокоммутационные двигатели находят широкое применение в приборном электроприводе, в промышленной автоматике и робототехнике, в современных транспортных системах, в медицине, в мехатронных судовых и авиационных системах. Такие машины представляют собой дискретные конструкции, которые совместно с системами управления позволяют создавать энергоэффективные мехатронные устройства с информационными и энергетическими возможностями, недоступными для традиционных конструкций.

Список литературы:

1. Герман-Галкин С.Г. Анализ и синтез мехатронной системы с магнитокоммутационной машиной в пакетах Matlab Simulink // Силовая электроника. №1, 2006. – С. 82-86.

Расчет оптимального шага расщепления

Хмелик М. С., Шевченко С. С.

*Новосибирский Государственный Технический Университет, Россия, г. Новосибирск
michael.khmelik@gmail.com*

В статье описаны некоторые возможности использования современных программных комплексов ELCUT и MATLAB. Дан алгоритм и приведены результаты расчета оптимального шага расщепления. Ключевые слова — расщепление проводов, расчет электромагнитных полей, ELCUT, MATLAB.

I. Введение

Выбор шага расщепления фазы является одной из задач при проектировании воздушных линий СВН. Расщепление позволяет исключить возникновение общей короны и, соответственно, снизить потери. Детально, методика выбора шага расщепления описана в [1].

Следует отметить, что её основное достоинство - это простота, поскольку весь расчет основан на сравнении значений, полученных по простым формулам. С другой стороны, основной критерий, напряженность электрического поля, вычисляется по эмпирическим формулам, полученным ещё в начале прошлого века.

Очевидно, что в основе этой задачи лежит расчет электрического поля фазы. Современные программные комплексы позволяют решать сложные полевые задачи, что позволяет воспользоваться другим путем: смоделировать необходимую конструкцию фазы и получить картину поля с заданной точностью. Затем, используя алгоритмический язык, можно задавать циклическое изменение параметров модели, и в рамках этого цикла решать указанную задачу.

Это можно реализовать, используя пакеты ELCUT и MATLAB. С помощью упомянутых комплексов, можно легко получить распределение напряженности электрического поля в зависимости от расстояния между составляющими фазы. При этом, полевая задача будет решена напрямую, а точность будет зависеть лишь от выбранной сетки.

II. Расчетная модель

Рассмотрим задачу расчета оптимального шага расщепления для воздушной линии 330 кВ.

Будем считать, что вектор напряженности электрического поля не изменяется вдоль координаты z (вдоль оси фазы). Это позволит упростить модель и свести задачу выбора шага расщепления к решению двумерного электрического поля. В качестве еще одного допущения, примем, что земля имеет абсолютно ровную поверхность. Провода представлены в виде гладких цилиндров.

Такая модель, созданная в пакете ELCUT, показана на рисунке 1. Увеличенная часть модели, содержащая составляющие расщепленной фазы, показана на рисунке 2.

Использовались следующие параметры:

Радиус составляющей фазного провода $d = 21.6$ мм (АС 240/32);

Высота подвеса провода над землей $H = 15$ м;

Фазное напряжение $U = \frac{330}{\sqrt{3}} = 190.52$ кВ

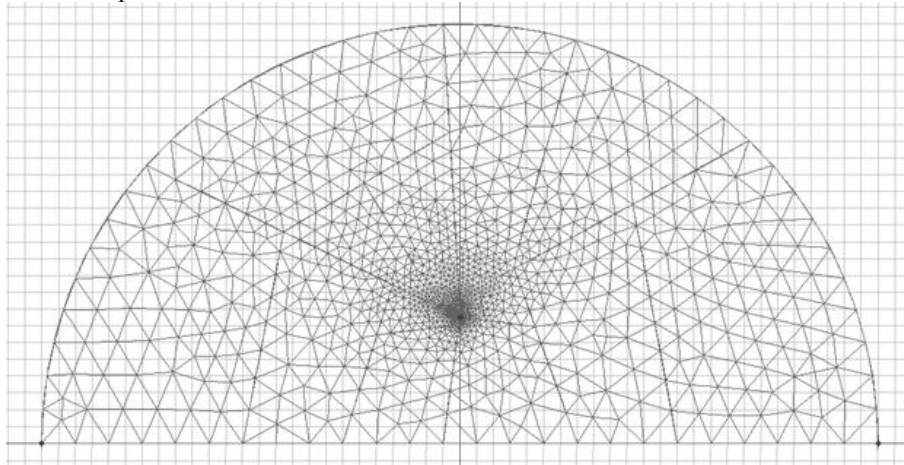


Рис. 1. Исследуемая модель

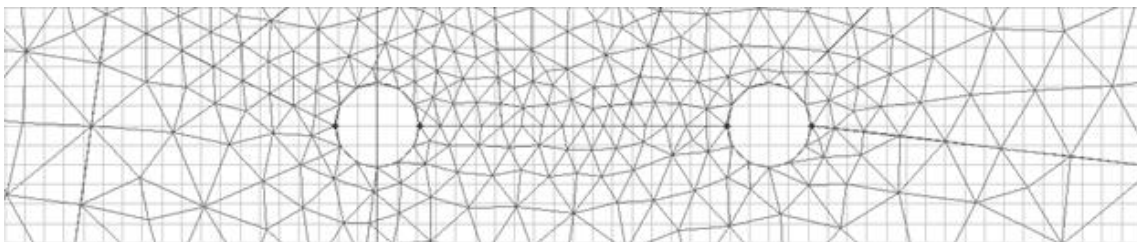


Рис. 2. Модель расщепленной фазы

III. Определение оптимального шага расщепления

Для определения оптимального шага расщепления построим кривую зависимости максимальной напряженности электрического поля на поверхности провода от расстояния между составляющими фазы. Входными данными для расчета являются минимальный (a_{\min}) и максимальный (a_{\max}) возможный шаг расщепления и шаг расчета (Δa).

Поскольку радиус провода АС 240/32 равен 1.08 см, то минимальный шаг расщепления (расстояние между центрами проводников) был принят равным 3 см. Максимальный шаг установлен 70 см, т.к. дальнейшее изменение поля не представляет интерес. Шаг расчета принят радиусу провода - 1.08 см, т.к. позволяет получить результат с достаточной точностью, без использования значительных вычислительных мощностей.

Кроме того, был произведен расчет по аналитической методике, упомянутой выше, с параметрами аналогичными модели. Коэффициент негладкости провода $m = 1$, относительная плотность воздуха $\delta = 1$. Расчетная формула [2]:

$$U_{\text{к}} = \frac{2\pi\epsilon\epsilon_0 \cdot m \cdot n \cdot r_0 \cdot E_{\text{к}}}{K_n \cdot C}$$

где $U_{\text{к}}$ – напряжение начала короны, кВ, $E_{\text{к}}$ – действующее значение напряженности начала короны, кВ/см, r_0 – радиус провода, см, m – коэффициент негладкости поверхности провода, n – количество проводников в фазе, ϵ – диэлектрическая проницаемость, ϵ_0 – диэлектрическая постоянная, Ф/м, K_n – коэффициент неравномерности, C – емкость провода, Ф/м

Результаты численного и аналитического расчетов представлены на рисунке 3. На нем же отмечены минимумы напряженности электрического поля и соответствующие им величины шага расщепления, которые равны 22.44 см и 25.28 см. Разность значений предположительно объясняется погрешностью численных расчетов сделанных в программном комплексе ELCUT и, возможно, погрешностью эмпирической формулы, используемой в аналитическом расчете. Но так или иначе, оба полученных шага расщепления близки по величине друг к другу.

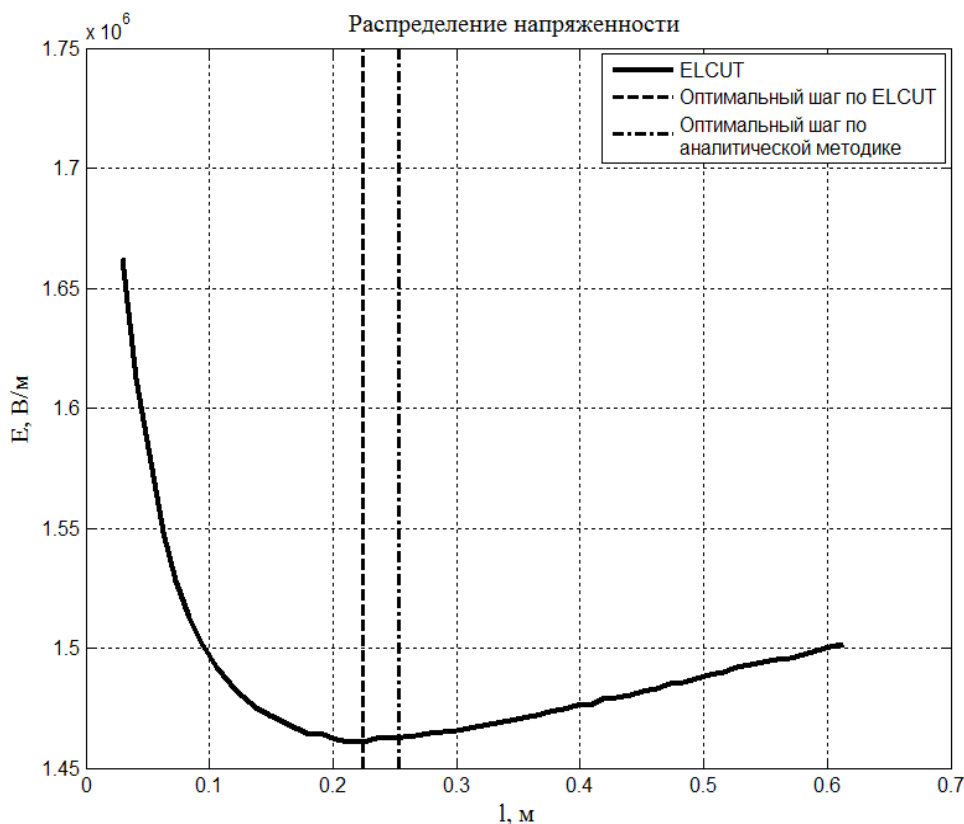


Рис. 3. Зависимость максимальной напряженности поля на поверхности расщепленного провода от шага расщепления

Стоит отметить, что приведенные в литературе [3][4] шаги расщепления для данного класса напряжения равны 40 и 60 см, что существенно выше полученных в результате расчета значений.

IV. Выводы

Совместное применение комплексов ELCUT и MATLAB позволяет полностью автоматизировать процесс расчета поля. Благодаря этому, можно отказаться от многих эмпирических формул, имеющих ограниченную область применения, и решать задачи поля без допущений, с необходимой точностью.

Как отмечалось ранее, оптимальный шаг расщепления по аналитической методике отличается от шага, найденного на основе расчета поля. Хотя разница примерно в 10%, необходимо провести эксперимент, который покажет какая из двух методик точнее.

Наиболее интересное следствие из работы - несовпадение оптимального шага расщепления с точки зрения напряженности поля на поверхности провода с реально применяемым при проектировании. Причина этого авторам статьи неясна и будет устанавливаться в дальнейшей работе.

Список литературы:

1. Герасимов В. Г. и др. (гл. ред. А. И. Попов). Электротехнический справочник: в 4 т. Т.3. – М.: Издательство МЭИ, 2004 – 964с.
2. Дмоховская Л.Ф., Ларионов В. П. и др. Техника высоких напряжений. – М.: Издательство «Энергия», 1975 – 480 с.
3. СТО56947007. Внутрифазные дистанционные распорки – гасители. Технические требования.
4. SS-EN 61854. Spacers for 220 kV and 400 kV OH lines.

Выбор мощности и места установки локального источника энергии в распределительной системе

Я.Э. Шклярский, О.И. Цинкович

Горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

tsinkovich_o@mail.ru

Внедрение локальных источников энергии в распределительную сеть связано с рядом сложностей, вызванных их влиянием на такие параметры режима работы энергосистемы как уровни напряжений в узлах, токи в линиях связи и др. На данный момент отсутствует общепринятая методика выбора мест установки и объемов распределенных генерирующих мощностей с точки зрения указанных факторов [1].

В общем случае можно сказать, что на выбор места расположения и мощности локального источника энергии влияют следующие факторы, связанные с энергосистемой [2]:

Технические (потери в линиях, качество электроэнергии, конфигурация и надежность системы электроснабжения, работа устройств РЗА и ПА);

Экономические (стоимость проектирования, стоимость строительства, стоимость эксплуатации и обслуживания, стоимость электроэнергии, потребляемой от централизованного источника энергии, расход топлива, стоимость производимой электроэнергии);

Экологические (уровень эмиссии углекислого газа и других загрязняющих веществ).

При внедрении распределенной генерации также возможен совместный учет указанных факторов.

Необходимо отметить, что неправильный выбор мощности и места установки локального источника может привести к увеличению потерь, ухудшению показателей качества электроэнергии, надежности и управляемости энергосистемы [2].

В настоящий момент задача выбора места установки и мощности локального источника энергии решается с помощью как аналитических, так и эвристических методов. В частности, применение генетического алгоритма показало свою эффективность для больших распределительных систем, в том числе и субоптимальные решения, при сравнении с методом перебора возможных вариантов [3]. При этом, одним из основных критериев при выборе мощности локального источника является минимум потерь при присоединении к i шине распределительной системы, а место установки определяется как шина, на которой потери при подключении источника оптимальной мощности будут минимальны. При поиске оптимального решения также учитываются следующие условия: уровень напряжения на шинах должен находиться в допустимых пределах, а ток в линиях - ниже максимально допустимого значения.

Однако существуют и других подходы к проблеме внедрения локальных источников энергии, так, например в [4] анализ работы распределительной системы с локальным источником энергии производится на основе двух вероятностных методов планирования с учетом нагрузки, производства электроэнергии и их корреляции.

Первый метод включает в себя расчет объемов генерации локального источника энергии в течение месяца/года на основании статистических данных, затем, применяя график продолжительности нагрузок, определяется пропускная способность системы. В результате можно оценить «непроизведенную» энергию как разность между произведенной энергией и пропускной способностью системы и сделать вывод о необходимости модернизации существующей энергосистемы и/или изменении мощности локального источника энергии.

Во втором случае, используя график нагрузки для групп потребителей и график производительности локального источника энергии, можно провести расчет потоков мощности в системе и, как следствие, основных технологических показателей (уровней напряжения на шинах, потери и т.п.). В результате, можно сделать вывод о необходимой мощности источника, его алгоритмах управления и т.д.

Оба метода являются приближенными и не решают проблему выбора места установки локального источника энергии, при этом результаты, полученные при расчете приведенными методами, дают положительный экономический эффект, по сравнению с расчетом при условии «минимум спроса – максимум производства электроэнергии», который зачастую применяется при выборе локального источника энергии [4].

Кроме того локальные источники энергии могут применяться в качестве третьего независимого источника питания электроприемников особой группы I категории с целью обеспечения безаварийного останова технологического процесса (в обоснованных случаях – для обеспечения продолжения работы производства) [5].

В этом случае также применяются эвристические алгоритмы для реконфигурации системы с питанием групп ответственных потребителей от локального источника энергии в послеаварийном режиме [6].

Таким образом, можно сказать, что перспективным направлением решения проблемы выбора мощности и места установки локального источника энергии является применение эвристических алгоритмов оптимизации режима работы распределительной системы с локальным источником энергии.

Список литературы:

1. В.В. Тарасенко. Генетический алгоритм выбора распределенной генерации // Вестник ЮУрГУ, №14, 2010, Серия «Энергетика», выпуск 13, С. 15-19.
2. Gopiya Naik S., D.K. Khatod, M.P Sharma. Distributed generation Impact on Distribution Networks: A Review // International Journal of Electrical and Electronics Engineering (IJEET): 2231-5284, Vol-2, Iss-1, 2012, pp. 68-72.
3. Deependra Singh, Devender Singh, K.S. Verma. Multiobjective Optimization for DG Planning With Load Models // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, No. 1, February 2009.
4. Sami Repo, Hannu Laaksonen, Pertti Jarventausta. New Methods and Requirements for Planning of Medium Voltage Network Due to Distributed Generation, Tampere University of Technology, Finland.
5. НТП ЭПП-94 - Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. 1-я редакция. - М.: 1994. – 70 с.
6. Баасан Бат-Ундрал. Методы комплексного исследования нормальных и послеаварийных режимов систем электроснабжения с распределенной генерацией. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. ИрГТУ, г. Иркутск, 2009 г.

Разработка энергоэффективных систем катодной защиты магистральных газопроводов

Абуняев А.С., Хасанова Л.Н., Цынаева А.А.

*Самарский государственный архитектурно-строительный университет, Россия, г. Самара
landysechka@mail.ru*

Природный газ является одним из наиболее экспортируемых ресурсов Российской Федерации. Его транспортировка осуществляется при помощи магистральных газопроводов, которые в процессе их эксплуатации подвергаются электрохимической коррозии [1].

Для защиты газопроводов от электрохимической коррозии применяется катодная защита, заключающаяся в изменении состояния металла из активного в пассивное. Она может осуществляться двумя методами:

1. Гальванический метод заключается в образовании гальванопары, которая будет сохранять трубопровод электронеутральным;
2. Электрический метод заключается в использовании внешнего источника тока для поддержания пассивного состояния материала трубопровода.

Гальванопара – это два вещества, при взаимодействии которых в окружающей их среде возникает электрический ток [2]. В гальваническом методе роль этих веществ будут играть металлы, обладающие различными потенциалами и помещенные в электролит. При этом металл, обладающий более отрицательным потенциалом, будет выполнять роль анода и, разрушаясь, защищать металл с менее отрицательным потенциалом [1].

В качестве разрушаемых гальванических анодов используют протекторы из сплавов магния, алюминия или цинка.

Гальванический метод эффективен при использовании только в грунтах низкого сопротивления (до 50 Ом: пески, супесь, суглинки, чернозем, глина) [3]. Так как в грунтах с высоким сопротивлением (более 50 Ом: песчаники, известняки, лёсс) данный метод не может обеспечить необходимую защиту, будет целесообразным использование электрического метода [3].

Для осуществления защиты подземных трубопроводов от агрессивной электрохимической среды сооружаются станции катодной защиты (СКЗ), схема которой представлена на рис. 1. В состав СКЗ входят источник постоянного тока или преобразователь (защитная установка), анодное заземление, контрольно-измерительный пункт, соединительные провода и кабели.

Как правило, в качестве источников постоянного тока используются преобразователи различной конструкции, питающиеся от сети переменного тока. Они позволяют регулировать защитный ток в широких пределах, тем самым обеспечивая необходимую защиту трубопровода. Для питания защитных установок используются воздушные линии переменного тока мощностью 0,4; 6 или 10кВ.

Защитный ток создает разность потенциалов "труба-земля". Так как ток распределяется по длине газопровода неравномерно, то и разность потенциалов в различных точках будет иметь значения неравные друг другу, причем максимальное из них будет находиться в точке дренажа, т.е. в точке подключения источника тока. Далее разность потенциалов уменьшается по мере удаления от этой точки.

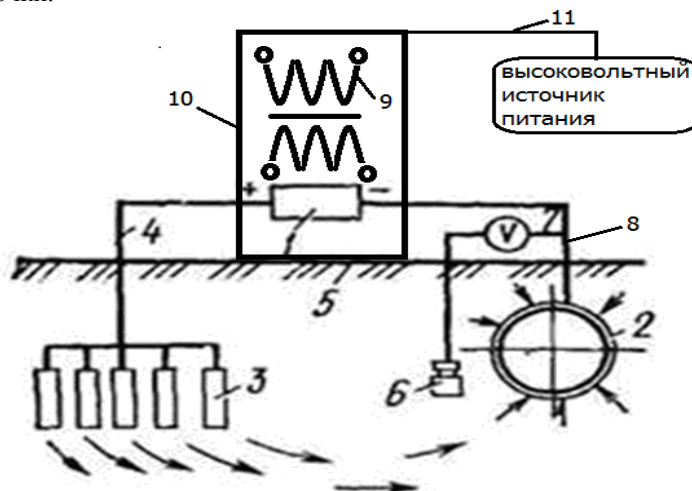


Рис.1. Схема станции катодной защиты: 1 – выпрямитель; 2 – газопровод; 3 – анодное заземление; 4 – металлический проводник; 5 – грунт; 6 – электрод сравнения; 7 – высокоомный вольтметр; 8 – катодный вывод; 9 – трансформатор; 10 – блок управления; 11 – кабель питания

Основными недостатками используемых в настоящее время СКЗ является сбой в их работе, вызванные следующими видами отказов:

- обрыв катодного вывода - 2%
- пробой трансформатора - 4%

- сбой в работе блока управления и измерения - 5%
- нарушение работы высоковольтного разъединителя - 14%
- пробой диодов, тиристорov выпрямителя - 15%
- разрушение контакта в переключателях и разъемах - 15%
- обрыв провода к анодному заземлителю - 17%
- обрыв кабеля питания -18%

Подобные проблемы приводят к значительному сокращению эксплуатационного периода газопроводов, в связи с этим целью нашей работы является повышение энергоэффективности систем катодной защиты.

Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи:

1. исследование существующих систем катодной защиты для выявления недостатков в их работе;
2. разработка математической модели систем катодной защиты;
3. на основе численного моделирования разработка и исследование систем катодной защиты и разработка новых высокоэффективных СКЗ.

Для уменьшения значительной части отказов по причине нарушения целостности кабелей можно использовать каучуковую (резиновую) изоляцию проводов большей толщины. Так, например, если увеличить толщину изоляции вдвое, мы можем добиться увеличения пластичности провода, а, следовательно, и его меньшей ломкости, к тому же это позволит не допускать повреждение провода по причине перемерзания в северных районах, так как коэффициент теплопроводности например вспененного каучука 0.03 (Вт/ м*К). Также можно использовать дублирование проводов.

Для борьбы с отключением сети 220В можно установить несколько батарей, обеспечивающих полностью автономную работу системы в момент аварии. При отключении сети, батареи должны без перебоя напрямую включиться в сеть и нести заряд, способный поддерживать работу установки около 12 часов до прибытия ремонтных служб и устранения неполадок.

Также для более оперативного устранения неполадок можно применить систему датчиков, направленных на самые проблемные участки конструкции и передающие сигнал в случае неполадок на пульт инженерных служб.

Для снижения процента отказов, вызванных поломкой переключателей, следует уйти от кнопочной схемы к тумблерной.

Так как пробой тиристорov возникают при их перегреве, то этого можно избежать путем увеличения площади первоначального включения, то есть площади р-п перехода. Также одной из причин пробоев является перенасыщение базы тиристора. Решить эту проблему можно путем увеличения сопротивления установки, например при помощи резистора.

В дальнейшем предполагается проведение численного исследования СКЗ на основании, разрабатываемой математической модели и получение новых конструктивных решений для СКЗ на основе результатов исследований.

Список литературы:

1. 1. Котляр И.Я. Эксплуатация магистральных газопроводов/Котляр И.Я., Пиляк В.М.// Л.: «Недра», 1971.-248с
2. 2. Тодт Ф. Коррозия и защита от коррозии –Л.: Химия,1967.-709с
3. 3. http://www.zandz.ru/udelnoe_soprotivlenie_grunta.html

Требования к коммутационной способности линейных выключателей при отключении коротких замыканий

А.Н. Чурина

*Новосибирский Государственный Технический Университет, Россия, г.Новосибирск
churina-anastasija@rambler.ru*

Линейные выключатели должны надежно отключать все виды коротких замыканий на ВЛ, отходящих от шин ОРУ ВН. Основными характеристиками выключателей с этой точки зрения являются их разрывная мощность, характеризуемая приданном классе напряжения величиной отключаемого тока, а также коммутационная способность, характеризуемая процессом восстановления электрической прочности между контактами полюса выключателя при их расхождении[1].

Выключатель является самым ответственным аппаратом в высоковольтной системе, при авариях он всегда должен обеспечивать четкую работу. При отказе выключателя авария развивается, что ведет к тяжелым разрушениям и большим материальным потерям, связанных с недоотпуском электроэнергии, прекращением работы крупных предприятий.

Основным требованием к выключателям является высокая надежность их работы во всех возможных эксплуатационных режимах. Отключение выключателем любых нагрузок не должно сопровождаться перенапряжениями, опасными для изоляции элементов установки. В связи с тем, что режим короткого замыкания для системы является наиболее тяжелым, выключатель должен обеспечивать отключение цепи за минимально возможное время[2].

Обычно рассматриваются два расчетных случая коммутации:

- отключение короткого замыкания (КЗ) на ВЛ непосредственно за выключателем,
- отключение КЗ на ВЛ на достаточно близком расстоянии от выключателя, так называемое "неудаленное КЗ" (по терминологии в российской технической литературе) или "километрический эффект" (по терминологии, принятой в зарубежной технической литературе)[1].

Для типовой схемы выдачи мощности ГЭС (рис.1) были проведены расчеты переходных восстанавливающихся напряжений (ПВН) на первом отключаемом полюсе линейного выключателя при отключении трехфазного КЗ на одной из отходящих ВЛ.

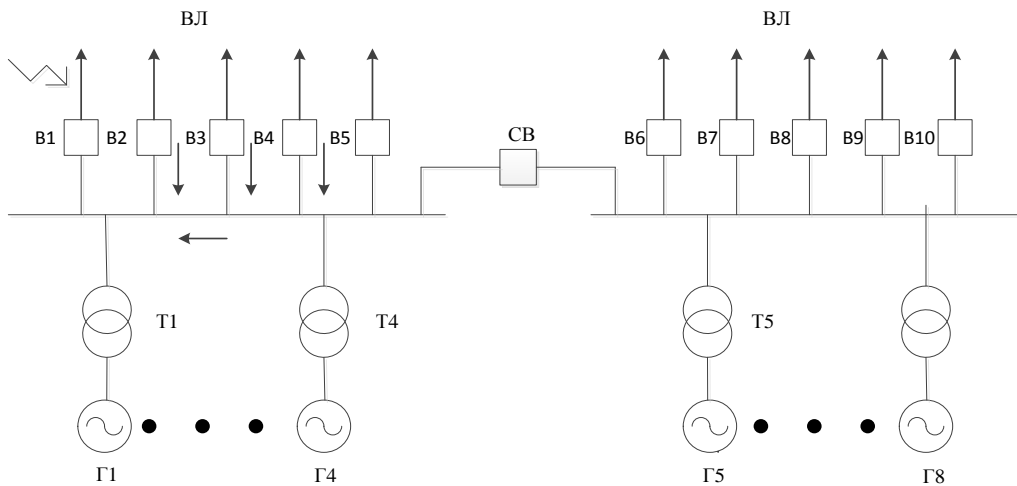


Рис. 1. Принципиальная схема выдачи мощности ГЭС с указанием точки КЗ

Для исследования процессов восстановления напряжения на контактах выключателя в рассматриваемой схеме и построение нормируемой кривой ПВН был использован пакет программы MatlabSimulink.

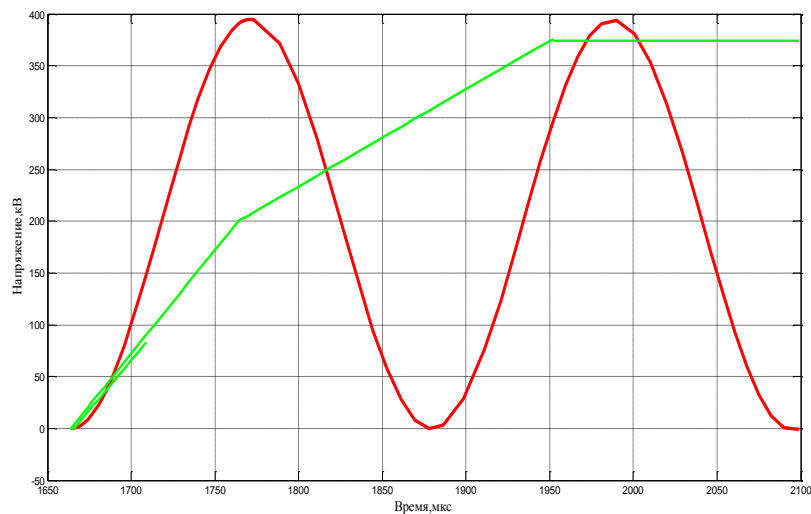


Рис.2 Осциллограмма восстанавливающегося напряжения и нормируемая кривая ПВН при условии $I_{0.n} = I_{0.ном}$

Для рассматриваемой сети ток трехфазного КЗ равен 53 кА. Отталкиваясь от условия $I_{кз} \leq I_{отк}$, можно рекомендовать для установки выключатель с параметрами: $U_{ном} = 220$ кВ; $I_{отк} = 63$ кА. Компьютерная осциллограмма восстанавливающегося напряжения на контактах отключаемого полюса выключателя и нормируемая кривая переходного восстанавливающегося напряжения приведены на рис.2.

Кривая восстанавливающегося напряжения пересекает и лежит выше нормируемой кривой, следовательно, выключатель с предлагаемыми характеристиками не справляется с коммутацией отключения тока КЗ.

К возможным вариантам увеличения коммутационной способности выключателя при отключении токов КЗ (а именно снижение начальной скорости восстановления напряжения) можно отнести следующие:

- применение токоограничивающих устройств;
- использование шунтирующего сопротивления в выключателях;
- оснащение нейтралей трансформаторов ОРУ низкоомными сопротивлениями;
- деление сети или станции перед отключением [1].

Первые две меры сопряжены с введением дополнительного оборудования или усложнением конструкции выключателей, третья мера эффективна при отключении однофазных КЗ. Поскольку в работе рассматривались только трехфазные КЗ, то рассмотрим эффективность применения последней из перечисленных мер.

Предварительное отключение секционного выключателя приводит к увеличению эквивалентного сопротивления системы и способствует снижению тока КЗ. Расчетные осциллограммы процесса отключения при делении станции секционным выключателем приведены на рис.3.

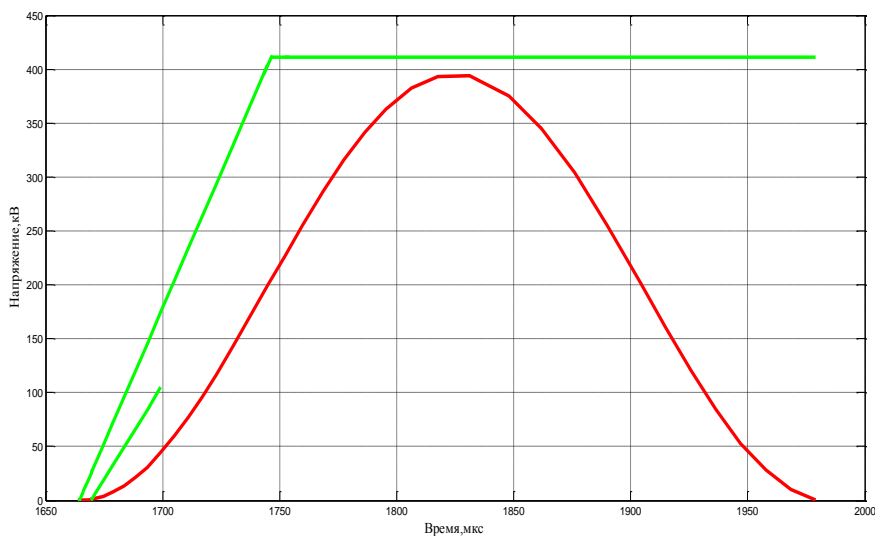


Рис.3 Осциллограмма восстанавливающегося напряжения и нормируемая кривая ПВН в случае деления станции секционным выключателем ($I_{о.н} = 0,3 I_{о.ном}$)

Кривая восстанавливающегося напряжения лежит ниже нормированной кривой. Следовательно, в случае деления станции предлагаемый выключатель способен отключить ток КЗ непосредственно за линейным выключателем на отходящей ВЛ.

В качестве альтернативной меры можно предложить включение дополнительной емкости на шинах ОРУ. В рассматриваемом случае уменьшается не только собственная частота, но и коэффициент превышения амплитуды K_a (отношение наибольшей амплитуды восстанавливающегося напряжения к наибольшей амплитуде возвращающегося напряжения промышленной частоты), так как чем больше эта емкость, тем больше демпфирующее действие сети и тем ниже кривая восстанавливающегося напряжения. Расчетная осциллограмма процесса приведена на рис.4.

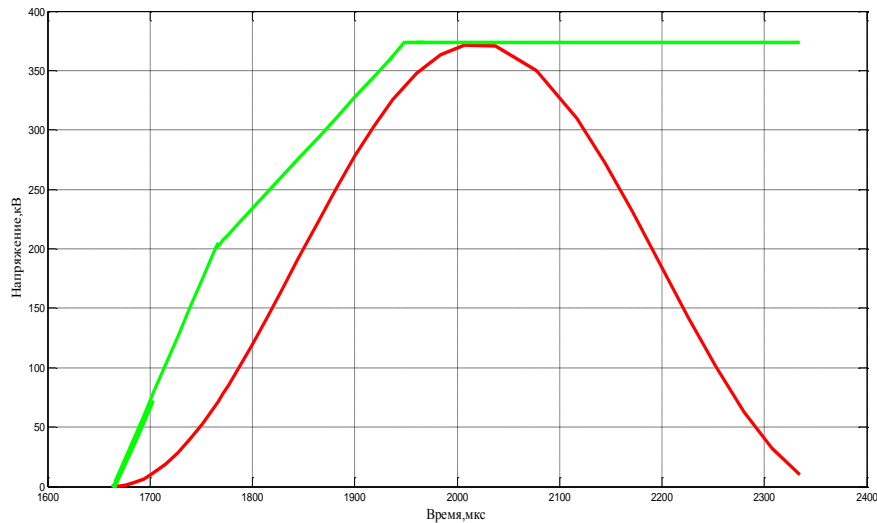


Рис.4. Осциллограмма восстанавливающегося напряжения и нормируемая кривая ПВН в случае увеличения суммарной емкости сети ($I_{0.n} = I_{0.ном}$)

В некоторых схемах определяющей коммутацией может быть не отключение КЗ непосредственно за линейным выключателем, а отключение КЗ на ВЛ на небольшом удалении от выключателя. Очевидно, что удаление точки КЗ от шин ОРУ приводит к некоторому уменьшению величины токов КЗ. Однако начальные скорости восстановления напряжения на контактах отключаемого полюса выключателя могут

возрасти за счет волновых процессов, возникающих на участке ВЛ от шин ОРУ до места КЗ [1]. Сравнительные расчетные осциллограммы процессов при отключениях КЗ непосредственно за выключателем и на некотором удалении (3 км) от него приведены на рис.5.

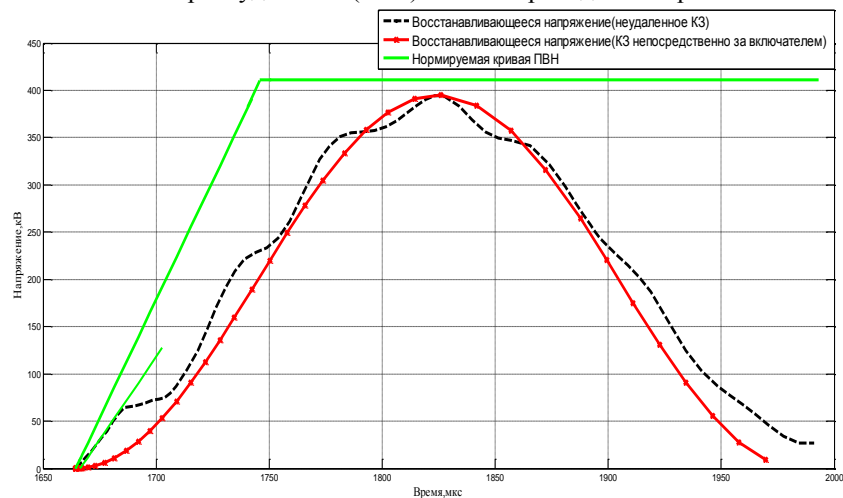


Рис.5. Сравнительные расчетные осциллограммы процессов восстановления напряжения на контактах выключателя при КЗ непосредственно за выключателем и на некотором удалении от него и нормируемая кривая ПВН

Наиболее эффективной мерой снижения начальной скорости ПВН при отключении неудаленных КЗ является оснащение выключателей шунтирующими сопротивлениями [1].

Выводы: Проведенные в работе расчеты показали, что для обеспечения требуемой коммутационной способности линейных выключателей при отключении токов 3-фазного КЗ на отходящих ВЛ необходимо предусмотреть следующие меры:

- деление сети или станции перед отключением линейного выключателя;
- использование дополнительных емкостей на шинах ОРУ ВН;
- использование шунтирующего сопротивления в выключателях.

Список литературы:

1. Кадомская К.П., Лавров Ю.А., Рейхердт А. Перенапряжения в электрических сетях различного назначения защита от них: Учебник. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2004. – с.
2. Кукеков Г.А. Выключатели переменного тока высокого напряжения. 2-е изд.- Л: «Энергия», 1972.- 338 с.
3. Ключенович В.И. Выключатели переменного тока высокого напряжения: Рекомендации по выбору и справочные данные. №2839. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2004.

О структурно-параметрической оптимизации режима перекачки при частотно-регулируемом электроприводе магистральных насосов**Шабанов В.А., Шарипова С.Ф.***Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, г. Уфа
sharipovavsveta@yandex.ru*

При современной системе перекачки нефти по магистральным нефтепроводам весь трубопровод делится на технологические участки. Технологический участок может содержать до 5-6 нефтеперекачивающих станций (НПС), на каждой из которых устанавливается, как правило, четыре магистральных насоса. В пределах технологического участка все насосы включены последовательно, работают с одинаковой подачей и поэтому режимы их работы взаимосвязаны. Так включение, отключение или изменение частоты вращения одного из насосов изменяет производительность трубопровода, а, следовательно, и подачу всех насосов технологического участка. Поэтому при оптимизации частотно-регулируемых электроприводов (ЧРЭП) магистральных насосов на одной из НПС необходимо учитывать изменение режимов работы всех других НПС технологического участка. В статье рассматриваются проблемы оптимизации режима перекачки при использовании ЧРЭП магистральных насосов.

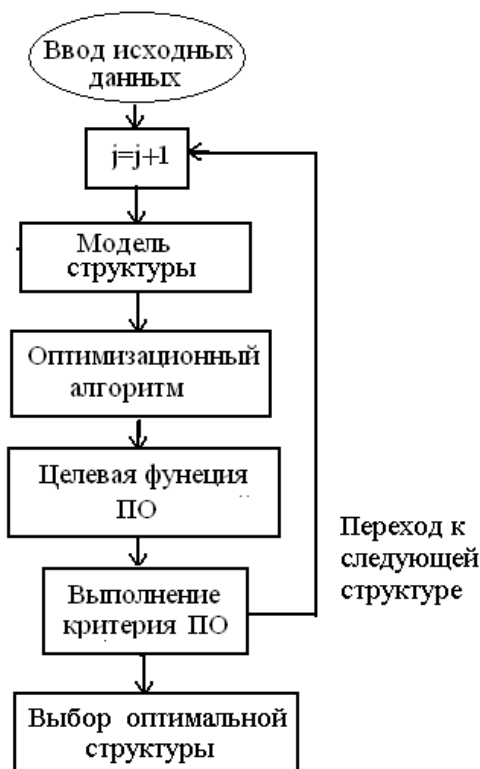
При оптимизации режима перекачки нефти при использовании ЧРЭП магистральных насосов решаются две оптимизационные задачи: определение оптимального числа ЧРЭП [1] и выбор оптимальной частоты вращения каждого из регулируемых насосных агрегатов [2, 3, 4].

При оптимизации технологического процесса перекачки (ТПП) все насосы, электродвигатели и преобразователи частоты технологического участка следует рассматривать как компоненты единого ТПП, образующие структуру технологического участка [5]. Поэтому при оптимизации перекачки нефти по технологическому участку необходимо найти как оптимальную структуру технологического участка (число магистральных насосов и ЧРЭП на каждой из НПС), так и параметры элементов, составляющих эту структуру (скорости вращения электродвигателей и магистральных насосов, напоры магистральных насосов, потребление мощности каждым из насосных агрегатов и т.д.). Это означает, что для оптимизации ТПП целесообразно использовать структурно-параметрическую оптимизацию, которая представляет собой комбинацию структурной и параметрической оптимизаций [6]. При структурно-параметрической оптимизации неизвестными являются как структура ТПП, так и параметры компонентов и процесса. При этом поиск осуществляется в пространстве структур и параметров.

Для проведения структурно-параметрической оптимизации необходимы математическая модель технологического участка, целевые функции и оптимизационный алгоритм. Структурно-параметрическую оптимизацию ТПП можно выполнять как единый процесс оптимизации, при котором одновременно оптимизируется и число ЧРЭП на каждой НПС, и их параметры. Разные структуры технологического участка, вследствие различий в количестве и сочетании регулируемых и нерегулируемых насосов и электродвигателей на каждой НПС, имеют различные выходные показатели (производительность трубопровода, напоры и загрузку насосов и электродвигателей, расход электроэнергии на перекачку, остаточный ресурс, расходы на техобслуживание и ремонт и др.). При этом для решения задачи структурной оптимизации необходимо знать оценки качества технологического процесса, которые, можно получить только на основе параметрической оптимизации. С другой стороны, задача параметрической оптимизации может быть решена только для заданной структуры. При этом параметрическая оптимизация становится подчиненной задачам структурной оптимизации. Структурная схема структурно-параметрической оптимизации приведена на рисунке 1.

Так как число структур, т.е. число возможных комбинаций магистральных насосов, ЧРЭП и мест их базирования на технологическом участке, может быть значительным, то такой алгоритм усложняет процедуру оптимизации и требует много машинного времени.

Возможна и другая процедура структурно-параметрической оптимизации, в которой структурная и параметрическая оптимизация на первом этапе разделены, а на втором этапе образуют единый процесс оптимизации с последовательными циклами и обратными связями. При этом на этапе структурной оптимизации выполняется структурный синтез. Для проведения структурного синтеза необходимы математическая модель технологического участка, целевые функции и показатели эффективности. При этом структурный синтез ТПП, в свою очередь, целесообразно выполнять в два этапа. На первом этапе может выполняться предварительный структурный синтез, например, на основе ограничений, накладываемых на параметры технологического режима. При этом структурный синтез на первом этапе - это процесс формирования технически допустимых структур с отсевом недопустимых и определение множества возможных и допустимых (конкурирующих) структур. На этом этапе параметры каждой из структур не оптимизируются – определяется только допустимый диапазон изменения параметров, например, допустимый диапазон изменения частоты вращения насосов. На следующем этапе структурного синтеза производится сравнение структур по одному из показателей эффективности (критерию отбора), например, по расходу электроэнергии, или по минимуму эквивалентного КПД. Причем определяется разброс изменения показателя эффективности в рабочем диапазоне изменения рабочих параметров. Конечная задача структурного синтеза – выбор структур с наибольшим значением показателя эффективности (например, с наименьшим расходом электроэнергии).



ПО - параметрическая оптимизация

Рис. 1. Перебор структур с выполнением параметрической оптимизации

Параметрическая оптимизация технологического процесса при частотном регулировании магистральных насосов, заключается в расчете оптимальных скоростей вращения каждого из них. Параметрическая оптимизация также может проводиться в несколько этапов. На первом этапе в качестве целевой функции может использоваться потребляемая мощность, расход электроэнергии или эквивалентный КПД технологического участка. Управляемыми переменными являются частоты вращения магистральных насосов. Выбор целевых функций и критериев оптимизации является при этом одной из важнейших проблем параметрической оптимизации. На первом этапе целесообразно использовать целевые функции в виде расхода электроэнергии. Это наиболее простые целевые функции, но не всегда эффективные [7]. На втором этапе параметрической

оптимизации целесообразно использовать критерии, связанные с повышением надежности трубопровода и повышением остаточного ресурса трубопровода, МН и электродвигателей [8].

Математические и компьютерные модели, применяемые при структурно-параметрической оптимизации ЧРЭП МН, могут существенно отличаться от моделей, используемых при параметрической оптимизации. Так, если при параметрической оптимизации структура технологического участка в процессе оптимизации остается постоянной, то в процессе структурно-параметрической оптимизации одновременно с параметрами ТПП изменяется и его структура, и целевые функции, и критерии оптимизации. При этом возможны несколько подходов к формированию модели ТПП. Можно, например, создавать свою модель для каждой структуры технологического участка. В этом случае должно быть создано множество моделей для разного числа и разного сочетания регулируемых и нерегулируемых МН и должен быть организован переход от одной модели ТПП к другой в процессе поиска оптимальной структуры. При таком подходе переход от одной модели к другой может производиться либо методом последовательного перебора, либо методами поисковой оптимизации с использованием критериев оптимизации. Однако при использовании ЧРЭП число структур может быть велико и метод перебора может потребовать значительного машинного времени, а применение методов поисковой оптимизации требует разработки критериев и целевых функций параметрической оптимизации. Другой подход заключается в создании модели, которая удовлетворяла бы требованиям всех возможных структур ТПП. Такая модель потребует использования нескольких критериев оптимизации и превращает задачу в многокритериальную. Такая модель будет универсальной и позволит автоматизировать процесс структурно-параметрической оптимизации.

Список литературы:

1. Шабанов В.А. Основы методики выбора числа и места установки частотно-регулируемых электроприводов магистральных насосов // Нефтегазовое дело. Научно-технический журнал. – 2012. – Т. 10. – № 2. – С. 36–39.
2. Туманский А.П. Оптимизация режимов перекачки по магистральным трубопроводам с перекачивающими станциями, оборудованными частотно-регулируемым приводом // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2005. – №8. – С. 11–14.
3. Шабанов В.А., Ахметгареев А.А. К вопросу о выборе оптимального режима работы магистрального насоса с частотно-регулируемым приводом // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – №3(89). – С. 119–127.
4. Шабанов В.А., Шарипова С.Ф. Алгоритм определения частоты вращения магистральных насосов // Нефтегазовое дело: электрон. научный журнал. – 2013. – №4. – С. 20–29. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_17.pdf
5. Шабанов В.А., Шарипова С.Ф. Задачи и проблемы оптимизации ЧРЭП МН // Сборник научных трудов I международной (IV Всероссийской) НТК «Электропривод, электротехнологии и электрооборудование предприятий». - Уфа, «Нефтегазовое дело». – 2013. – С. 92–98.
6. Акимов С.В. Компьютерные модели для автоматизированного структурно-параметрического синтеза // Компьютерное моделирование 2004: Труды 5-й международной конференции. Часть 1. – СПб.: «Нестор». – 2004. – С. 191–197.
7. Шабанов В.А., Хакимов Э.Ф., Шарипова С.Ф. Алгоритм оценки эффективности частотно-регулируемого электропривода магистральных насосов эксплуатируемых нефтепроводов по критерию снижения расхода электроэнергии // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2013. – №2(9). – С. 34–42.
8. Шабанов В.А., Шарипова С.Ф. Критерии эффективности частотно-регулируемого электропривода магистральных насосов на нефтеперекачивающих станциях // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2013. – №1(9). – С. 38–43.

Повышение эффективности систем передачи и распределения электрической энергии

Шевченко Н.Ю.

*Камышинский технологический институт (филиал) ВолгГТУ, Россия, г. Камышин
schewchenckonata1960@mail.ru*

Для повышения энергетической эффективности энергосистем необходимо оптимизировать процесс передачи и распределения электрической энергии.

Основные пути повышения энергетической эффективности электрических сетей [1]:

- внедрение технологий по увеличению пропускной способности линий электропередач (ЛЭП);
- энергосбережение за счет оптимизации конструкций электрооборудования, электрических сетей, проводниковой продукции и схемных решений;
- внедрение новых промышленных стандартов энергоэффективности силовых электрических аппаратов.

К новым технологиям в электроэнергетике предъявляются следующие требования: относительно небольшие инвестиции; непрерывный мониторинг состояния электрической сети; существенное повышение надежности снабжения потребителей электроэнергией; повышение пропускной способности линий электропередачи; регулирование напряжения в сети; повышение качества поставляемой электроэнергии; улучшение статической и динамической устойчивости энергосистемы; длительный период эксплуатации; интеллектуализация электрической сети.

Рассмотрим наиболее перспективные способы увеличения пропускной способности линий электропередачи.

Применение термостойких проводов позволяет ослабить температурные ограничения при передаче электрической энергии на короткие и средние расстояния при неизменных параметрах линии. Для получения необходимой температурной устойчивости применяются дисперсионно-твердеющие материалы, циркониевые сплавы, композитные материалы с внедрением волокон оксида алюминия. Такие материалы выдерживают без старения повышенные рабочие температуры (200-2500 С) и имеют сниженный коэффициент температурного расширения. Для повышения надежности и пропускной способности электрической сети можно использовать современные композитные провода AERO-Z, имеющие меньший вес по сравнению с проводом АС (ACSR), большую прочность на разрыв, меньшее удельное сопротивление и следовательно меньшие потери электроэнергии. Основные поставщики специальных проводов в Россию: Nexans (Бельгия); Lumpri- Berndorf, (Австрия); J-Power Systems (Япония).

Для передачи больших объемов электрической энергии на расстояния свыше 600 км наиболее эффективными являются линии постоянного тока (HVDC). Пропускная способность таких ЛЭП в 2-5 раз выше, чем при передаче переменного тока такого же напряжения. Постоянный ток также используется в кабельных подводных линиях электропередачи длиной более 50 км. Потери при передаче электрической энергии постоянного тока меньше по сравнению с переменным током, так как не зависит от сопротивления проводников и протекающего тока [2]

Применение в электрических сетях «гибких передающих систем переменного тока» на основе устройств FAST (Flexible alternative Current Transmission Systems) позволит повысить эффективность и обеспечить гибкое управление режимами энергосистем, так как FAST одновременно могут воздействовать на напряжение, сопротивление и угол сдвига фаз. Считается, что устройства FAST поднимут пропускную способность линий электропередач на 20-40%. Гибкие системы электропередачи должны позволить при любых возмущениях в системе с помощью устройств FAST перевести систему в новое стабильное состояние. Наиболее полно этим требованиям удовлетворяют такие устройства FACTS, как СТАТКОМ, АСГ (асинхронизированные генераторы), АСК (асинхронизированные компенсаторы), СТК (статические тиристорные компенсаторы), УПК (управляемые продольные компенсаторы), фазоповоротные трансформаторы, управляемые шунтирующие реакторы. Применяются данные устройства на всех уровнях электроэнергетической системы: на электростанциях, в сети, у потребителя [3].

Повышение компактности и экологичности электроэнергетических объектов – требования сегодняшнего дня, вызывающие необходимость применения новых технологий.

Для уменьшения отчуждения территории под линии электропередачи и снижения воздействия на окружающую среду все большее распространение находят компактные линии электропередач и подстанции различного исполнения. Воздушные линии (ВЛ) нового поколения (компактные ВЛ и управляемые самокомпенсирующиеся ВЛ (УСВЛ)) в сочетании с устройствами FAST по сравнению с ВЛ традиционной конструкции позволяют: увеличить пропускную способность в 1,2-1,6 раза; снизить суммарные затраты на 10-20% в расчете на единицу передаваемой мощности; осуществить принудительное перераспределение потоков активной и реактивной мощности; повысить эффективность использования устройств регулирования реактивной мощности; уменьшить суммарную мощность и стоимость устройств регулирования мощности напряжения; снизить суммарные потери электроэнергии в энергосистеме; повысить механическую устойчивость ВЛ при воздействии неблагоприятных атмосферных факторов; сократить в 1,5-2 раза площади земельных угодий, отчуждаемых под воздушные линии при

передаче одинаковой мощности; обеспечить управление величиной и направлением потоков мощности в электрических сетях [4].

Основные преимущества УСВЛ достигаются за счет создания новых конструкций опор и расщепленных фаз линии, изменения конфигурации расположения фаз в пространстве и расстояний между ними, выполнения специальных схем электрических присоединений линий данного типа к подстанциям, применение новых устройств фазового управления, а также средств компенсации, продольного и поперечного регулирования. Управляемые самокомпенсирующиеся высоковольтные линии электропередачи переменного тока могут выполняться в воздушном или кабельном исполнении и применяться в электрических системах для транспорта электрической энергии на малые, средние, дальние и сверхдальние расстояния, а также в распределительных электросетях.

Основные конструктивные особенности УСВЛ состоят в том, что цепи линии располагаются на общих опорах или сближенные фазы на отдельных опорах. Фазы в пролетах фиксируются друг относительно друга с помощью изоляционных элементов. Технические параметры различных вариантов двухцепных УСВЛ (CFACTS) приведены в таблице 1.

Таблица 1. Технические параметры различных вариантов двухцепных CFACTS

Параметры	Единицы измерения	Напряжение, кВ		
		220	330	500
Длина линий	км	100-300	200-400	300-600
Провода		2АС300	3АС300	АС300
Расстояние между сближенными фазами	м	2,2	3,0	4,0
Волновое сопротивление при:	$\Theta=00$	Ом	375	367
	$\Theta=1200$	Ом	222	214
	$\Theta=1800$	Ом	206	199
Натуральная мощность линии электропередачи при	$\Theta=00$	МВт	258	592
	$\Theta=1200$		416	965
	$\Theta=1800$		468	1090
				1478
				2567
				2929

Замена воздушных линий на кабели вплоть до номинального напряжения 500 кВ в крупных городах, несомненная тенденция развития электроэнергетики, результатом которой должно стать повышение компактности электроэнергетических объектов.

Сейчас наиболее перспективными являются кабели с теплостойкой экструдированной изоляцией (сшитый полиэтилен (СПЭ) и этиленпропиленовая резина), а также сверхпроводящие кабели ВТСП, которые примерно в 3–5 раз сокращают площади земель, отчуждаемых для прокладки даже кабелей из сшитого полиэтилена и позволяют увеличить почти на порядок рабочий ток при тех же радиальных габаритах токоведущей жилы.

Переход от кабелей с бумажной пропитанной изоляцией к кабелям с изоляцией из сшитого полиэтилена связан со следующими преимуществами последних: высокая пропускная способность; низкий вес, меньший диаметр и радиус изгиба; более высокая надежность; возможность прокладки на сложных трассах; относительно низкая себестоимость прокладки [5]. Ориентировочные экономические показатели при переустройстве ВЛ в КЛ приведены в таблице 2.

Таблица 2. Ориентировочные экономические показатели при переустройстве ВЛ в КЛ

Ориентировочная стоимость строительства 1 км. кабельной линии	Площадь высвобождаемого участка земли	Ориентировочная стоимость высвобождаемого участка земли
КЛ 110 кВ = 26 - 103 млн. руб.	4,5 Га	112 - 1120 млн. руб.
КЛ 220 кВ = 52 - 115 млн. руб.	5,6 Га	140 - 1400 млн. руб.
КЛ 500 кВ = 183 - 223 млн. руб.	8,0 Га	200 - 2000 млн. руб.

К другим перспективным решениям можно отнести газоизолированные линии (ГИЛ), где воздух, элегаз или другой газообразный диэлектрик находится при избыточном давлении. Такие

линии целесообразны в больших городах или на подходах к ним, а также для подстанционных связей. Относительная диэлектрическая проницаемость газа близка к единице, в результате погонная емкость примерно в 3–4 раза меньше, чем у обычных кабелей и, соответственно, значительно меньше и потери. Поэтому газоизолированные линии можно применять для передачи энергии на достаточно далекие расстояния. Газоизолированные линии, как правило, прокладываются в тоннелях. В настоящее время в мире реализовано более 500 проектов ГИЛ.

Выводы:

1. Условия работы современных электроэнергетических систем характеризуются увеличением плотности передаваемой мощности; снижением управляемости сети; необходимостью компактного исполнения электроэнергетических объектов; социальными аспектами обеспечения высокой надежности и экологичности электроснабжения.

2. Основой повышения управляемости и надежности электроэнергетических систем является применение устройств FACTS, системы мониторинга состояния и диагностики оборудования, работающими в режиме on-line.

3. Технологической основой создания компактных электроэнергетических объектов, наряду с применением ВТСП устройств, должны стать кабели на основе сшитого полиэтилена, компактные воздушные электропередачи с использованием многогранных опор, высокопрочных полимерных изоляторов нового поколения, изолированных, высокотемпературных и компактных проводов, газоизолированные линии.

Список литературы:

1. http://www.energyfoto.ru/corp_mag/abb_review/ABB_Review_2007_2.pdf
2. <http://www.siemens.com/energy/hv-gil>
3. <http://www.news.elteh.ru/proect/kochkin>.
4. http://www.energo-info.ru/images/pdf/transformatorostroenie/pl_006_d.pdf.
5. http://www.simross.ru/upload/information_system_17/2/2/0/group_220/information_groups_property_1052.pdf

Задача сопряжения математической модели объекта регулирования с автоматическим регулятором, реализованным на базе ПЛК.

Сафронов А.В., Глезер В.В.

НГТУ, Россия, Новосибирск

glezer.v.v@gmail.com

Энергетика – это отрасль с большим объемом автоматизации. Если в конце XX века теплоэнергетические процессы были автоматизированы на 70÷80%, то уже в начале XXI века объем автоматизации стал достигать 90÷95%. При этом, если раньше затраты на автоматизацию составляли порядка 4÷5% от стоимости основного оборудования, то сейчас эта цифра увеличилась до 15÷20% [1].

Развитие микропроцессорной техники позволило реализовать более сложные законы регулирования основных параметров работы энергооборудования. Так, доля применения ПИД закона регулирования составляет в одноконтурных системах 64%, в двухконтурных - 36% [2].

Сегодня на рынке можно найти большое количество производителей по разработке, производству, поставке и внедрению полномасштабных автоматизированных систем управления. Из них стоит выделить: Siemens, Honeywell, Emerson, из отечественных производителей – МС-Торнадо, Текон.

Каждый из производителей оборудования для автоматизации ведет свои разработки касательно создания новых законов регулирования: системы с предикторами, с элементами нечеткой логики, с различными доработками ПИД-регулятора, например, PIDFF разработки Siemens [3].

В связи с более сложными структурами регуляторов на сегодняшний день актуальным вопросом является обучение специалистов методам настройки автоматических систем регулирования (АСР) с заменой реального объекта автоматизации математической моделью. При этом в качестве регулятора используется программируемый логический контроллер (ПЛК) с реализованным в нем алгоритмом работы регулятора.

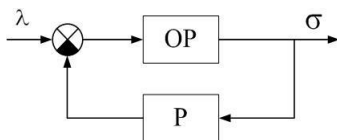


Рис.1. Структурная схема одноконтурной АСР.

где «Р» - регулятор, выполненный конкретным производителем и реализующий тот или иной закон регулирования; «ОР» - математическая модель объекта регулирования, достаточно полно и точно описывающая реальную систему, в которой предполагается использовать данный регулятор.

При реализации математической модели объекта регулирования возникает вопрос по способу сопряжения платформы расчета модели с ПЛК производителя [4,5].

Самым простым и очевидным решением является размещение математической модели (ММ) в этом же рабочем ПЛК. Существенным ограничением этого решения являются малые вычислительные ресурсы ПЛК, частота процессора, не превышающая 400 МГц и объем оперативной памяти 16 Мб. Поэтому для такой реализации возможно использование только упрощенных моделей. Применение этого метода возможно только в тех условиях, где величина конечной точности ММ не важна.

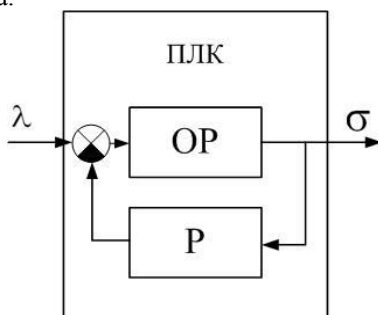


Рис.2. Схема размещения математической модели объекта регулирования в ПЛК.

Существенным недостатком данного способа является то, что при выборе ПЛК другого производителя будет необходимо заново набирать весь «листинг» кода ММ в новом редакторе, так как каждый производитель оборудования использует свою среду разработки, например: ISaGRAF, CoDeSys, Step7 и т.д. Решением этой проблемы может быть размещение всей ММ объекта регулирования физически в другом ПЛК.

В данном случае математическая модель реализуется в одном контроллере, а с ним сопрягается второй «исследуемый» контроллер. В этом случае ММ пишется только один раз и при смене «исследуемого» контроллера не переписывается.

Сопряжение контроллеров может быть произведено также несколькими способами: первый очевидный способ - через аналоговые/дискретные входы/выходы. Если же характеристики входов/выходов не совпадают, то возможно связать контроллеры через RS-485, либо RS-232 интерфейс, или же обеспечить их взаимодействие через OPC - сервер (OLE for Process Control), представляющий собой единый интерфейс для управления объектами автоматизации.

Как уже было отмечено выше, основным недостатком данного подхода являются малые вычислительные мощности современных ПЛК. При реализации сложных ММ основного энергетического оборудования и нехватке вычислительных ресурсов ПЛК представляется логичным использовать ресурсы более мощной техники, например – персонального компьютера (ПК). Современные достижения информационных технологий позволяют реализовывать любые математические модели теплового оборудования и всего энергоблока в целом и производить их расчет в реальном времени [6-8].

При размещении ММ на персональном компьютере возможны несколько способов его сопряжения с ПЛК.

Одним из способов решения является применение ЦАП/АЦП платы в ПК (PCI ЦАП/АЦП), которая преобразует выходные значения ММ в унифицированные токовые сигналы, а входные воздействия со стороны ПЛК - в цифровые. Так, мы получаем замкнутую систему АСР, работающую в реальном времени. Основным недостатком такого сопряжения является высокая стоимость платы (превышающая стоимость ПЛК) и ограниченное число входных/выходных

каналов. В связи с этим, для сопряжения регулятора с ММ экономически выгоднее использовать не ЦАП/АЦП плату, а ПЛК. Но тогда снова встает вопрос о сопряжении ПК и ПЛК между собой для передачи данных по схеме ПК-ПЛК-ПЛК.

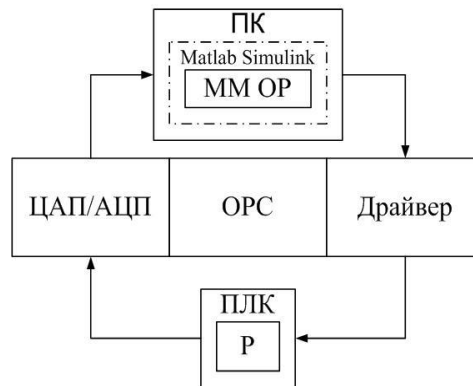


Рис.3. Схема возможных сопряжений ММ, размещенной в ПК с ПЛК.

Вторым способом решения данной задачи является использование промышленных протоколов Modbus и Profibus через преобразователь интерфейсов USB\RS-485, либо USB\RS-232. Недостатком этого подхода является сложность настройки ПЛК конкретного производителя для работы по данным протокола.

Перспективным решением в этой области является применение OPC-технологий. OPC-протокол является открытым стандартом, базирующимся на Windows-технологиях: OLE, ActiveX, COM/DCOM; а протоколы OPC XML DA, OPC UA - платформо-независимы. Это позволяет легко сопрягать с уже реализованной математической моделью ПЛК любого производителя.

Таким образом, обобщая все вышесказанное, можно сделать вывод о том, что для обучения специалистов методам поиска оптимальных параметров настройки АСУ с заменой реального объекта автоматизации математической моделью, математическую модель эффективнее размещать на вычислительных мощностях персонального компьютера, а сопряжение с контроллером осуществлять через OPC-сервер, размещенный на том же ПК.

Список литературы:

1. Оптимизация систем автоматизации теплоэнергетических процессов. Ч. 1. Автоматические системы регулирования теплоэнергетических процессов с аналоговыми регуляторами : учебник / С.И. Новиков. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2011. – 284 с.
2. Новиков С.И., Сафронов А.В. Метод экспериментального определения Д-составляющей ПИД-регулятора // Энергетика и теплотехника: сб. науч. трудов / под ред. акад. РАН В.Е. Накорякова. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2010. – Вып. 15. – С. 127-136.
3. Денисенко В.В. ПИД-регуляторы: принципы построения и модификации // Современные технологии автоматизации. - 2007. - №1. С. 78-88.
4. Зюбин В.Е. Использование виртуальных объектов для обучения программированию информационно-управляющих систем // Информационные технологии. 2009. №6. С.79-82.
5. Зюбин В.Е., Калугин А.А. Виртуальные лабораторные стенды: обучение программированию задач промышленной автоматизации // Промышленные АСУ и контроллеры. 2009. №2. С.39-43.
6. Загреддинов И. Ш. Магид С. И. Тренажерная it-подготовка персонала – основа экономичной и безаварийной работы предприятий электроэнергетики России. "Энергетика и промышленность в России" №10, 2004;
7. Рубашкин А. С. Развитие технологии моделирования динамических процессов на тепловых электростанциях. "Теплоэнергетика" №10, 2004;
8. Донской А. Н. Тренажеры на базе ЭВМ для оперативного персонала ТЭЦ. "Энергетик" № 5, 1995.

Секция 2

Эффективность теплоэнергетических установок и систем

Повышение эффективности газотурбинных установок в системе эксплуатации газопроводов

*Афанасьев К.Ю.**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск*afalina1@sibmail.com

В последние годы газотурбинные установки (ГТУ) приобретают все большее развитие в различных отраслях промышленных предприятий. Повышенное внимание к газотурбинным установкам в первую очередь может быть объяснено рядом преимуществ ГТУ перед их основными конкурентами. К наиболее важным достоинствам ГТУ можно отнести высокую экономичность, большие мощности при малых габаритных размерах и удельном весе, возможность использования автоматизированного управления, высокая надежность, возможность агрегатного ремонта, а также простота конструкции и обслуживания.

Эффективность и экономичность использования газотурбинных установок на компрессорных станциях газопроводов, благодаря высокой энергоемкости, компактности и автономности уже давно доказаны на примере большинства газотранспортных компаний. На сегодняшний день количество газоперекачивающих агрегатов с приводом на основе ГТУ достигло по суммарной мощности уже более 80 % от общей установленной мощности [1].

При этом стоит отметить, что на привод газоперекачивающих агрегатов (ГПА) расходуется около 30 % от перекачиваемого объема природного газа. Таким образом, одним из приоритетных направлений развития газотранспортных компаний является внедрение доступных и эффективных методов повышения КПД газотурбинных установок компрессорных станций.

Как известно, основными методами повышения эффективности ГТУ являются повышение КПД, а также улучшение экологичности (уменьшение количества вредных выбросов в атмосферу).

Разработки по повышению эффективности ГТУ можно разделить на три направления:

рекуперация тепла уходящих газов, с его повторным использованием;

модернизация термодинамических циклов в самой установке;

внедрение современных конструктивных решений по созданию тепловых двигателей.

Первое направление включает в себя утилизацию тепловой энергии для повышения эффективности самой газотурбинной установки или для вспомогательных нужд (подогрев сетевой воды, отопление, ГВС и т. д.).

Второе направление предусматривает улучшение термодинамических характеристик ГТУ за счет:

использование теплоты уходящих газов для подогрева сжатого воздуха перед входом в камеру сгорания;

промежуточное охлаждение воздуха при ступенчатом сжатии;

промежуточный подвод теплоты при ступенчатом расширении;

использование частично замкнутого циркуляционного контура [2].

Третье направление предполагает развитие таких технологий как:

создание сложных и многовальных установок, которые имеют большую эффективность и экономичность при работе на частичных нагрузках;

разработка комбинированных установок, работающих по парогазовому циклу или с поршневыми камерами сгорания;

повышение температуры перед турбиной до 2000 К [3];

разработка контактных газо-паротурбинных установок схемы «Водолей»;

приближение процесса горения в проточном тракте турбины к изотермическому за счет создания установок без камер сгорания [4].

Стоит отметить, что в работах многих авторов [5..8] даются данные о сложности и перспективности того или иного метода повышения эффективности ГТУ, однако речь чаще всего идет лишь о конечных цифрах увеличения КПД, а получить промежуточные результаты расчетов, влияющие на конечный результат не представляется возможным. Также, как уже говорилось, эффект от введения того или иного метода повышения КПД ГТУ зависит от ее класса мощности, и

выявление зависимостей для конкретного примера ГПА-16М-10, который эксплуатируется на компрессорной станции острова Сахалин, будет иметь высокое прикладное значение.

В ходе работы были рассмотрены схемы ГТУ, начиная от простой и заканчивая схемами с промежуточными подводами теплоты, промежуточными охлаждениями между ступенями компрессора, рекуперацией и т.д., а также проанализировано влияние повышения температуры перед турбиной, изменения температуры воздуха перед компрессором и введения воздушного охлаждения.

Далее приведем в графическом виде результаты относительных изменений основных показателей рассчитанных схем ГТУ на рисунках 1-5.

Исходя из представленных диаграмм видно, что схема с регенерацией имеет наибольший КПД за счет минимальной работы компрессора, при этом максимальный коэффициент полезной работы достигается в схеме с промежуточным подводом теплоты и промежуточным охлаждением.



Рис. 1 Зависимость работы на валу агрегата от конфигурации газотурбинной установки



Рис. 2 Зависимость коэффициента полезной работы от конфигурации газотурбинной установки

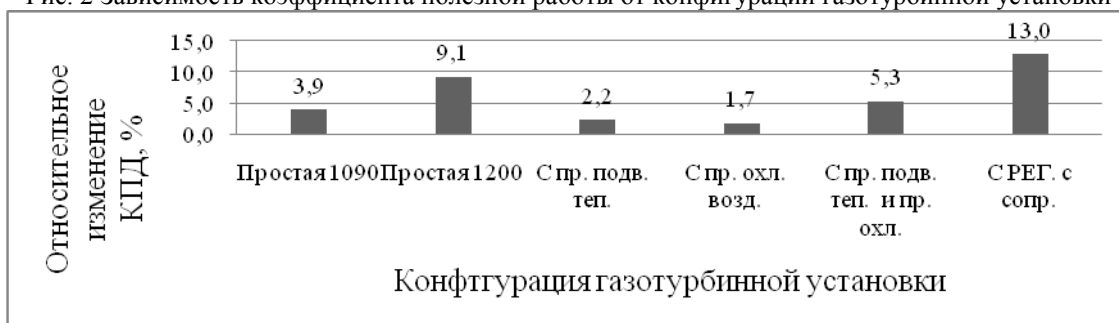


Рис. 3 Зависимость КПД от конфигурации газотурбинной установки

Также было получено, что во всех рассмотренных схемах температура газов на выходе из турбины превышает 360°C , что дает возможность использования теплоты уходящих газов для производства дополнительной тепловой энергии для отопления и ГВС.

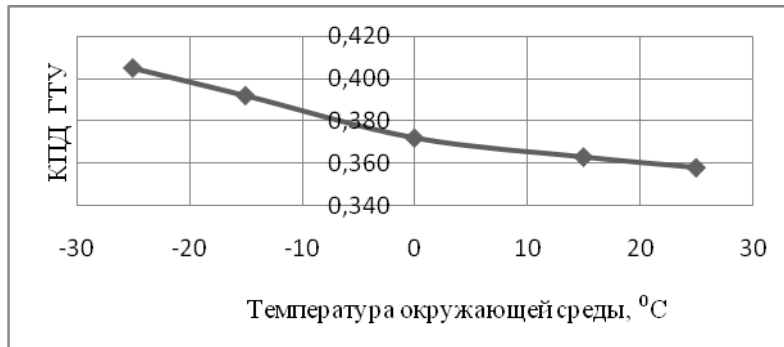


Рис. 4 График зависимости КПД ГТУ от температуры окружающей среды

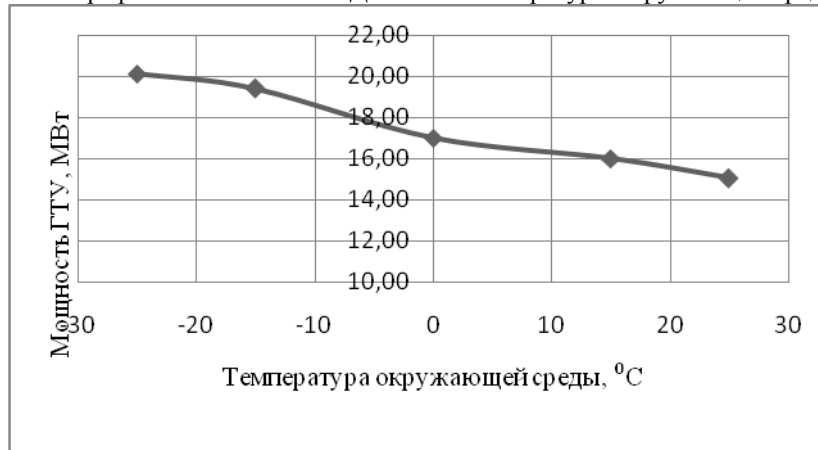


Рис. 5 График зависимости мощности ГТУ от температуры окружающей среды

По результатам представленных графиков можно сделать следующие выводы:

Увеличение температуры позволяет увеличить работу расширения 1 кг газа в турбине и увеличить работу ГТУ на валу агрегата, что позволит получить большую эффективную мощность.

Рост температуры на входе в турбину позволяет снизить расход газа через турбину, расход воздуха, подаваемого компрессором и расход топлива, что приведет к уменьшению экономических затрат и повышению КПД на 3 %.

Используя промежуточный подвод теплоты, мы получаем более высокую работу расширения 1 кг газа в турбине и более высокую работу газа на валу агрегата и следовательно большую мощность. Однако, прирост КПД менее 1 %.

Промежуточное охлаждение воздуха позволяет незначительно увеличить работу расширения 1 кг газа в турбине и увеличить работу ГТУ на валу агрегата, а также снизить расход газа через турбину, расход воздуха, подаваемого компрессором, что приведет к уменьшению экономических затрат. Коэффициент полезного действия увеличился также менее чем на 1 %.

Комплексное применение промежуточного подвода теплоты и промежуточного охлаждения воздуха наряду с преимуществами каждого из вариантов является наиболее капиталоемким методом. Рост КПД составил около 2 %.

Использование рекуператора позволяет существенно увеличить температуру газов на выходе из турбины, их тепловой потенциал, а также снизить работу сжатия одного килограмма воздуха в компрессоре, что приводит к увеличению КПД ГТУ на 3-4 %.

При воздушном охлаждении простой ГТУ при расходе воздуха на охлаждение 0,106 кг/кг, происходит снижение электрического КПД на 6 % и увеличивается расход топлива в камеру сгорания на 3 %.

При уменьшении температуры наружного воздуха происходит увеличение мощности ГТУ, что является следствием повышения работы расширения рабочего тела в газовой турбине, при повышении расхода воздуха сжимаемого компрессором. КПД ГТУ, коэффициент полезной мощности повышаются, а удельные расходы топлива и воздуха снижаются в связи с уменьшением работы, затрачиваемой на сжатие воздуха в компрессоре, однако массовые расходы воздуха и топлива возрастают.

Таким образом, схема с регенерацией имеет наибольший КПД за счет минимальной работы компрессора, при этом максимальный коэффициент полезной работы достигается в схеме с промежуточным подводом теплоты и промежуточным охлаждением.

Исходя из целесообразности применения того или иного решения на компрессорной станции о. Сахалин наиболее эффективным методом считаю внедрение регенерации тепла уходящих газов за счет введения кожухотрубных теплообменных аппаратов с оребрением.

Список литературы:

1. Газотурбинные установки для транспорта природного газа: учебное пособие / А. В. Рудаченко, Н. В. Чухарева. — Томск: Изд-во ТПУ, 2012. — 212 с.
2. Ходус В.В. Высокоэффективный регенеративный цикл ГТУ с рециркуляцией продуктов сгорания при высоком давлении // Теплоэнергетика. 2010. № 2. С. 7 – 11.
3. Fukaizumi J. The future of gas turbine // Power Engng Intern. Mag. 2005. Vol. 13. № 5. P. 683-691.
4. John H. Lewis, William H. Day, "Gas turbine", in AccessScience, ©McGraw-Hill Companies, 2008, URL: <http://www.accessscience.com> (дата обращения 01.04.2013).
5. Scholberty M. Breakthrough in gas turbine efficiency // Turbomachine Intern. 2005. Vol. 46. № 1. P. 23-29.
6. Микаэлян Э. Газотурбинные технологии в нефтегазовом комплексе. Бурение и нефть. 2/2004. С 28 – 29.
7. Обзор перспективы развития рынка ГТУ для газоперекачки //Аэронавтика и космос, 19-25 января, 2004. С. 64-67.
8. Романов В.И., Кучеренко О.С. Газотурбинный двигатель для газовой промышленности. Территория Нефтегаз \№8\ август \ 2007. С 92 – 95.

УДК 697.1

Энергоэффективность однотрубных систем отопления при различных методах регулирования теплопотребления Морозов М.Н., Стрижак П.А.

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск
benm6@yandex.ru*

Разработана тепловая модель системы теплоснабжения здания, состоящая из источника теплоты, индивидуального теплового пункта и системы отопления. Выполнены исследования однотрубной конфигурации системы отопления. Проведено сравнение интегральных параметров работы систем с местным и индивидуальным регулированием. Сделаны выводы о неэффективности однотрубной системы отопления при различных методах регулирования теплопотребления.

В последнее время вопрос повышения ресурсоэффективности во всех сферах жизнедеятельности стал подниматься на различных уровнях [1,2]. Особое значение уделяют мероприятиям, направленным на повышение энергоэффективности зданий и сооружений [3]. К современным системам теплоснабжения предъявляются следующие требования: с одной стороны необходимо поддерживать параметры микроклимата на комфортном уровне [4], а с другой требуется повышение энергоэффективности инженерных систем жизнеобеспечения здания. Цель настоящей работы заключается в исследовании однотрубной конфигурации системы отопления здания при местном регулировании в тепловом пункте, а также в случае дополнения системы индивидуальными регуляторами.

Объектом моделирования является система централизованного теплоснабжения здания учебного корпуса Томского Политехнического Университета, расположенного по адресу г. Томск, пр. Ленина, 30а. Система состоит из теплового пункта, магистральных подающих и отводящих трубопроводов, стояков, подводов к отопительным приборам, самих отопительных приборов и запорно-регулирующей арматуры. Теплоснабжение здания осуществляется от центрального теплового пункта (ЦТП) по температурному графику 95/70 °С. Ввод системы теплоснабжения в корпус осуществляется через узел учета индивидуального теплового пункта (ИТП). ИТП спроектирован по зависимой схеме с применением насосной циркуляции и подмешиванием теплоносителя из обратного трубопровода в подающий. Особенностью отопительной системы здания является наличие как одно-, так и двухтрубной конфигурации. Объектом исследования в рамках данной работы была выбрана однотрубная конфигурация (рис.1). Система является

комбинированной: обвязка отопительных приборов верхних этажей выполнена с байпасом, нижний этаж – проточная система.

Для оценки энергоэффективности однотрубных систем отопления при различных методах регулирования разработана универсальная тепловая модель здания. В качестве платформы для имитационной модели выбрано приложение Simulink математического пакета Matlab [5, 6].

Реализация модели в пакете Matlab основывается на представлении каждого отдельного функционального компонента в виде блоков s-функций и подсистем (рис.2).

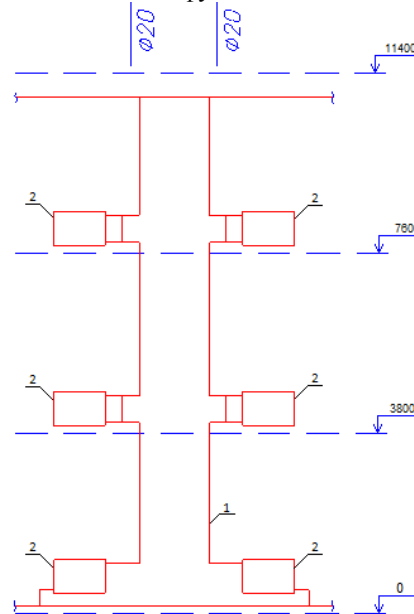


Рис.1. План однотрубной вертикальной конфигурации системы отопления:
1 – водопроводная труба; 2 – отопительный прибор.

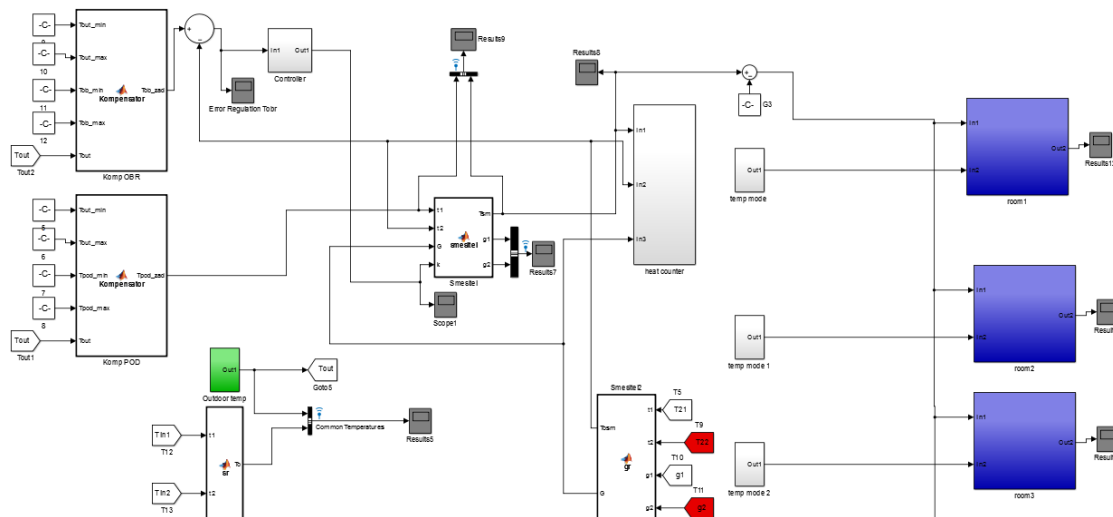


Рис.2. Тепловая модель системы теплоснабжения здания

Для решения поставленной задачи проведено две серии опытов, заключавшихся в исследовании влияния внешнего возмущающего фактора на тепловой режим помещений, содержащих систему отопления: 1) с индивидуальным регулированием; 2) с местным регулированием в ИТП без индивидуального.

В каждой серии опытов были рассмотрены три помещения, расположенных на различных этажах здания (рис. 1), отопительные приборы которых соединены последовательно – вертикальная однотрубная разводка. В качестве внешнего возмущающего фактора была принята

температура наружного воздуха, изменение которой задавалось в диапазоне $[-40;5]$ °С с шагом 5 °С.

Сравнительный анализ результатов моделирования первой серии опытов показал, что индивидуальное регулирование отопительного прибора обеспечивает стабилизацию регулируемого параметра – температуры воздуха внутри помещений. Оценка качества переходных процессов проводилась по времени регулирования. Результаты моделирования для каждого помещения представлены на рисунке 3.

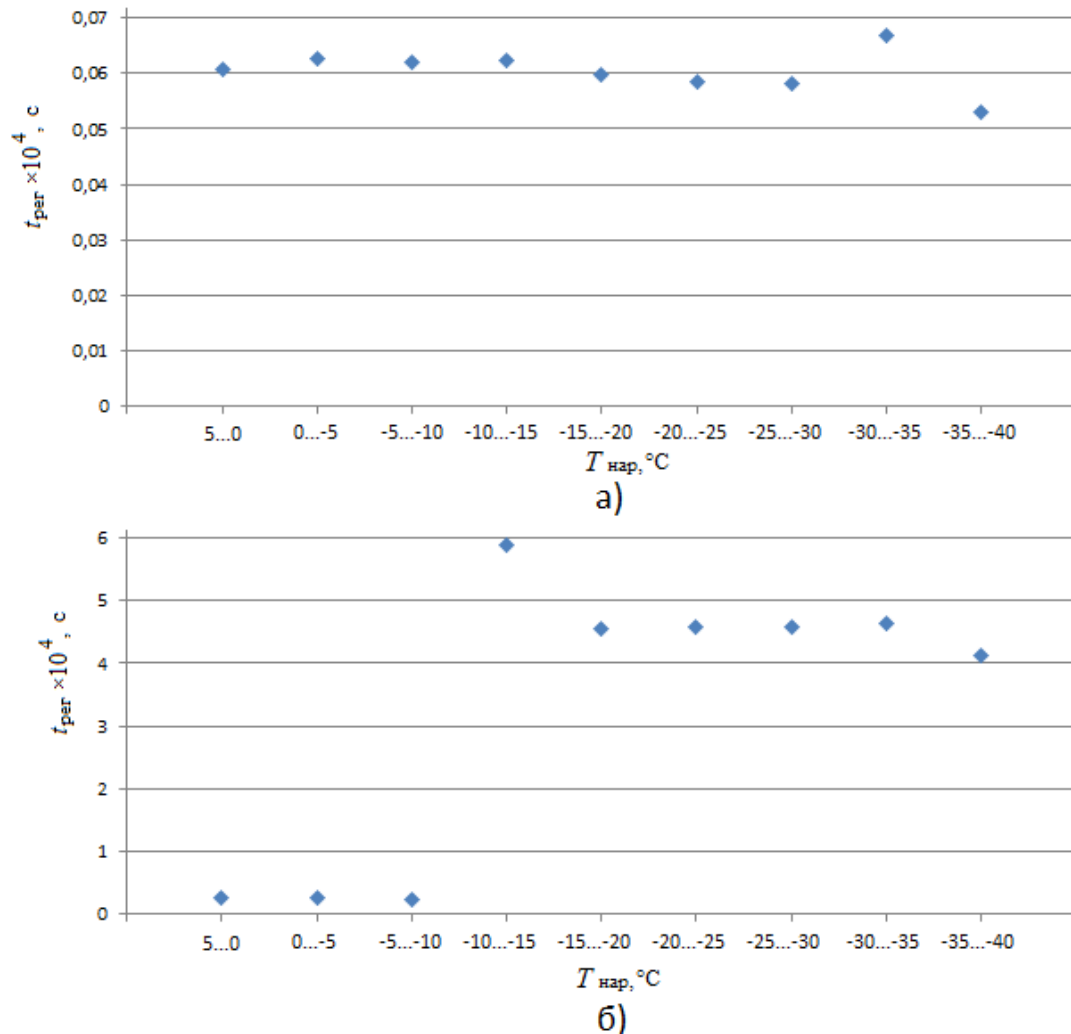


Рис. 3. Зависимость времени регулирования от температуры наружного воздуха:
а – для помещения третьего этажа; б – для помещения первого этажа.

Резкий рост времени регулирования для помещения первого этажа объясняется недостаточной температурой теплоносителя на входе в отопительные приборы. В этом случае локальная автоматическая система регулирования не может стабилизировать температуру воздуха в помещении.

Полученные данные также позволяют сравнить оценки качества регулирования между рассматриваемыми помещениями. Регулирование температуры воздуха в помещении 3-го этажа (первого по направлению движения теплоносителя) является наиболее оптимальным, тогда как нижний этаж характеризуется относительно большим временем регулирования.

Анализ второй серии опытов показывает, что отсутствие индивидуального регулирования не позволяет системе отопления поддерживать оптимальный тепловой режим помещений (рис. 4). Температура воздуха внутри помещения третьего этажа оказывается завышенной во всем диапазоне изменения внешнего возмущающего воздействия, т.е. в течение всего отопительного сезона. Наоборот, помещение первого этажа характеризуется дефицитным теплоснабжением. В

настоящее время система отопления не только не удовлетворяет нормативным значениям параметров микроклимата [4], но и вызывает дополнительные теплотери из-за «перетоков».

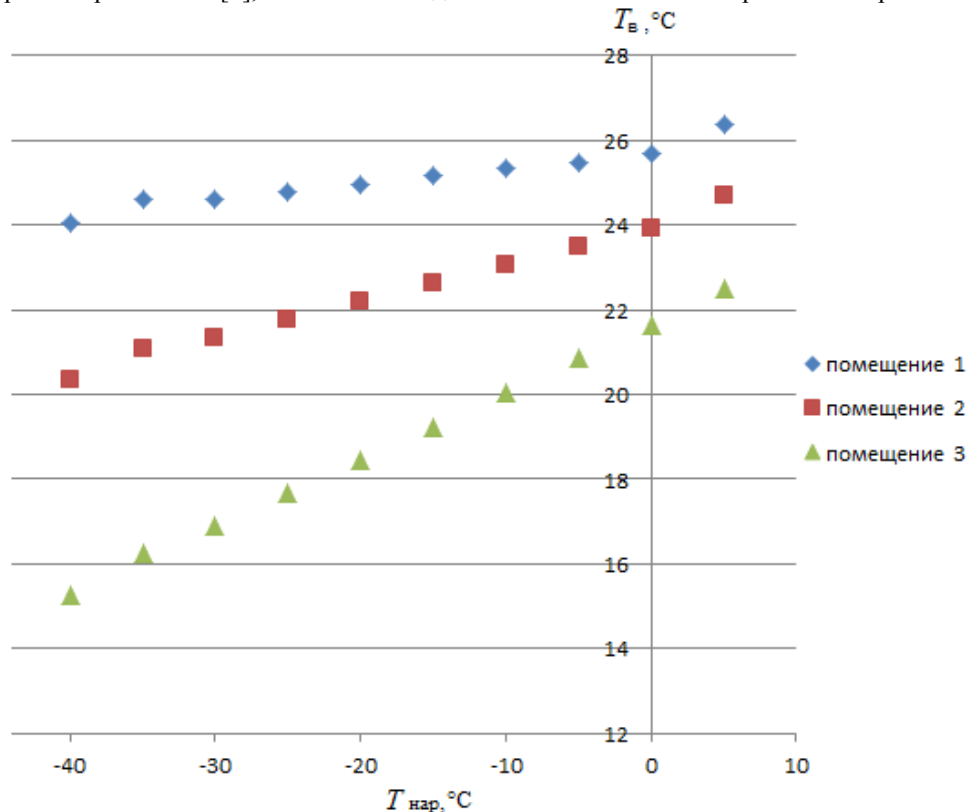


Рис. 4. Зависимость температуры воздуха внутри помещений от наружной

Неравномерное распределение теплоносителя по отопительным приборам является наиболее важным недостатком однотрубных систем отопления. Данную проблему не удастся решить и при внедрении в ИТП современного регулятора с погодным компенсатором. Исследования показали, что при внедрении локальных регуляторов теплопотребления рассматриваемая система отопления приобретает качественно новые возможности: поддержание индивидуального теплового режима помещения, точное регулирование по ПИД-, ПД- или ПИ-закону исключает перерасход тепла. При этом происходит автоматическое перераспределение теплоносителя между отопительными приборами.

Список литературы:

1. Дубягин Ю.П., Дубягина О.П., Марченко Е.М. Стратегия национальной безопасности России и ее соотносимость с энергетической безопасностью и ее важными системными составляющими: энергосбережением и водоподготовкой // Энергосбережение и водоподготовка. – 2013. – № 3(83). – С. 11–16.
2. Парыгин А.Г., Волкова Т.А., Куличихин В.В. О энергонезависимости и надежности тепловых пунктов // Энергетик. – 2013. – № 3. – С. 41–43.
3. Самарин О.Д., Гришневa Е.А. Повышение энергоэффективности зданий на основе интеллектуальных технологий // Энергосбережение и водоподготовка. – 2011. – № 5. – С. 12–14.
4. СНиП 41-01-2003. Отопление, вентиляция и кондиционирование. М., 2004.
5. Добротин С.А., Прокопчук Е.Л. Синтез системы упреждающего управления процессом подачи тепла на отопление здания // Проблемы региональной энергетики. 2011. №2. С. 53-65.
6. Солдатенков А.С., Потапенко А.Н., Глаголев С.Н. Исследование математической модели управления автоматизированным индивидуальным тепловым пунктом с типовыми регуляторами // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2012. – № 1 (2). – Том 14. – С. 679–684.

УДК 62-7/78

Влияние ремонтной кампании на сокращение потерь сетевой воды**Москалёв И.Л.***Томский политехнический университет, Россия, г. Томск**E-mail: moskalew@tpu.ru*

В данной работе обобщены результаты проведения ремонтной кампании 2013 г. Определены величины утечки сетевой воды по падению давления до и после проведения ремонта. Проведен анализ подпитки за 2012-2013 гг.

Проведенный нами анализ влияния ремонтов на сокращение сетевой воды проводился для системы централизованного теплоснабжения одного из городов Сибирского федерального округа, с общей протяженностью сетей 513 594 м (магистральные сети - 130 887 м, квартальные – 382 707 м). Необходимо отметить, что среди участков тепловых сетей, входящих в анализируемую группу, имелись участки различных диаметров и способов прокладки, а также с различным сроком эксплуатации; кроме того, они отличались друг от друга качеством ремонта и условиями эксплуатации (нарушенная изоляция, затопленные каналы, качество сетевой воды и другие).

В ходе летней ремонтной кампании 2013 года на магистральных тепловых сетях гидравлические испытания на прочность и плотность проведены в полном объеме. На плотность было испытано 206,2 км тепловых сетей (40,1 % от общей протяженности).

Также в результате ремонта проведены гидравлические испытания на прочность 471,1 км тепловых сетей, что составляет 92% от общей протяженности.

Подробная информация о результатах испытаний представлена в таблице 1.

Таблица 1. Результаты проведения гидравлических испытаний и испытаний на плотность тепловых сетей в 2013 году (без учета сетей от наружных узлов управления)

Наименование показателя	Испытанные сети			Неиспытанные сети		
	Маг.	Кварт.	Всего	Маг.	Кварт.	Всего
Испытания на плотность						
Протяжённость, м	130 887	75 265	206 152	0	307 442	307 442
% от общей протяжённости	100	19,7	40,1	0	80,3	59,9
Сокращение утечки, т/ч	141,6			-255,6		
Гидравлические испытания на прочность						
Протяжённость (P= 16 кгс/см ²), м	120 287	268 649	388 937	0	42 517	42 517
Протяжённость (P< 16 кгс/см ²), м	10 600	71 540	82 140			
% от общей протяжённости	100	88,9	91,7	0	11,1	8,3

Сокращение утечки на испытанных участках составило 141,6 м³/ч. Учитывая тот факт, что с начала отопительного сезона 2013-2014 суточная подпитка тепловой сети в сравнении с доремонтным периодом (апрель 2013) увеличилась на 114 м³/ч, можно предположить, что на неиспытанных участках тепловых сетей произошло увеличение утечки сетевой воды на 255,6 м³/ч.

Всего за ремонтную кампанию 2013 г. на плотность испытано 130 887 м (100%) магистральных сетей и 75 265 м (19,7%) квартальных сетей. По испытанным сетям сокращение утечки составило 141,6 м³/ч (825 811 м³ в пересчете за отопительный сезон), при этом увеличение утечки сетевой воды на не испытанных участках составило 255,6 м³/ч (1 490 659 м³ в пересчете за отопительный сезон).

По результатам испытаний на прочность и плотность сетей ГВС от ЦТП (в расчетах собраны данные по 36 ЦТП) объем минимальной ночной подпитки после ремонта сократился с 50,27 м³/ч до 37,43 м³/ч (107 856 м³/год), что составляет 26% от годового объема потерь в сетях ГВС от ЦТП за 2012г.

Нами были выявлены следующие причины, не позволившие в полном объеме провести испытания на плотность и прочность квартальных тепловых сетей:

1. Рост повреждаемости квартальных тепловых сетей:

Наименование тепловых сетей	Повреждаемость тепловых сетей по годам, шт				
	2009	2010	2011	2012	2013
Квартальные сети	742	874	1 133	1 114	1 134

Как следствие - требуется больше времени на устранение данных дефектов.

Ежегодные объемы перекладки квартальных тепловых сетей в рамках капитальных ремонтов (подрядным и хоз. способом) составляют:

Наименование тепловых сетей	Перекладка тепловых сетей по годам, м				
	2009	2010	2011	2012	2013
Квартальные сети	5 572,75	6 220,2	5 851,57	5 496,89	4 689

Согласно нормативной документации, замена участков тепловых сетей должна проводиться не реже одного раза в 16 лет, что составляет 22,6 км ежегодно.

2. Отсутствие материалов на дополнительное количество выявленных повреждений к окончанию ремонтной кампании.

3. Нехватка специализированной техники (экскаваторы, самосвалы, гидромолот и т.п.) для производства земляных работ согласно постановлениям «Об утверждении Правил благоустройства территории муниципального образования». Данные обстоятельства замедляли процесс устранения повреждений на тепловых сетях.

Интересным представляется анализ влияния ремонтной кампании на подпитку сетевой воды и потери с нераспределенной сетевой водой.

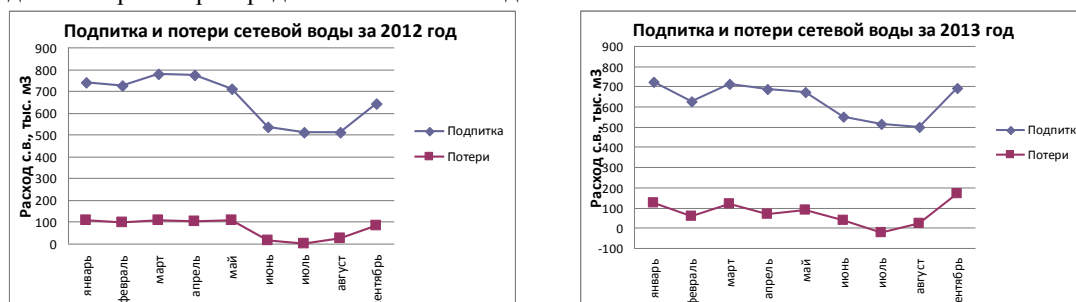


График 1 – Подпитка и потери с нераспределенной сетевой водой

Из Графика 1 видно, что начало отопительного сезона (после проведения межотопительных ремонтов) за прошедшие два года, неуклонно, связано с ростом потерь и как следствие ростом подпитки сетевой воды. Причем, рост потерь в среднем соизмерим с величиной потерь до начала ремонтной кампании в натуральном выражении.

Нами были выявлены причинами увеличения сверхнормативных потерь сетевой воды за 9 месяцев 2013 г. по сравнению с аналогичным периодом 2012 г.:

- начало отопительного сезона в 2013 году произошло на 9 дней раньше чем в 2012 году, так при росте сверхнормативных потерь сетевой воды на 7,6 тыс. м³ за 9 месяцев, за 8 месяцев 2013 года сокращение сверхнормативных потерь сетевой воды составило 79 тыс. м³;

- несоответствие темпов снижения отпуска в сеть (4,2%) и полезного отпуска сетевой воды (6,8%)/

Следует отметить, что суммарный объем потерь сетевой воды (норм.+сверхнорм.) за 9 месяцев 2013г. сократился на 61,5 тыс. м³ (1,9%) по сравнению с аналогичным периодом 2012 г.

На основании вышесказанного можно заключить, что некачественно проведенный ремонт зачастую ведет к увеличению подпитки, по причине роста потерь сетевой воды, а это напрямую связано с дополнительными затратами на химводоподготовку (удалении из воды веществ, образующих накипь на греющих поверхностях водогрейных котлов, а также осадков коллоидных и органических веществ, гидроокиси железа и т.д.) и подогрев воды для подпитки тепловых сетей. Может возникнуть необходимость включения в подпитку неподготовленной воды, которая из-за повышенного содержания солей приводит к образованию накипи в водогрейных котлах и

вызывает закупорку (закипание) трубопроводов, из-за повышенного содержания кислорода вызывает интенсивную внутреннюю коррозию.

А если по причине не 100% испытания тепловых сетей произойдет авария в холодное время года, то будет произведено отключение теплоснабжения в местах массовой застройки, которое чревато серьезными социально-экономическими последствиями. Это связано с остыванием зданий и инженерных сооружений ниже пороговых температур.

При длительной утечке воды утяжеляются условия ликвидации повреждения и его последствий: увеличиваются временные, материальные и физические затраты, связанные с проведением соответствующих работ по устранению повреждения.

Таким образом, в настоящее время существует много моделей оценивания надежности и эффективности централизованного теплоснабжения, но все они сложны в своем использовании, требуют специального дорогостоящего оборудования и специалистов умеющих с ним обращаться, но как показывает практика зачастую предприятия энергетики не готовы сегодня выделять финансирование на диагностику, считается, что дешевле устранить повреждение по факту его появления. Поэтому необходимы такие модели, которые будут просты и понятны в использовании, не требующие специального образования, к тому же они должны быть эффективны и самое главное не требующие больших финансовых вливаний. Таким методом является предлагаемый нами метод по ремонтной истории тепловых сетей. Данный метод подробнее будет рассмотрен в следующих работах.

Список литературы:

1. «Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения», Государственный комитет РФ по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству, Москва. 2003, 79 с.
2. СНиП 41-03-2003 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов».
3. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».

УДК 62–67

Перспективные технологии энергосбережения с использованием тепловых насосов

Батухтин А.Г., Кобылкин М.В., Минькович М.Е.

*Забайкальский государственный университет, Россия, г. Чита
mkchita@gmail.com*

Целостная картина восприятия инженерных систем – основа современного подхода при определении их энергетической эффективности.

Рассмотрение взаимодействия всех элементов наружных и внутренних инженерных систем на пути от потребителя до источника теплоты позволяет раскрыть и реализовать в полной мере потенциал в энергосбережении.

Главная задача энергосбережения – снижение величины непроизводительных потерь, возникающих в процессе работы. Основной же проблемой, возникающей при решении этой задачи, является выявление наиболее крупных составляющих этих потерь и выбор оптимального технологического решения, позволяющего значительно снизить их влияние на экономичность системы. Причем каждый конкретный объект (цель энергосбережения) имеет ряд характерных конструктивных особенностей и составляющие его тепловые потери различны по величине. И всякий раз, когда речь заходит о повышении экономичности работы теплоэнергетического оборудования (например, системы отопления), перед принятием решения в пользу использования какого-нибудь технологического новшества, необходимо обязательно провести детальное обследование самой системы и выявить наиболее существенные каналы потерь энергии. Разумным решением будет использование только таких технологий, которые существенно снизят наиболее крупные непроизводительные составляющие потерь энергии в системе и при минимальных затратах значительно повысят эффективность ее работы [3].

Обычно тепловая энергия, переданная в котельной или на ТЭЦ теплоносителю, поступает в теплотрассу и следует на объекты потребителей. При разумно спроектированной и гидравлически налаженной системе теплотрасс, общая величина потерь обычно не должна превышает 5–7%. Однако использование отечественных мощных сетевых насосов с низким КПД, качество тепловой изоляции, гидравлическая разлаженность теплотрасс, а также использование

тупиковых схем горячего водоснабжения (ГВС), при которых фактически 35–45% тепловой энергии, идущей на нужды ГВС, затрачивается впустую, приводит к увеличению потерь до 25% и выше.

Наиболее существенными составляющими тепловых потерь в теплоэнергетических системах являются потери на объектах–потребителях. Наличие таковых не является прозрачным и может быть определено только после появления в тепловом пункте здания прибора учета тепловой энергии, т.н. теплосчетчика. Опыт работы с огромным количеством отечественных тепловых систем, показывает, что общие неявные непроизводительные потери на объекте потребления могут составлять до 35% от тепловой нагрузки.

Особую актуальность в таких сложных условиях принимают энергосберегающие разработки, направленные на снижение тепловых потерь при распределении тепловой энергии, а также технологии модернизации тепловых пунктов конечных потребителей.

Одним из перспективных направлений энергосбережения в современном мире является применение теплонасосных установок. Теплонасосные установки (ТНУ) это устройства для переноса тепловой энергии от источника низкопотенциальной тепловой энергии (с низкой температурой) к потребителю (теплоносителю) с более высокой температурой. Термодинамически тепловой насос аналогичен холодильной машине. Однако если в холодильной машине основной целью является производство холода путём отбора теплоты из какого–либо объёма испарителем, а конденсатор осуществляет сброс теплоты в окружающую среду, то в тепловом насосе картина обратная. Конденсатор является теплообменным аппаратом, выделяющим теплоту для потребителя, а испаритель – теплообменным аппаратом, утилизирующим низкопотенциальную теплоту: вторичные энергетические ресурсы и (или) нетрадиционные возобновляемые источники энергии. ТНУ позволяют объединить проблематику переноса и потребления теплоты в одно методологическое решение, что в свою очередь немаловажно при внедрении технологий в разные сферы деятельности, и значительно упрощает обучение обсуживающего персонала.

Однако все предлагаемые, на сегодняшний день, технологии с использованием ТНУ, объединяет один недостаток ограничивающий их область применения. Этим недостатком являются значительные капиталовложения при внедрении ТНУ в существующие системы отопления, особенно в условиях плотной городской застройки, когда возникает сложность с созданием скважин или приемных емкостей для организации доступа к низкопотенциальной тепловой энергии. Кроме того, не смотря на значительный потенциал, в мировой практике практически отсутствуют методы перераспределения тепловой энергии в тепловых сетях на основе ТНУ.

Принимая во внимание всё изложенное ранее, научными работниками Забайкальского государственного университета были предложены новейшие разработки в области энергосбережения для систем теплоснабжения с использованием ТНУ, которые не только эффективно снижают потери, но и обладают сравнительно малыми капитальными затратами.

В частности, для сокращения тепловых потерь на объектах–потребителях, разработан способ перехода систем ГВС, в летний период времени, на качественно новый источник тепла, доступ к которому не требует значительной реконструкции исходной схемы теплоснабжения, и реализуем для любого потребителя имеющего систему отопления[1].

Источником тепла в данном способе выступает замкнутый контур системы отопления здания, который не функционирует в летний период.

Технологическое решение реализуется следующим образом (рис. 1). В неотапительный период, когда система отопления и ГВС здания переводится на режим ГВС, закрывается запорная арматура 8 и открывается арматура 9, тем самым создавая закрытый контур циркуляции внутри системы отопления здания изолированный от внешних тепловых сетей. В закрытом контуре теплоноситель, при помощи циркуляционного насоса, подается в систему отопления. Проходя отопительные приборы, теплоноситель забирает избыточное тепло помещений, после чего поступает в испаритель ТНУ, где охлаждается, передавая собранное тепло хладагенту, циркулирующему в контуре ТНУ. Тепло, полученное хладагентом, отдается в конденсаторе ТНУ, в который, в качестве нагреваемой среды, подается вода, идущая на ГВС, нагрев осуществляется до температуры не менее 60°C, после чего вода подается потребителю.

Одновременно с закрытием арматуры 8 производится закрытие арматуры 7 и трехходового клапана, что приводит к остановке циркуляции в подающем и обратном трубопроводах абонентского ввода здания, это полностью исключает тепловые потери от трубопроводов абонентского ввода.

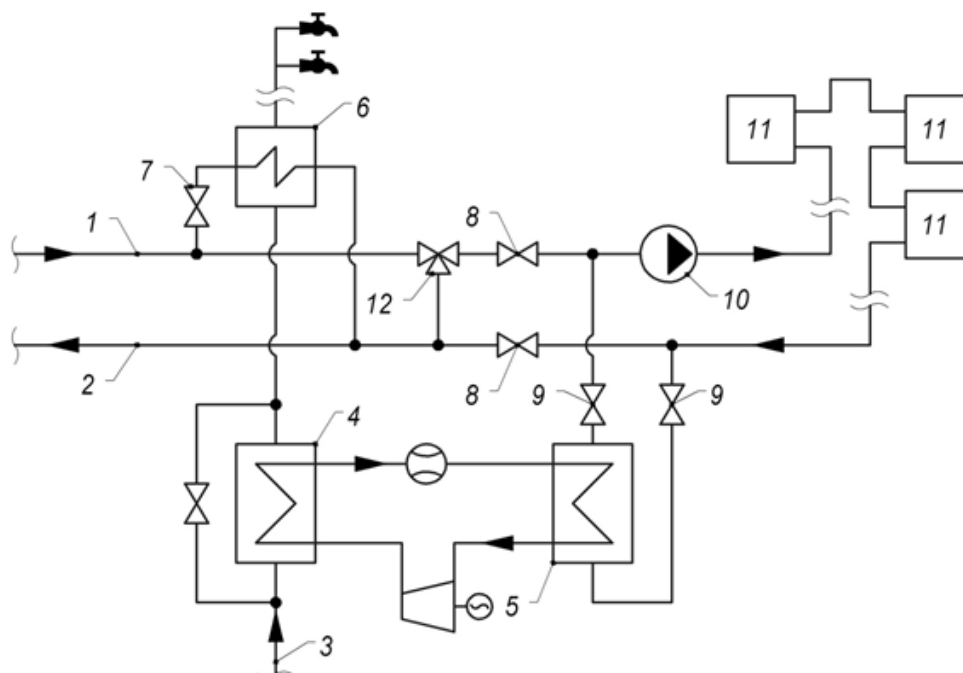


Рис. 1 – система горячего водоснабжения здания:

- 1 – подающий трубопровод, 2 – обратный трубопровод, 3 – трубопровод воды идущей на горячее водоснабжение, 4 – конденсатор теплонасосной установки, 5 – испаритель теплонасосной установки, 6 – теплообменник горячего водоснабжения, 7, 8, 9 – запорная арматура, 10 – циркуляционный насос, 11 – отопительный прибор, 12 – трехходовой клапан.

Таким образом, используя в качестве низкопотенциального источника теплоты воду, циркулирующую в системе отопления здания в неотапливаемый период, можно обеспечивать здание горячей водой вне зависимости от централизованного источника тепла при незначительных капитальных затратах. При этом экономический эффект достигается за счет экономии при переходе на автономный источник тепла, экономии от отсутствия тепловых потерь от трубопроводов абонентского ввода, а также экономии за счет сокращения затрат на кондиционирование помещений.

Кроме локального применения для конкретных потребителей, специалистами университета также ведется разработка методов перераспределения избыточной тепловой энергии в городских сетях теплоснабжения, которым присуща проблема ненормативного отпуска тепла[2]. При этом уже сейчас можно отметить значительные успехи в этой области.

В дальнейшем подобные разработки помогут привести современный топливно энергетический комплекс к должному виду, что положительно скажется не только на экономике, ведь затраты на внедрение таких установок незначительны по сравнению с получаемым результатом, но и на экологии, проблемы которой тесно связаны с нерациональным использованием ресурсов.

Работа по разработке энергоэффективных систем централизованного теплоснабжения проводится в рамках Федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 годы, а также гранта Президента РФ по поддержке молодых ученых, кандидатов наук.

Список литературы:

1. Батухтин, А.Г. Использование тепловых насосов для повышения тепловой мощности и эффективности существующих систем централизованного теплоснабжения [текст] / А.Г. Батухтин // Научно-технические ведомости СПбГТУ. – 2010. №2. – С. 28–33.
2. Батухтин, А.Г. Повышение эффективности современных систем теплоснабжения [текст] / А.Г. Батухтин, С.А. Иванов, М.В. Кобылкин, А.В. Миткус // Вестник ЗабГУ. – 2013. № 9 (100). – С. 112–120.
3. Пырков В.В. Современные тепловые пункты, автоматика и регулирование. К.: иДП «ТакіСправи», 2007. 252 с.

К анализу повышения эффективности кожухотрубных теплообменных аппаратов**Белянин А.О.***Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия*belyaninemail@yandex.ru

Кожухотрубные теплообменные аппараты широко применяются в коммунальной теплоэнергетике и других областях техники: химической, нефтеперерабатывающей, холодильной, криогенной, пищевой промышленности [2]. Теплообменные аппараты должны обладать малыми габаритными размерами и массой, быть высоконадежными в работе.

Переход к элементам рыночной экономики при продажах теплотехнического оборудования многочисленных фирм изготовителей делает актуальной задачу его сравнения. В рекламных материалах трудно найти показатели, по которым можно было бы объективно оценить разные конструкции теплообменных аппаратов одинакового назначения.

Проблема методов сравнения возникла давно. Ученым Кирпичевым М.В., Гухманом А.А. и другими авторами были предложены различные методики оценки основного показателя качества ТА – его теплоэнергетической эффективности.

Отдавая должное фундаментальным положениям этих методик, в нынешних условиях мы не могли довольствоваться их результатами. Выделяя качественную оценку отдельных параметров конструкции ТА, эти методики не позволяли количественно, одним постоянным для данной конструкции ТА критерием оценить сравниваемые аппараты в равных условиях их применения.

Причина сложности получения количественной оценки эффективности ТА заключается в обилии переменных величин, на нее влияющих.

Под понятием “эффективность ТА” понимается величина коэффициента теплопередачи и потери давления в фиксированных (эталонных) условиях сравнения.

Коэффициент теплопередачи – величина комплексная, зависящая как от исходных данных для теплового процесса, так и от конструктивных особенностей ТА.

Внешние параметры – это исходные условия для выполнения процесса теплопередачи. К ним относятся заданные расходы рабочих сред; их начальные и конечные температуры; теплофизические свойства сред в диапазоне заданных температур; тепловые нагрузки на ТА. Внешние параметры для сравниваемых ТА должны быть выбраны одинаковыми, и на величину числа единиц эффективности, в равных условиях, не влияют.

Внутренние параметры теплообменного аппарата определяет его конструкция, обеспечивающая потенциальный уровень эффективности. Они включают: формы поверхности теплообмена, определяющие размеры – эквивалентные диаметры каналов, их длины и длины поперечного сечения; площади поверхности теплообмена, размещенные на этой длине каналов; тепло-гидродинамические характеристики данной конструкции теплообменного аппарата по интенсивности теплопередачи при возникающих при этом потерях давления в каналах; компактность конструкции и ее удельную металлоемкость; рациональность использования высококачественных дорогих материалов; уровень унификации деталей и узлов ТА при производстве широких размерных рядов на различные давления; возможность разнообразить (расчетной) компоновки каналов для обеспечения внешних параметров; возможность создания ТА максимального температурного напора при заданных температурах путем полного противотока рабочих сред; ремонтпригодность, надежность и долговечность конструкции ТА; рентабельность изготовления данных конструкций ТА; удобства обслуживания; капитальные и эксплуатационные затраты.

Приведенный перечень переменных параметров показывает всю сложность объективной оценки одним числом единиц эффективности, оптимальности сочетаний всех внутренних параметров в созданной конструкции ТА.

Внешние параметры ТА назначаются пользователем ТА, согласно принятым технологическим процессам и проектам.

Внутренние параметры закладываются в конструкцию ТА его разработчиком и стабильны при изменении внешних параметров [1].

Перспективный путь создания компактных теплообменных аппаратов – интенсификация теплообмена в каналах. Поэтому проблема интенсификации процессов конвективного теплообмена является одной из актуальнейших.

Работы по интенсификации теплообмена ведутся в течении многих лет. Предложено много различных способов интенсификации теплообмена при течении в каналах однофазных и двухфазных сред. Однако результаты этих исследований противоречивы, предлагаемые в них методы не всегда технологичны и эффективны. В ряде случаев выбор метода интенсификации не обоснован и носит случайный характер. Нет единого подхода к оценке эффективности того или иного метода интенсификации, что затрудняет выбор оптимальных параметров теплообменных аппаратов в условиях использования интенсификации теплообмена.

Существует достаточно много различных методик оценки эффективности ТА, что сдерживает их практическое применение. Обычно Эффективность интенсификации теплообмена может оцениваться по трем критериям:

1) Сравнение поверхностей теплообмена или объемов двух ТА – одного с гладкими поверхностями и другого с приспособлениями для интенсификации теплообмена. При этом оба ТА имеют одинаковую тепловую мощность, расходы теплоносителей и потери давления на их прокачку, то есть характеризуются одинаковыми мощностями, расходуемыми на прокачку.

2) Сравнение тепловых мощностей ТА при одинаковых объемах, расходах теплоносителей и потерях давления на их прокачку, то есть при одинаковых мощностях, расходуемых на прокачку.

3) Сравнение потерь давления на прокачку теплоносителей (или мощностей, расходуемых на прокачку) при одинаковых объемах, тепловой мощности и расход теплоносителей [2].

Необходимо признать, что на сегодняшний день не существует общепризнанного метода оценки эффективности интенсификации теплообмена. Очень часто оценка интенсификации ограничивается приведением зависимостей вида

$$\frac{Nu}{Nu_{zl}} = f(Re), \quad (1)$$

$$\frac{\zeta}{\zeta_{zl}} = f(Re), \quad (2)$$

$$\frac{Nu/Nu_{zl}}{\zeta/\zeta_{zl}} = f(Re). \quad (3)$$

В приведенных зависимостях содержится вся информация, необходимая для оценок того или иного способа интенсификации, однако для оценок достаточно понятных и важных с практической точки зрения, только лишь этих зависимостей, недостаточно.

Многие авторы предлагают оценивать эффективность интенсификации с помощью энергетического критерия Кирпичева $E = Q/N$, полагая, что при сравнении двух теплообменников, тот из них, теплообмен в котором интенсифицирован более эффективным способом, и должен обладать большим значением соответствующего критерия. Сравнение должно проводиться при одинаковых числах Re и числах труб в ТА, а также их длинах L и диаметрах D, то есть необходимо сравнивать в одинаковых условиях конструктивно идентичные теплообменники, отличающиеся лишь интенсификаторами в трубных каналах [3].

На основе методики [4, 5] была составлена программа и рассчитаны основные параметры кожухотрубного ТА. По полученным показателям (тепловая мощность и гидравлические потери) была проанализирована работа ТА с помощью – критерия энергетической эффективности

$$E_f = \frac{Q}{(\delta P_1 + \delta P_2)},$$

где δP_1 и δP_2 затрачиваемая мощность на прокачку теплоносителя в трубном и в межтрубном пространстве

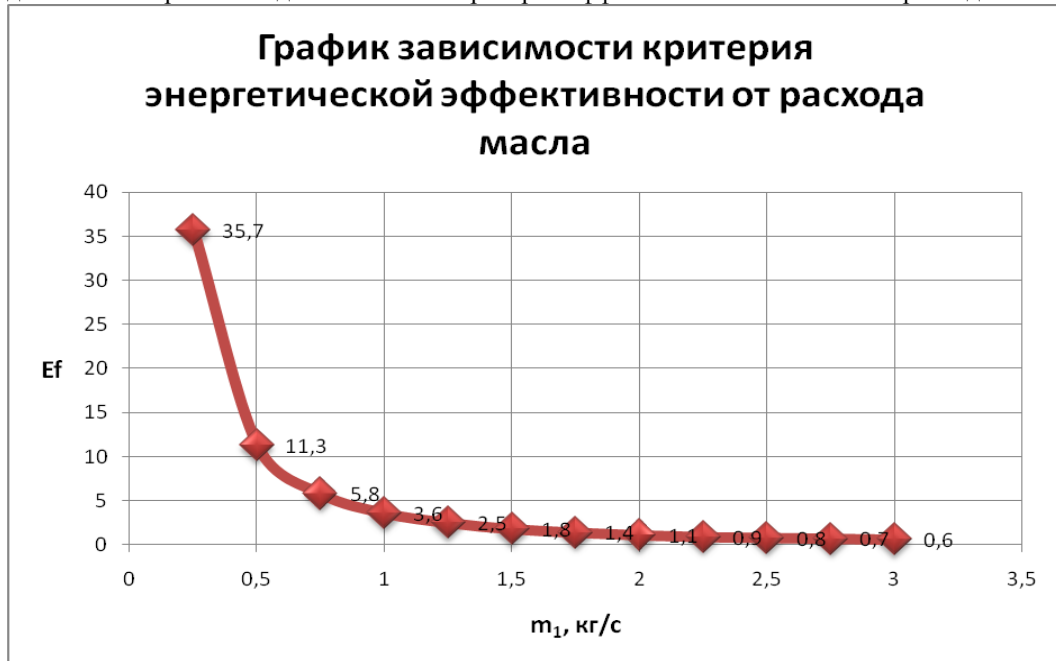
$$\delta P_1 = G_{V1} P_1,$$

$$\delta P_2 = G_{V2} P_2.$$

В трубах кожухотрубного горизонтального подогревателя диаметром d_k осуществляется подогрев масла от температуры t_{11} до t_{12} . Массовый расход масла m_1 . Греющей жидкостью является вода (при давлении выше температуры насыщения), которая движется в межтрубном

пространстве и охлаждается от температуры t_{21} до t_{22} . Трубы выполнены из углеродистой стали, их диаметры: внутренний d_b , наружный d_h ; число труб равно n .

В ходе параметрического анализа расход масла варьировался от 0,5 до 3 кг/с, в соответствии с расходом менялись и гидравлические потери. Результаты расчетных данных представлены на рис. 1 в виде зависимости критерия эффективности от массового расхода масла.



Из графика можно сделать вывод, что эффективность кожухотрубного ТА падает. При максимальном расходе теплоносителя 3 кг/с эффективность теплообменного аппарата стремится к нулю. Прежде всего, это связано с большим ростом гидравлических потерь. Критерий энергетической эффективности при расходе масла 1,6 кг/с (исходные данные примера из [4]) составил 1,9.

Список литературы:

1. Тарадай А.М., Коваленко Л.М., Гурин Е.П. К вопросу оценки теплоэнергетической эффективности теплообменников, применяемых в муниципальной энергетике. //Новости теплоснабжения 2003– № 6 – С. 40–43.
2. Дрейцер Г.А. Методика оценки эффективности интенсификации теплообмена в теплообменных аппаратах. //Известия вузов. Машиностроение 1999 – № 5-6 – С. 67–75
3. Об Эффективности интенсификации теплообмена глубоким профилированием /А. А. Коноплев, Г.Г. Алексанян, Б.Л. Рытов, А.А. Берлин //Теоретические основы химической технологии – 2012– Т. 46– №1– С. 24–34
4. Юдаев Б.Н. Техническая термодинамика. Теплопередача –М.: Высш. шк. – 1988. – 479 с.
5. Голдаев С.В. Практикум по математическому моделированию и расчетам теплотехнических систем на ЭВМ. Учебное пособие. Томск: Издательство ТПУ, 2004. – 74 с.

Об эффективности работы авиационного гтд на газокompрессорной станции при совместном использовании параллельного подвода теплоты и регенерации

Бирюков Б.В., Шапошников В.В., Шапошников А.В.

Кубанский государственный технологический университет, Краснодар.

shaposhnikov.valentin@gmail.com

Для снижения себестоимости транспортировки газа на компрессорной станции предлагается устанавливать ГТД, выполненные на базе ГТУ типа АД – 31СТ объединения Сатурн – Льюлька (Москва) [1] (Рис.1).

Для расчета исследуемой схемы были использованы данные АД – 31СТ: массовый расход сжимаемого в воздушном компрессоре воздуха – 61,0кг/с, давление сжатого в компрессоре воздуха 2,1МПа, внутренний КПД компрессора – 0,87053. Полезная мощность ГТУ 20,0МВт

определена при температуре газов на входе в турбину $T_3=1523,15\text{K}$. Принято, что давление газов на выхлопе турбины P_4 равно $0,103\text{МПа}$, а внутренний КПД турбины – $0,89$. Эффективный КПД ГТУ составил $36,5\%$ [1].

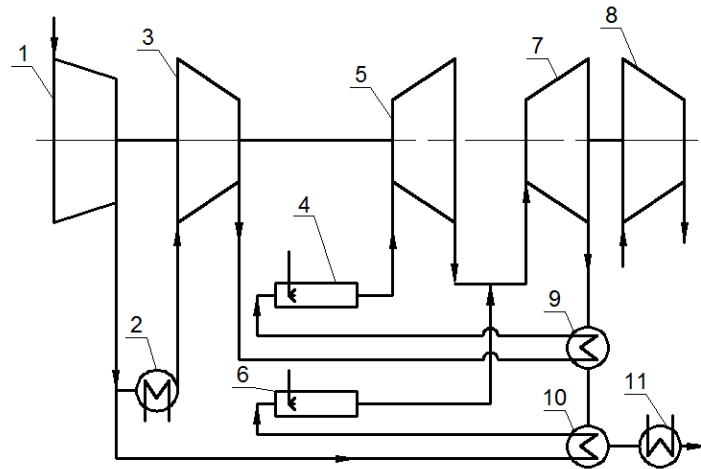


Рисунок 1. Схема ГТД с двухступенчатым сжатием воздуха в компрессорах и подводом теплоты в основную и дополнительную камеры сгорания: 1 и 3 – воздушные компрессоры низкого и высокого давлений; 2 – охладитель воздуха; 4 – основная камера сгорания; 6 – дополнительная камера сгорания; 5 и 7 – газовые турбины высокого и низкого давлений; 8 – газовый нагнетатель; 9 и 10 – регенеративные воздухоподогреватели высокого и низкого давлений; 11 – газоохладитель.

Расчеты по определению КПД ГТД с двухступенчатым сжатием воздуха в компрессорах при разных давлениях газов на входе в турбину показали, что максимальное значение эффективного КПД $65,043\%$ может быть достигнуто при давлении газов на входе в турбину высокого давления $1,5\text{МПа}$, температуре газов перед турбиной высокого давления $1523,15\text{K}$ и температуре газов перед турбиной низкого давления $1173,15\text{K}$ (Рис.1). Давление газов перед турбиной низкого давления при этом составило $P_{41}=0,385\text{МПа}$, а за ТНД $P_4=0,103\text{МПа}$. Мощность ГТД равнялась $N_{гтд}=58,402\text{МВт}$, расход топлива $B=2,457\text{кг/с}$ (Табл.1). Давления газов перед ТВД изменялись в диапазоне от $1,0\text{МПа}$ до $1,8\text{МПа}$. Температура воздуха после РВП1 и РВП2 принята равной $T_p=623,15\text{K}$; коэффициент избытка воздуха после КНД равен $\alpha=1,7837$.

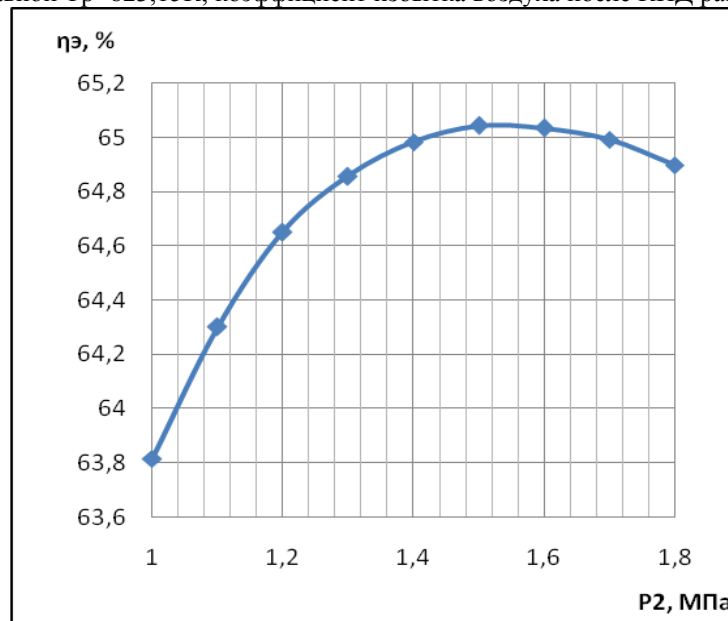


Рисунок 2. Зависимость эффективного КПД ГТД от давления газов на входе в газовую турбину высокого давления.

Таблица 1. Зависимость характеристик ГТД от температуры газов на выходе из камеры сгорания низкого давления.

T43	T44	N _{гту}	Q _{рвд}	Q _{рнд}	В _т	ηэ
К	К	МВт	МВт	МВт	кг/с	%
1173,15	1161,70	58,402	18,292	14,443	2,457	65,043
1223,15	1184,46	59,771	18,292	14,443	2,533	64,558
1273,15	1207,58	61,169	18,292	14,443	2,610	64,110
1323,15	1231,06	62,599	18,292	14,443	2,689	63,699
1373,15	1254,88	64,057	18,292	14,443	2,768	63,317
1423,15	1279,05	65,543	18,292	14,443	2,848	62,966
1473,15	1303,40	67,058	18,292	14,443	2,929	62,641
1523,15	1328,38	68,602	18,292	14,443	3,011	62,344

Для проведения комплексной оптимизации параметров рабочих тел в исследуемой схеме были созданы граф и математическая модель установки (см. рисунок 2).

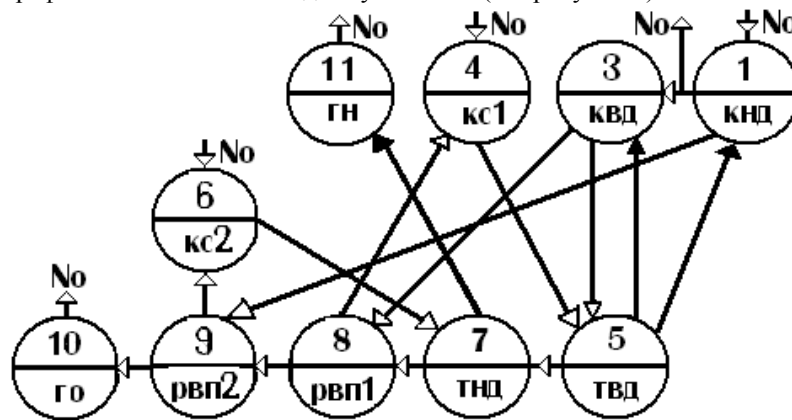


Рисунок 3. Граф математической модели ГТД.

Уравнения математической модели ГТД представлены в виде балансов мощности: для окружающей среды 0

$$N_0 - N_0 \cdot (\eta_{0,1} + \eta_{0,4} + \eta_{0,6}) = 0; \quad (1)$$

для воздушного компрессора низкого давления КНД:

$$N_1 - N_1 \cdot (\eta_{1,0} + \eta_{1,3} + \eta_{1,9}) = 0; \quad (2)$$

для воздушного компрессора высокого давления КВД:

$$N_3 - N_3 \cdot (\eta_{3,5} + \eta_{3,8}) = 0; \quad (3)$$

для камеры сгорания высокого давления КС1:

$$N_4 - N_4 \cdot \eta_{4,5} = 0; \quad (4)$$

для турбины высокого давления ТВД:

$$N_5 - N_5 \cdot (\eta_{5,1} + \eta_{5,3} + \eta_{5,7}) = 0; \quad (5)$$

для камеры сгорания низкого давления КС2:

$$N_6 - N_6 \cdot \eta_{6,7} = 0; \quad (6)$$

для турбины низкого давления ТНД:

$$N_7 - N_7 \cdot (\eta_{7,8} + \eta_{7,11}) = 0; \quad (7)$$

для регенеративного воздухоподогревателя высокого давления РВП1:

$$N_8 - N_8 \cdot (\eta_{8,4} + \eta_{8,9}) = 0; \quad (8)$$

для регенеративного воздухоподогревателя низкого давления РВП2:

$$N_9 - N_9 \cdot (\eta_{9,6} + \eta_{9,10}) = 0; \quad (9)$$

для газоохладителя ГО:

$$N_{10} - N_{10} \cdot \eta_{10,0} = 0; \quad (10)$$

для газового нагнетателя ГН:

$$N_{11} - N_{11} \cdot \eta_{11,0} = 0; \quad (11)$$

В уравнениях (1–11) символами от N₀ до N₁₁ обозначены потоки мощности элементов графа математической модели ГТД с двухступенчатым сжатием воздуха и подводом теплоты в

основную КС1 и дополнительную камеру сгорания КС2 (см. рис. 2), а символами от $\eta_{0.1}$ до $\eta_{11.0}$ – коэффициенты передачи потоков энергии соответствующих элементов графа. Коэффициенты η определяются как отношение передаваемой мощности к мощности элемента графа, принимающего поток энергии.

В результате решения уравнений графа были получены следующие значения коэффициентов передачи потоков энергии:

$\eta_{0.1}=0,2594$; $\eta_{0.4}=0,5069$; $\eta_{0.6}=0,2337$; $\eta_{1.0}=0,1973$; $\eta_{1.3}=0,3617$; $\eta_{1.9}=0,441$; $\eta_{3.5}=0,0864$
 $\eta_{3.8}=0,9136$; $\eta_{4.5}=1,0$; $\eta_{5.1}=0,208$; $\eta_{5.3}=0,1176$; $\eta_{5.7}=0,6744$; $\eta_{6.7}=1,0$; $\eta_{7.8}=0,4049$; $\eta_{7.11}=0,5951$;
 $\eta_{8.4}=0,2832$; $\eta_{8.9}=0,7168$; $\eta_{9.6}=0,2362$; $\eta_{9.10}=0,7638$; $\eta_{10.0}=1,0$; $\eta_{11.0}=1,0$;

и потоков мощности элементов графа:

$N_0=121234$; $N_1=48518$; $N_3=27203$; $N_4=79742$; $N_5=82092$; $N_6=42782$; $N_7=98145$;
 $N_8=64596$; $N_9=61143$; $N_{10}=46304$; $N_{11}=58402$.

Подставив полученные значения коэффициентов передачи потоков энергии в матрицу, определили новое значение эффективного КПД для парогазовой ТЭС.

Погрешность вычислений для вариантной и комплексной оптимизации параметров рабочих тел газотурбинной ТЭС при оценке КПД составила 0,003%.

Выводы:

1. Применение газотурбинных двигателей с двухступенчатым сжатием воздуха и подводом теплоты в основную и дополнительную камеры сгорания с полезным использованием теплоты уходящих газов для подогрева воздуха в регенеративных подогревателях позволяет перекачивать природный газ при высоком значении КПД=65,046%. Увеличение эффективного КПД ГТД с двухступенчатым сжатием воздуха и подводом теплоты в основную и дополнительную КС по сравнению с базовой ГТУ (36,5%) почти в два раза стало возможным благодаря снижению затрат на сжатие воздуха в компрессоре с промежуточным воздухоохладителем, полезному использованию теплоты уходящих газов для подогрева воздуха в регенеративных подогревателях и увеличению массового расхода рабочего тела в турбину низкого давления из компрессора низкого давления, нагреваемого в дополнительной камере сгорания.

2. Повышение КПД также достигается при снижении температуры газов на выходе из дополнительной камеры сгорания КС2. Это происходит из-за уменьшения потерь с уходящими газами. Оптимум достигается при равенстве температур после ТВД и после КС2.

3. Применение для оптимизации параметров рабочих тел ГТД с двухступенчатым сжатием воздуха и двойным подводом теплоты в основную и дополнительную камеры сгорания математического моделирования с использованием матриц высоко эффективно, на что указывает хорошая сходимость значений критерия оптимизации.

Список литературы:

1. Ольховский Г.Г. Газотурбинные и парогазовые установки в России // Теплоэнергетика, 1999 – № 1 – с.2–9.
2. Бирюков Б.В. Об эффективности производства теплоты в отопительных теплоцентралях с паровыми котлами и газовыми турбинами. // Промышленная энергетика, 2009 – № 7 – с.39–42.

Возможности повышения энергоэффективности производства на ТЭС

Борисов Г.М.

Филиал «ЮжВТИ» ЭНЕКС (ОАО), Россия, г. Ростов-на-Дону

borgm@mail.ru

В Российской Федерации средний технический уровень эксплуатации оборудования, установленного на ТЭС, ниже современного западного уровня. Показатели экономичности отечественных ТЭС существенно ниже показателей экономичности современных развитых стран [1].

Существенное повышение эффективности использования энергетических ресурсов в тепловой энергетике может быть достигнуто с использованием новых технологий в основном технологическом цикле (парогазовых установок и др.) и во вспомогательных циклах (качественное регулирование собственных нужд, мембранные технологии в водоподготовке и т.д.), а так же с повышением технического уровня эксплуатации оборудования ТЭС.

Показатель энергоэффективности для объектов теплоэнергетики - затраты энергоресурсов на единицу продукции зависит от технологической основы необходимости расходов энергоресурсов (органического топлива) при производстве продукции. Эффективность преобразования энергоресурсов определяется параметрами циклов преобразования энергии и должна соответствовать проектным расчетным коэффициентам преобразования энергии (К.П.Д. котельных установок, термическим К.П.Д. газовых и паровых турбин и др.). Определенное влияние на показатели энергоэффективности оказывают также условия окружающей среды.

На снижение показателей экономичности ТЭС по сравнению с проектными (расчетными) показателями экономичности в значительной степени будут влиять отклонения от оптимальных параметров ведения режимов и технического состояния оборудования.

Для действующих ТЭС резервы повышения эффективности использования энергоресурсов на выработку продукции будут зависеть, прежде всего, от оперативного выявления отклонений показателей процессов от нормативных, расчетных показателей и их устранения при проведении эксплуатации оборудования. Дополнительное повышение эффективности может быть достигнуто в случае применения эффективных средств регулирования и оптимизации технологических вспомогательных процессов. Повышение эффективности работы связано с получением объективной оценки показателей деятельности, включая организацию и проведение эксплуатации ТЭС [2].

Объективная оценка состояния необходима как при анализе показателей работы и прогнозировании их на длительный период эксплуатации, так и при планировании работ по модернизации, реконструкции теплоэнергетического объекта. Разработку мероприятий, направленных на повышение эффективности работы необходимо основывать на результатах обследования состояния (аудита) объекта.

Объективная оценка разных сторон деятельности организации, системы, процесса, проекта или продукта должна осуществляться в соответствии с процедурой проведения аудита. Поисквые запросы дают следующие определения характеристик аудита:

- энергетический аудит - контроль над правильным расходом топливно-энергетических ресурсов;
- технический аудит для промышленных объектов – это проверка рациональности организованного производства, системы качества, а также его управления.

Федеральным законом от 23.11.2009г. №261-ФЗ определены условия и правила проведения энергетического обследования (энергоаудита). «Энергетическое обследование - сбор и обработка информации об использовании энергетических ресурсов в целях получения достоверной информации об объеме используемых энергетических ресурсов, о показателях энергетической эффективности, выявления возможностей энергосбережения и повышения энергетической эффективности с отражением полученных результатов в энергетическом паспорте».

Основными целями энергетического обследования (статья 15, 261-ФЗ) определяются как:

- 1) получение объективных данных об объеме используемых энергетических ресурсов;
- 2) определение показателей энергетической эффективности;
- 3) определение потенциала энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- 4) разработка перечня типовых, общедоступных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и проведение их стоимостной оценки.

Исходя из указанных целей энергетических обследований, оценка деятельности производится, главным образом, в разрезе эффективности использования топливно-энергетических ресурсов. Результаты энергетического обследования позволяют выявить отклонения в фактических затратах энергоресурсов от нормируемых (проектных) показателей. Эта оценка проводится для текущего состояния технологических схем и оборудования объекта в течение определенного периода.

Основными нормативными документами, в которых определяются объем и требования при выполнении энергетических обследований для объектов энергетики и теплоэнергетики, в частности, являются РД 153-31.0-09.162-00 и РД 153-34.1-09 163-00.

Для предприятий теплоэнергетики задача проведения энергетического обследования (энергоаудита) сводится к выявлению:

- отклонений от нормативных (проектных, расчетных) показателей экономичности при эксплуатации;

- оценке показателей энергоэффективности основных технологических процессов и выявлению резервов повышения эффективности выработки тепловой и электрической энергии с разработкой перечня типовых, общедоступных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

В целом, материалы в объеме требований энергообследования (энергоаудита) не позволяют получить необходимый объем информации для решения задач по непрерывному повышению эффективности работы оборудования ТЭС. Программа энергоаудита объектов теплоэнергетики позволяет оценить показатели эффективности использования топливно-энергетических ресурсов при текущем состоянии.

Для решения комплексной задачи по повышению эффективности работы объектов теплоэнергетики необходимо проведение энергообследования в объеме технического аудита.

Под техническим аудитом понимают проверку независимыми специалистами системы организации производства, системы контроля и управления качеством, применяемых технических и технологических решений, а также проверку технического состояния машин, оборудования, механизмов, зданий и сооружений, инженерных коммуникаций, систем и сетей. Также проводится проверка технической и проектной документации с выражением мнения относительно обоснованности применяемых технических/технологических решений, способов управления производством и соответствия технического состояния инженерно сложных систем и оборудования требованиям нормативных актов. Исходя из конкретных условий, целей и задач обследования определяются состав и необходимый объем технического аудита.

Следует отметить, что высокий уровень показателей работы оборудования при эксплуатации может быть обеспечен за счет широкого применения современных средств мониторинга (контроля, диагностики) состояния оборудования для оптимизации режимов работы и проведения ремонтно-восстановительных работ. Всё это позволяет минимизировать издержки всего производственного цикла эксплуатации ТЭС.

ТЭС относятся к объектам с относительно высоким уровнем организации производства и эксплуатации. Поэтому, потенциальные возможности увеличения эффективности использования энергоресурсов (без учета реконструкции, модернизации) минимальны.

Для условий планируемого этапа эксплуатации ТЭС возможны следующие пути повышения эффективности использования энергетических ресурсов:

Обеспечение проведения технологических процессов производства тепловой и электрической энергии без допущения отклонений технологических параметров от нормативных, расчетных значений параметров. Оперативное выявление отклонений в показателях процессов должно проводиться с помощью средств мониторинга параметров технического состояния на основе данных средств контроля и оперативной эксплуатационной и прогнозирующей диагностики. Данные мероприятия являются основными и позволяют обеспечить основной резерв снижения энергозатрат на выработку продукции – производимой тепловой и электрической энергии.

Применение качественного регулирования нагрузкой механизмов собственных нужд. Данные мероприятия являются затратными, но позволяют добиться существенного снижения затрат энергоресурсов при работе на пониженных нагрузках в пределах регулируемого диапазона несения нагрузок.

Общезвестные мероприятия по повышению энергоэффективности: замена используемых источников освещения (ламп накаливания) на энергосберегающие светильники, оптимизация и качественное регулирование затрат энергоресурсов на отопление, вентиляцию и кондиционирование в служебных и производственных помещениях.

Список литературы:

1. Трухний А.Д., Макаров А.А., Клименко В.В. Современная теплоэнергетика. Часть 1. // Основы современной энергетики: Учебник для вузов. В двух частях, / Под общей редакцией чл.-корр. РАН Е.В. Аметистова. – 2-е перераб. и доп. – М.: Издательство МЭИ, -2003. - 323с.
2. Борисов Г.М. Повышение эффективности работы ТЭС при организации контроля параметров и диагностики эксплуатационного состояния теплоэнергетического оборудования //Энергосбережение и водоподготовка. - 2007. - № 2. - С.34-36.
3. Проведение энергетических обследований тепловых электрических станций. / Рунков В.А., Зайцев В.А., Бахтеев С.Ф., Брызгалов В.А. // Электрические станции. - 2005. -№7.- С.2-8.

Применение солнечной энергии в теплоснабжении

Валиева А.М., Хакимянова Г.Ф., Лившиц С.А.

*Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Казанский государственный энергетический университет»,
Россия, г. Казань
ibiza-24@mail.ru*

Энергетическая ситуация во всем мире характеризуется ограниченными запасами природного газа и нефти при растущем их потреблении и ощутимом росте цен. Учитывая этот факт необходимо расширение использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В настоящее время в энергобалансе Евросоюза ВИЭ составляют 7%, а к 2020 г. их доля должна возрасти до 20%. Из всех ВИЭ в наибольших масштабах используется солнечная энергия.[1]

Солнце является надежным источником энергии. Возможности использования этого источника энергии для повседневного генерирования тепловой энергии достаточно изучены. Однако потенциал использования солнечной энергии еще далеко не исчерпан. Привлекательность солнечной энергетики обусловлена рядом обстоятельств:

1) Солнечная энергия доступна в каждой точке нашей планеты, различаясь по плотности потока излучения не более чем в два раза. Поэтому солнечная энергетика привлекательна для всех стран, отвечая их интересам в плане энергетической независимости.

2) Солнечная радиация - это экологически чистый источник энергии, позволяющий использовать его во все возрастающих масштабах без негативного влияния на окружающую среду.

3) Солнечная энергия – это практически неисчерпаемый источник энергии, который будет доступен и через миллионы лет.[2]

Солнце можно использовать для получения как тепловой, так и электрической энергии. Основным компонентом солнечной системы (гелиосистемы) для преобразования солнечного излучения в тепловую энергию является коллектор.

Основным показателем для преобразования солнечной энергии в тепловую является уровень солнечного излучения, который зависит от времени года, местности, расположения и площади поглощающей поверхности. Для наглядности ниже приведена таблица солнечного излучения в различных городах России.[3]

Таблица №1. Солнечное излучение в различных городах России

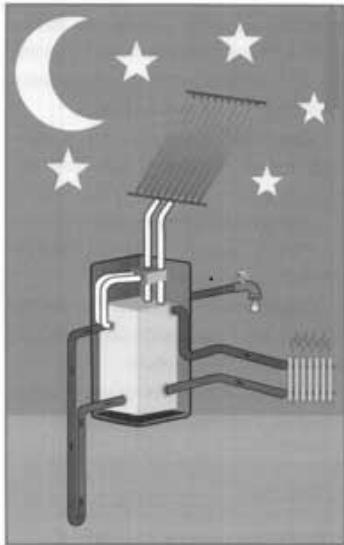
Город	Дневная сумма солнечной радиации, кВтч/м ² /день												
	Ян-варь	Фев-раль	Март	Ап-рель	Май	Июнь	Июль	Ав-густ	Сен-тябрь	Ок-тябрь	Но-ябрь	Де-кабрь	За год
Санкт-Петербург	0,35	1,08	2,36	3,98	5,46	5,78	5,61	4,31	2,60	1,23	0,50	0,20	2,80
Москва	0,50	0,94	2,63	3,07	4,69	5,44	5,51	4,26	2,34	1,08	0,56	0,36	2,63
Казань	0,68	1,44	2,82	4,29	5,52	5,93	5,72	4,49	2,86	1,51	0,83	0,54	3,06
Ростов-на-Дону	1,27	2,09	2,98	4,09	5,53	5,76	5,86	5,17	3,85	2,38	1,31	1,00	3,45
Нижний Новгород	0,64	1,45	2,75	3,95	5,34	5,60	5,50	4,27	2,69	1,45	0,75	0,45	2,91
Екатеринбург	0,64	1,50	2,94	4,11	5,11	5,72	5,22	4,06	2,56	1,36	0,72	0,44	2,87
Новосибирск	0,69	1,37	3,02	4,08	5,05	5,48	5,01	4,29	2,93	1,44	0,80	0,62	2,91
Хабаровск	1,64	2,72	4,11	4,61	5,39	5,86	5,42	4,53	3,81	2,56	1,72	1,28	3,64
Ереван	2,04	2,91	3,85	4,69	5,68	6,76	6,75	6,04	4,96	3,53	2,31	1,71	4,28

На территориях с высоким уровнем загрязнения атмосферы необходимо учитывать сокращение эффективного излучения на 5 – 10 %, иногда до 15 – 20 %. На территориях, находящихся на высоте от 700 до 2000 м над уровнем моря, напротив, следует учитывать увеличение эффективного излучения на 5 %.[4]

Солнечный коллектор применяется для нагрева воды в системе ГВС, а также для поддержки системы отопления. Гелиоустановки для нагревания бытовой расходной воды обеспечивают экономию энергии и заботливое отношение к окружающей среде. Комбинированные гелиоустановки для горячего водоснабжения и поддержки отопления всё больше находят широкое применение. С помощью гелиоколлекторных установок становится возможным использование существенной части солнечной энергии для производства тепла.[5]

Для расчета солнечной системы и определения параметров компонентов системы очень важна производительность коллектора. Этот параметр определяется как произведение средней ожидаемой мощности (кВт) на соответствующую единицу времени (час). Полученное значение в кВт · ч относят к квадратному метру площади коллектора или площади апертуры и получают значение в кВт·ч/ м². Она является важным оценочным параметром эффективности солнечной системы.

Можно выделить еще один важный критерий оценки – доля замещения тепловой нагрузки. Этот параметр указывает, какая часть необходимой для использования тепловой энергии обеспечивается солнечной системой. Чем больше доля замещения, тем больше экономия энергии. Понятно, что потребители часто хотят приобрести солнечную систему с максимально высокой долей замещения. Однако создание эффективной солнечной системы – это поиск компромисса между производительностью и долей замещения тепловой нагрузки.



Одним из вариантов решения этого вопроса является применение солнечного коллектора совместно с тепловым насосом. При отсутствии солнца такая комбинированная установка работает как обычный тепловой насос типа «грунт-вода». Теплоноситель отбирает тепло с грунта и попадает в испаритель теплового насоса.

Рис.1 Работа солнечного теплового насоса с использованием грунтового источника тепла.

Эффективность работы солнечного теплового насоса значительно выше, чем в аналогичных тепловых насосах, так как он использует теплоноситель, значительно большей температуры, за счет аккумулированной солнечной энергии. Солнечный тепловой насос хорошо работает с использованием вертикальных и спиральных грунтовых теплообменников. Этот режим работы установки характерен для холодного времени года, так как количество солнечной энергии в этот период минимально или отсутствует.[6]

В заключение хотелось отметить, что солнечную систему следует проектировать, исходя из индивидуальных условий и рассматривая различные решения. Перед началом работы нужно убедиться в технической и экономической целесообразности, сроке окупаемости.

Список литературы:

1. Бутузов В.А., Шетов В.Х. Солнечное теплоснабжение олимпийских объектов // Новости Теплоснабжения: электронный научный журнал. — 2008. — № 7 (95) [Электронный ресурс]. URL: <http://www.energsovet.ru/stat747.html> (дата обращения: 24.11.2013).
2. Гелиосистемы [Электронный ресурс]. URL: <http://yugsun.ru/dostavka/2012-05-31-09-11-57.html> (дата обращения: 24.11.2013).
3. Солнечная энергия дома. Расчёт мощности автономной станции// [Электронный ресурс]. URL: <http://www.im-builder.ru/> (дата обращения: 24.11.2013).
4. Осадчий Г.Б. Технологии использования солнечной энергии в различных климатических зонах (широтах) мира [Электронный ресурс]. URL: <http://facepla.net> (дата обращения: 24.11.2013).
5. Гелиоустановки BUDERUS [Электронный ресурс]. URL: <http://www.stavropolie.ru> (дата обращения: 24.11.2013).
6. Каталог энергосберегающих технологий [Электронный ресурс]. URL: <http://max-energy-saving.info/index.php?pg=article/51.html> (дата обращения: 24.11.2013).

Оптимизация затрат электрической энергии на привод дымососов теплогенерирующего оборудования котельных

Гаврилова А.А., Новичкова А.В., Бокарева Т.Н.

*Самарский государственный архитектурно-строительный университет, Россия, г.Самара
a.a.gavrilova@mail.ru*

В процессе эксплуатации производственно-отопительных котельных значительное количество электрической энергии расходуется на обеспечение работы вспомогательного

оборудования. Наиболее затратными потребителями электрической энергии на собственные нужды являются тягодутьевые механизмы котлов, питательные и подпиточные насосы.

В 90-е годы экономика нашей страны активно стала переходить от плановой экономики к рыночным отношениям. На начальном этапе перестройки не все производственные предприятия смогли выжить и успешно продолжать функционирование в новых экономических условиях. В борьбе за выживание многие прекратили свое существование. Многие из оставшихся предприятий отдали предпочтение созданию собственных источников тепловой энергии. В связи с этим значительно изменилась нагрузка производственно-отопительных котельных, что существенно сказалось на режимах работы основного и вспомогательного энергетического оборудования.

В течение года в общей нагрузке производственно-отопительных котельных стала преобладать неравномерная отопительная нагрузка. Относительно равномерная производственная нагрузка упала в среднем на 25-40%.

Таким образом, снизились суммарные нагрузки котельных в среднем на 30%, и произошло перераспределение соотношения между постоянной в течение года производственной и сезонной отопительной нагрузками.

На рис.1. приведены графики изменения среднемесячной нагрузки котла в течение года при нагрузке котельной до 1990 года и существующей нагрузке в относительных величинах.

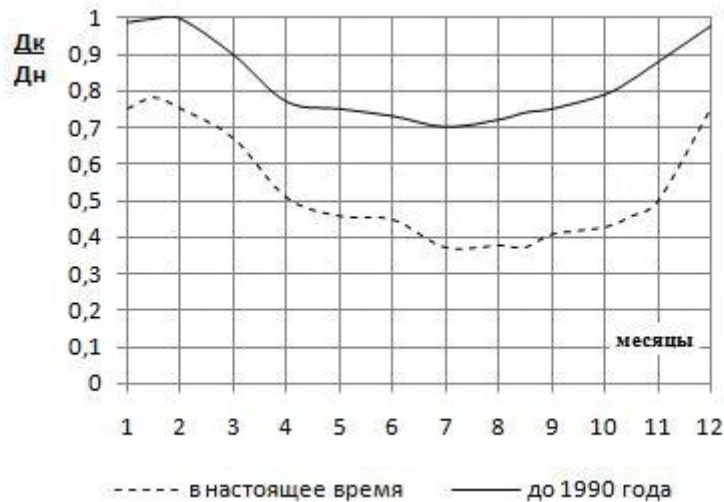


Рис.1. Динамика изменения среднемесячной производительности котельного оборудования в течение календарного года.

Анализ приведённых графиков показывает, что до 1990 года котлы практически весь год работали с нагрузкой выше 75% номинальной. В настоящее время нагрузка котла в течение года колеблется от 80% до 45%.

Эти изменения нагрузки привели к тому, что основное и вспомогательное оборудование котельных в течение года стало работать в нерасчётных режимах, особенно в летний период.

В затратах электрической энергии на привод вспомогательного оборудования тягодутьевой комплекс составляет 26-30%.

В данной работе рассмотрены подходы, позволяющие снизить затраты электрической энергии на привод дымососов котлов за счёт применения регулирования привода при пониженных режимах работы. В качестве регулируемого привода рассматриваются варианты использования гидромолты и частотно-регулируемого привода [1].

Оценка эффективности использования регулируемых приводов производилась по следующему алгоритму:

1. Производится расчёт производительности дымососа по среднемесячной нагрузке котельного агрегата. По элементарному составу сжигаемого топлива, определяется необходимое количество воздуха для горения по соотношению [2]:

$$V^O = 0,0476 \left[0,5CO + 0,5H_2 + 1,5H_2S + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) C_m H_n - O_2 \right] \text{ [M}^3/\text{M}^3 \text{]}$$

Затем рассчитываются теоретические объёмы продуктов сгорания:

- теоретический объём азота

$$V_{N_2}^0 = 0,79V^0 + 0,8 \frac{N^p}{100}, [\text{м}^3/\text{кг}]$$

- объём трехатомных газов

$$V_{RO_2}^0 = 1,866 \frac{C^p + 0,375S_{OP+k}^p}{100}, [\text{м}^3/\text{кг}]$$

- теоретический объём водяных паров

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot H^p + 0,0124 \cdot W^p + 0,0161 \cdot V^0, [\text{м}^3/\text{кг}]$$

Для коэффициента избытка воздуха в уходящих газах рассчитываются:

- объём водяных паров

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^0, [\text{м}^3/\text{кг}]$$

- объём дымовых газов

$$V_{\Gamma} = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O} + (\alpha - 1) \cdot V^0, [\text{м}^3/\text{кг}]$$

Коэффициент избытка воздуха в топке и в уходящих газах определяется из режимной карты для конкретной нагрузки котла.

Часовой расход дымовых газов определяем по соотношению:

$$V_{д.г.} = V_{\Gamma} \cdot B_p \cdot \alpha_{yx}, [\text{м}^3/\text{ч}]$$

где: V_{Γ} – объём дымовых газов [м³/м³]; B_p – часовой расход топлива [м³/ч] принимаем из режимных карт для соответствующей нагрузки; α_{yx} – коэффициент избытка воздуха в уходящих газах, определяется из режимных карт.

По часовым производительностям дымососа для среднемесячных нагрузок котла по соответствующей рабочей характеристике определяются его напор и К.П.Д.

Потребляемая электрическая мощность электродвигателя дымососа при дросселировании его производительности шибером рассчитывается по следующей формуле:

$$P_{\text{э}} = \frac{V_{д.г.} \cdot H_{д.г.}}{3600 \cdot 102 \eta}, \text{ кВт} \quad (1)$$

3. Потребляемая мощность дымососов при применении гидромуфты для регулирования производительности находится из соотношения

$$P_{\text{эм}} = P_{\text{max}} \left(\frac{Q_{\text{max}}}{Q} \right)^{1/3}, \text{ [кВт]} \quad (2)$$

где $P_{\text{эм}}$ – мощность при регулировании с помощью гидромуфты; P_{max} – максимальная мощность электродвигателя; Q_{max} – максимальная производительность питательного насоса.

4. Рассчитываются мощности преобразователя частоты при регулировании производительности дымососов с помощью частотно-регулируемого привода:

$$P_{\text{чрп}} = P_{\text{max}} \left(\frac{Q}{Q_{\text{max}}} \right)^3, \text{ [кВт]} \quad (3)$$

где $P_{\text{чрп}}$ – мощность при частотном регулировании скорости;

На основании рассчитанных данных строится график потребляемой электрической энергии электродвигателем дымососа при применении различных систем регулирования его производительности. На рисунке 2 приведены рассчитанные зависимости дросселя (1), гидромуфты (2) и ЧРП (3).

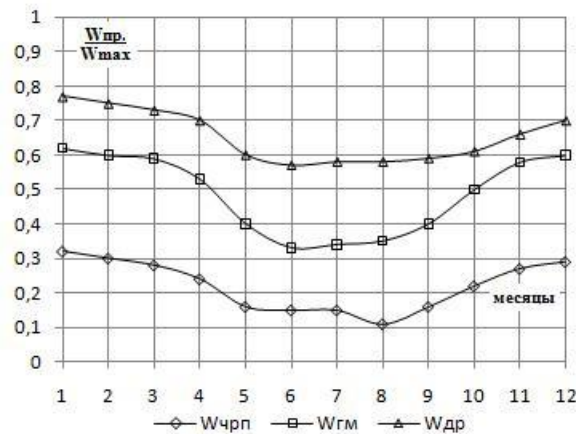


Рис.2. Динамика изменения относительных величин потребляемой энергии дымососом при различных способах регулирования его производительности.

Из анализа рисунка 2 следует, что регулирование производительности при помощи шибера затраты электрической энергии увеличиваются в среднем на 5%. При регулировании производительности с помощью гидромфты расход электрической энергии уменьшается на 10-15%, а с помощью ЧРП на 27%.

Применение регулируемого привода дает наибольшую экономию электрической энергии при работе дымососа при нагрузках ниже 80-75% номинальной.

Список литературы:

1. Гаврилова А.А., Салов А.Г. Направления повышения энергоэффективности теплоэлектроцентралей – Труды пятой международной школы-семинара молодых ученых и специалистов «Энергосбережение Теория и практика. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 163-169 с.
2. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод) – Издательство НПО ЦКТИ, СПб, 1998. – 257 с.

Применение торцевых диафрагм для учета расхода жидкостей и газов

Гареев Р. С., Фафурин В. А. *, Фефелов В.В, Явкин В. Б. **

Метрологический центр ООО «СТП», *ФГУП ВНИИР, *КНИТУ, **КНИТУ-КАИ, Россия, г.

Казань

gareev_rs@mail.ru

В практике измерения расходов часто приходится иметь дело с нестандартными применениями приборов переменного перепада давления. К такому случаю относится использование торцевых диафрагм, отличающихся от стандартной диафрагмы отсутствием входного, выходного или входного и выходного трубопроводов. Торцевые диафрагмы могут применяться в условиях ограничений на длины трубопроводов. Их применение имеет определенные преимущества при измерении расхода воздуха в компрессоростроении [1] и других приложениях.

Для возможности практического применения этих средств измерений необходимо знать их метрологические характеристики в широком диапазоне режимных и конструктивных параметров. В данной работе представлены результаты экспериментального и численного исследования коэффициента истечения торцевых диафрагм без входного участка в диапазоне изменения числа Рейнольдса $Re=2,5 \times 10^4 \div 4 \times 10^5$ и относительного диаметра диафрагмы $\beta=0,4 - 0,75$. Экспериментальное определение коэффициента истечения проводилось на государственной эталонной установке Эу-2 Государственного первичного эталона массового и объемного расходов газа ГЭТ-118, с расширенной стандартной неопределенностью определения массового и объемного расходов 0,093% [2].

Результаты экспериментов представлены на рис.1 в виде зависимости коэффициента истечения от числа Рейнольдса. На этом же рисунке нанесены зависимости коэффициента истечения стандартной диафрагмы, полученные расчетом уравнению [3] при $\beta=0,1$ и $0,75$, а также

зависимости для коэффициента истечения торцевой диафрагмы без входного участка, рассчитанные по эмпирическому уравнению, полученному в [4]

$$C = 0,5961 + 0,000521 \left(\frac{Re}{10^6} \right)^{0,7} \quad (1)$$

С ростом числа Рейнольдса у всех испытанных диафрагм коэффициент истечения монотонно уменьшается. По характеру зависимости от числа Рейнольдса полученные результаты качественно соответствуют зависимостям коэффициента истечения стандартных диафрагм, однако количественное расхождение достаточно велико и в некоторых случаях превышает 1,5%. Имеется небольшое расслоение экспериментальных данных по относительному диаметру диафрагмы $\beta = d/D$. Расчетная зависимость коэффициента истечения стандартной диафрагмы, полученная при $\beta = 0,1$, дает заниженные на 1 – 1,5% по сравнению с экспериментом значения C при $Re < 2 \times 10^5$ и на 0,9 – 1% при $Re \geq 2 \times 10^5$; расчет, выполненный для $\beta = 0,75$, наоборот, дает завышенные значения C при малых числах Re и неплохо согласуется с экспериментальными для диафрагм с $\beta = 0,6$ и $0,75$ при $Re > 1 \times 10^5$. Уравнение (1) хорошо согласуется (в пределах 0,5%) с результатами экспериментов для $\beta = 0,4$, а также для $\beta = 0,6$ при $Re < 2 \times 10^5$. С ростом числа Рейнольдса расхождение формулы (1) и данных для $\beta = 0,6$ возрастает, а при $\beta = 0,75$ расхождение формулы (1) с данными эксперимента достигает 1% и более.

Из представленных результатов можно сделать вывод, что эмпирическое уравнения для коэффициента истечения стандартной диафрагмы [3] не пригодно для определения коэффициента истечения торцевой диафрагмы, а уравнение (1) хорошо согласуется с экспериментальными данными при малых β и числах Рейнольдса $Re < 2 \times 10^5$.

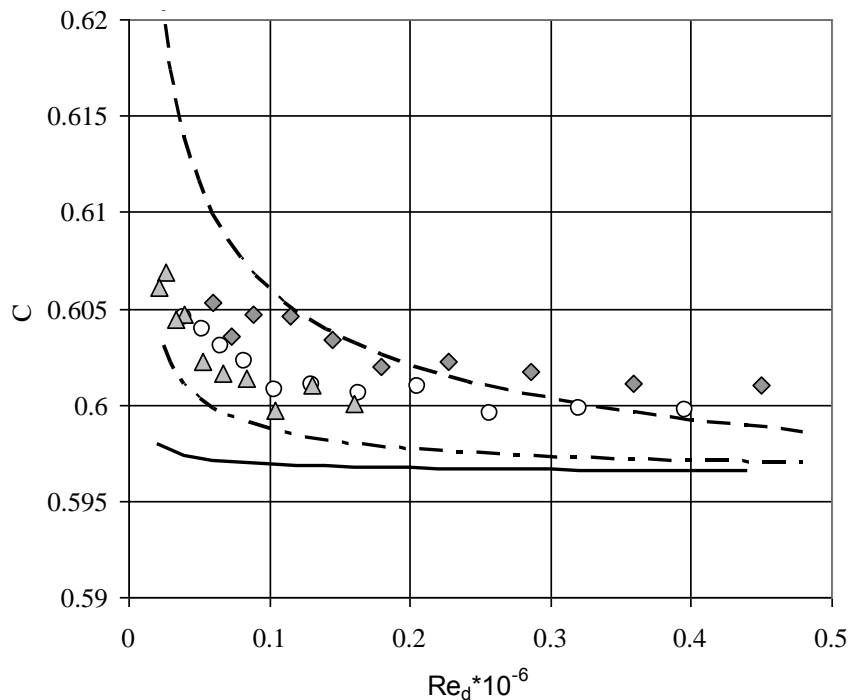


Рис. 1. Зависимость коэффициента истечения торцевой диафрагмы от числа Рейнольдса.
 Эксперимент: $\diamond \beta=0,75$, $\circ \beta=0,6$, $\triangle \beta=0,4$; расчеты: стандартная диафрагма $\beta=0,1$,
 стандартная диафрагма $\beta=0,1$, уравнение (1)

Ограничение эталонной установки Эу-2 по расходу газа не позволяет провести исследование коэффициента истечения в более широком диапазоне изменения числа Рейнольдса. Кроме того, для проведения экспериментов с торцевыми диафрагмами без входного и без выходного и выходного участков требуются дорогостоящие конструктивные изменения. В этих условиях имеет смысл прибегнуть к численному исследованию.

Для выяснения возможности применения численных методов к расчету коэффициента истечения торцевой диафрагмы были проведены расчеты, выполненные в осесимметричной постановке. Геометрия расчетной области была выбрана такой, чтобы передать все конструктивные особенности монтажа диафрагмы (фланцы, крепление, отбор давления). Расчетная сетка содержала 250 000 прямоугольных ячеек, ориентированных вдоль стенок, с выделением пограничных слоев и плавным увеличением размера ячейки к ядру потока. Сгущения сетки в пристеночных областях были такими, что величина $y^+ = u^* y / \nu \leq 1,5$ для 99% пристеночных ячеек, где $u^* = \sqrt{\tau_w / \rho}$, τ_w – напряжения трения на стенке, y – расстояние от центра граничной ячейки до стенки. Это обеспечивало возможность сеточного разрешения ламинарного подслоя. В окрестности угловой точки диафрагмы величина y^+ превышала указанное выше значение и могла достигать 5.

Расчеты, проведенные со стандартным набором констант в модели турбулентности $k-\epsilon$ SST, показали, что полученная зависимость коэффициента истечения от числа Рейнольдса качественно согласуется с экспериментальными данными, однако имеется значительное постоянное смещение расчетных данных, около 1%, практически одинаковое для всех ϵ (рис.2). Такой же результат был получен и для модели турбулентности $k-\epsilon$ RNG со стандартным набором констант. Эта модель также дает значительное смещение относительно экспериментальных точек. Устранение смещения было достигнуто корректировкой констант модели турбулентности, как для модели $k-\epsilon$ RNG, так и для модели $k-\epsilon$ SST.

Так как смещение, полученное при расчетах приводит к заниженным значениям C , вызванным, в том числе, большей неравномерностью профиля скорости перед диафрагмой, то корректировка была выполнена таким образом, чтобы обеспечить большие значения интенсивности турбулентности вблизи входа в диафрагму, что должно привести к выравниванию профиля скорости. После соответствующего изменения констант в моделях турбулентности постоянное смещение экспериментальных и расчетных данных было сокращено до 0,5%. Из представленных на рис.2 графиков видно, что после модификации констант расчетные и экспериментальные данные согласуются между собой значительно лучше, чем при стандартном наборе констант. Отметим также, что результаты расчетов по модели $k-\epsilon$ SST с модифицированными константами хорошо согласуются с расчетами по формуле (1).

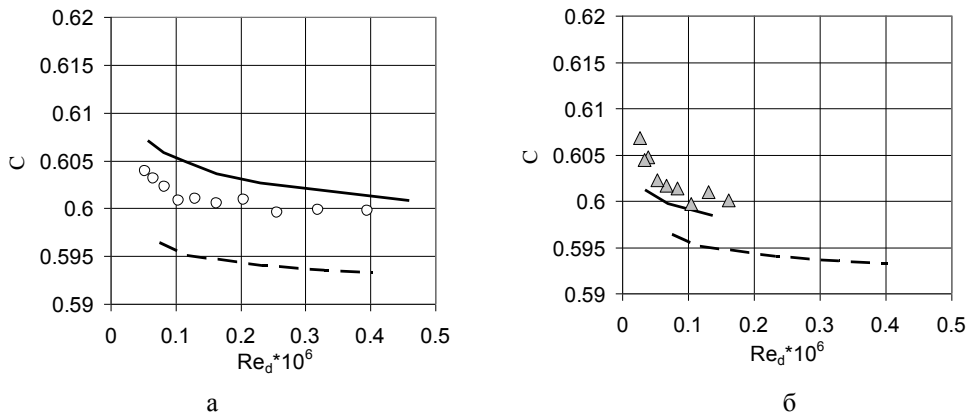


Рис.2. Результаты расчетов C численным методом с использованием различных моделей турбулентности: а – модель $k-\epsilon$ RNG, точки – эксперимент при $\beta=0,6$; б – модель $k-\epsilon$ SST, точки – эксперимент при $\beta=0,4$; пунктирные линии – расчет со стандартными значениями констант, сплошные – с модифицированными.

В результате проведенных исследований получены экспериментальные зависимости коэффициента истечения от числа Рейнольдса. Проведена коррекция констант моделей турбулентности, обеспечившая хорошее согласование результатов расчетов с экспериментальными данными.

Список литературы:

1. Рис В. Ф., Широков Н. А. Коэффициенты расхода торцевых диафрагм при нестесненном входе воздуха. // Энергомашиностроение № 10, 1984 г., С. 13–14.

2. Гареев Р. С., Красавин А. В., Фафурин В. А., Явкин В. Б., Яценко И. А. Экспериментальное и расчетное определение коэффициента истечения торцевой диафрагмы. // Законодательная и прикладная метрология, 2012, №6, С. 13-17.
3. ГОСТ 8.586.2-2005 (ИСО 5167-2:2003). Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2. Диафрагмы Технические требования.
4. ISO Technical Report. ISO/TR 15377:2007 (E). Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices – Guidelines for the specification of orifice plates, nozzles and Venturi tubes beyond the scope of ISO 5167.

Тепловой баланс экодому с учетом рекуперации вентиляционного воздуха

Удалов С.Н., Грибов М.А.

*Новосибирский Государственный Технический Университет, г. Новосибирск
Mushrumov@211.ru*

В статье представлены результаты расчета теплового баланса экодому с учетом рекуперации вентиляционного воздуха, теплотери через ограждающие конструкции, класс энергетической эффективности.

Введение

В обычных домах более 90% потребляемой энергии тратится в виде тепла на отопление и горячее водоснабжение (ГВС). Поэтому проектирование энергоэффективного дома необходимо начинать со снижения теплотребления. Потребление тепла на нужды отопления можно снизить по трем основным направлениям:

- усиление теплоизоляции внешней оболочки здания;
- снижение тепловых потерь с вентилируемым воздухом;

Дисковый рекуператор

Дисковый рекуператор (рис. 1) не подвержен обмерзанию, так как кристаллы инея, образующиеся на вращающихся дисках, непрерывно удаляются при прохождении дисков через щели и уносятся потоком воздуха.

Предлагается устройство для рекуперации тепла вентиляции, в котором теплообмен происходит на быстро вращающихся дисках, половина каждого из которых находится в выбрасываемом воздухе, другая - в воздухе, забираемом снаружи. Диски, закреплённые на валу на расстоянии друг от друга, установлены в канале, разделённом перегородкой, вращаются от внешнего привода. В перегородке имеются щели, в которых вращаются диски. Частота вращения 1500 - 3000 об/мин. Для повышения эффективности устройства в канале устанавливают несколько валов (ступеней). Так эффективность (доля возвращённого тепла) одноступенчатого (однороторного) аппарата не более 50 %, эффективность пятиступенчатого - более 80 %. В таблице 1 приведены основные технические параметры, используемых рекуператоров.

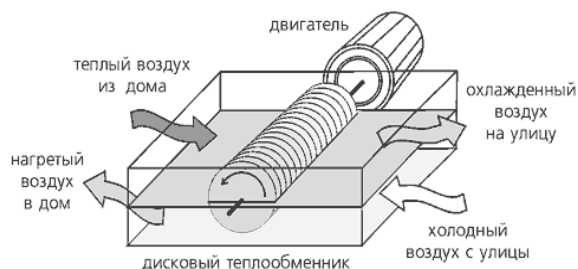


Рис.1. Дисковый рекуператор

Таблица 1. Характеристики воздушных дисковых рекуператоров

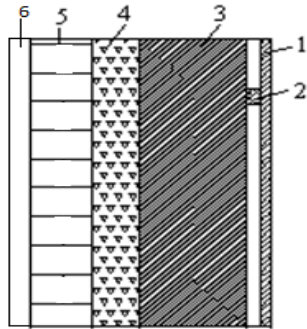
№	Производительность (м3/ч)	Количество дисков	Общая поверхность дисков	Габариты (м*м*м)
1	250	25	5	0.8*0.5*0.12

2	500	50	10	0.8*0.5*0.25
3	1000	100	20	0.8*0.5*0.5
4	2000	200	40	0.8*0.5*1
5	5000	500	100	0.8*0.5*2.5
6	10000	250	200	1.3*1*1.3
7	50000	1250	1000	1.3*1*6

Алгоритм управления для дискового рекуператора

Вентиляция помещений обеспечивает своевременное удаление избытка углекислого газа, тепла, влаги, пыли, вредных веществ, образующихся в результате различных бытовых процессов и пребывания в помещении людей. Что бы выполнить эти требования, нужно рекуперировать не менее 1/3 объема воздуха здания. Например, если объем воздуха здания 1250 м³, а производительность рекуператора 250 м³/ч, следовательно рекуператор должен работать не менее 2 часов в сутки.

Результаты расчета



Расчёт сопротивления теплопередаче показан на примере стены (рис.2). Результат расчёта – 9,7 м² оС/Вт . Для кровли и пола первого этажа соответственно 9,2 м² оС/Вт и 4,8 м² оС/Вт .

Рис.2. Разрез наружной стены жилого дома: 1 - гипсоволокнистая плита толщиной $\delta_1=10$ мм; 2 - замкнутая воздушная прослойка $\delta_2=20$ мм; 3 - арболитовые блоки $\delta_3=400$ мм; 4 - утеплитель (минвата с пароизоляцией) $\delta_4=270$ мм; 5 - облицовочный кирпич $\delta_5=120$ мм; 6 - штукатурка $\delta_6=20$ мм.

В расчёте учтено влияние углов и перекрытий на сопротивление теплопередаче. С помощью программы THERM были рассчитаны сопротивление теплопередаче в углах стен, откосах окон, кровли. Сопротивление теплопередаче на гладе стены составляет 9,7 м² оС/Вт, в углу стены 8 м² оС/Вт.

Сопротивление теплопередаче на гладе кровли составляет 9,2 м² оС/Вт, после расчета 8 м² оС/Вт. Сопротивление теплопередаче пола составляет 4,8 м² оС/Вт, после расчета 8 м² оС/Вт [3]. Результаты расчёта представлены на рисунках 3 и 4.

Ниже приведены диаграммы тепловой энергии поступающей от системы отопления, солнечного излучения и бытовых тепlopоступлений. На рисунке 3 представлено процентное соотношение между тепlopоступлениями за отопительный период без рекуперации вентиляционного воздуха, на рисунке 4 – с тепловой эффективностью рекуперации тепла вентиляционного воздуха 80%.

Из рисунка 3 следует, что наличие рекуператора способно сократить расход на отопление более чем вдвое, что в свою очередь снизит расход топлива в отопительный период.

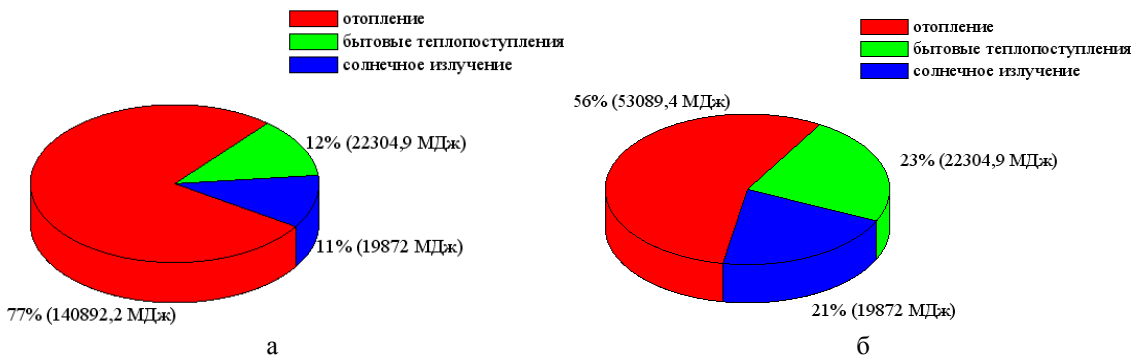


Рис. 3. Тепlopоступления за отопительный период.
а – без рекуперации; б – с рекуперацией тепла вентилируемого воздуха 80%

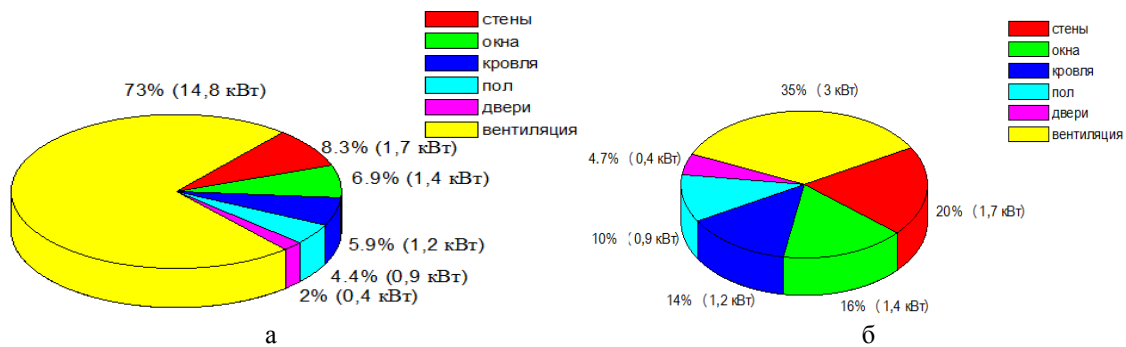


Рис. 4 теплотери через ограждающие конструкции и вентиляцию за холодную пятидневку при однократном воздухообмене:

а- без рекуперации; б- с рекуперацией тепла 80%

Заключение

По результатам расчета на нагрев вентиляционного воздуха при однократном воздухообмене тратилось 73% тепла от общих теплотерь в доме. Использование рекуператора тепла вентиляционного воздуха с тепловой эффективностью 80% снизило эту величину до 35%.

Список литературы:

1. СНиП 23 – 02 - 2003. Тепловая защита зданий.
2. ТСН 23-317-2000 НСО. Энергосбережение в жилых и общественных зданиях
3. Б.В. Абрамов. Строительная теплофизика. Учебное пособие. - Бишкек, 1999.

УДК 621.643

Анализ масштабов тепловых потерь теплопроводов в условиях увлажнения изоляции с учетом испарении влаги

Губина Е.В., Половников В.Ю.

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск
polov@tpu.ru*

Уровень тепловых потерь в тепловых сетях РФ оценивается в 30 % полезного теплопотребления абонентов [1]. Отдельный интерес представляет анализ тепловых потерь теплопроводов в условиях увлажнения изоляции [2]. При этом в [2] не учитывается влияние фазовых переходов в структуре слоя теплоизоляции на интенсификацию тепловых потерь.

Целью данной работы является численный анализ тепловых потерь теплопроводов в условиях увлажнения тепловой изоляции с учетом испарения влаги на границе раздела «стенка трубы – слой изоляции».

Рассматривается задача теплопроводности в системе «стенка трубы – слой увлажненной теплоизоляции». На границе раздела «стенка трубы – слой увлажненной изоляции» учтен процесс испарения. На рис. 1 показана область решения рассматриваемой задачи.



Рис. 1. Схематическое изображение области решения: 1 – теплоноситель; 2 – стенка трубы; 2 – слой увлажненной изоляции; 4 – окружающая среда.

Математическая модель

Математическая постановка задачи имеет вид:

$$\frac{\partial T_{\text{од}}}{\partial \tau} = a_{\text{од}} \left(\frac{\partial^2 T_{\text{од}}}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_{\text{од}}}{\partial r} \right), \quad R_1 \leq r < R_2; \quad (1)$$

$$\frac{\partial T_{\text{е}}}{\partial \tau} = a_{\text{е}} \left(\frac{\partial^2 T_{\text{е}}}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_{\text{е}}}{\partial r} \right), \quad R_2 < r \leq R_3. \quad (2)$$

$$\tau = 0, R_1 \leq r \leq R_3, T_{\text{од}} = T_{\text{е}} = T_0 = \text{const}. \quad (3)$$

$$\tau > 0, r = R_1, T_{\text{од}} = T_1 = \text{const}; \quad (4)$$

$$\tau > 0, r = R_2, -\lambda_{\text{од}} \frac{\partial T_{\text{од}}}{\partial r} = -\lambda_{\text{е}} \frac{\partial T_{\text{е}}}{\partial r} - QW; \quad (5)$$

$$\tau > 0, r = R_3, -\lambda_{\text{е}} \frac{\partial T_{\text{е}}}{\partial r} = \alpha(T_{\text{е}} - T_{\text{ос}}). \quad (6)$$

Обозначения: T – температура, К; τ – время, с; a – коэффициент температуропроводности, м²/с; r – координата, м; R – граница области расчета, м; λ – теплопроводность, Вт/(м·К); Q – теплота фазового перехода, Дж/кг; W – массовая скорость испарения, кг/с; α – коэффициент теплоотдачи, Вт/(м²·К).

Индексы: тр – труба; 1, 2, 3 – номера границ; тр – труба; и – изоляция; 0 – начальный момент; эф – эффективный; ос – окружающая среда.

Массовая скорость испарения определялась из соотношения [3]:

$$W = \frac{A(P_1^{\text{ан}} - P_1^{\text{од}})}{\sqrt{\frac{2 \pi R_g}{M} T(\tau R_2)}}$$

где: A – коэффициент аккомодации; $P_{\text{нас}}$ – давление насыщения, Па; $P_{\text{парц}}$ – парциальное давление испаряющейся компоненты, Па; R_g – газовая постоянная, Дж/(кмоль·К); M – молекулярная масса паров, кг/моль.

Коэффициент аккомодации вычислялся по формуле [4]:

$$A = \frac{0,059}{P_1^{\text{ан}0,5}}$$

Парциальное давление испаряющейся компоненты определялось по аналогии с процессом поверхностного испарения [5]:

$$\psi = \frac{P_1^{\text{од}}}{P_1^{\text{ан}}} = \frac{m_{\text{а}}}{m_{\text{а}} + m_{\text{п}}},$$

где: m – массовая доля; в – вода; п – пар.

Исходя из физических соображений, ясно, что $m_{\text{в}}$ значительно больше $m_{\text{п}}$. Следовательно, для рассматриваемой задачи можно принять ψ как параметр: $\psi \approx 0,999 \dots 0,995$.

Теплофизические свойства слоя увлажненной изоляции определялись с учетом объемных долей каждой компоненты [6]. Например, эффективная теплопроводность вычислялась из соотношения:

$$\lambda_{\text{е}} = \lambda_{\text{е}} \phi_{\text{е}} + \lambda_{\text{а}} \phi_{\text{а}}; \quad \phi_{\text{а}} + \phi_{\text{е}} = 1,$$

где: ϕ – объемная доля.

Задача (1)–(6) решена методом конечных разностей с использованием неявной четырехточечной разностной схемы. Разностные аналоги исходной системы уравнений решены методом «прогонки».

Численный анализ проводился для трубы с диаметром условного прохода 600 мм, изготовленной из стали 10 (толщина 9 мм) и тепловой изоляцией из стеклянной ваты (толщина 70 мм). Значение температуры в рассматриваемой области решения в начальный момент времени принималось равным $T_0=298$ К. Температура внутренней поверхности трубы принималась равной $T_1=363$ К, а температура окружающей трубопровод среды составляла $T_{ос}=298$ К. Коэффициент теплоотдачи от поверхности изоляции к наружному воздуху принимался равным $\alpha = 11$ Вт/(м²·К). Максимальное значение объемной доли воды $\varphi_v = 0,73$.

В таблице 1 приведены значения теплопроводности (λ), теплоёмкости (C), и плотности (ρ) трубопровода, изоляции и воды, использованные при расчетах.

Таблица 1. Теплофизические свойства материалов

Материал	λ , Вт/(м·К)	C , кДж/(кг·К)	ρ , кг/м ³
Сталь 10	57,7	0,466	7860
Стекловата	0,059	0,67	206
Вода	0,571	4,2	1000

Результаты численного моделирования, приведенные в таблице 2, свидетельствуют об ожидаемом росте тепловых потерь теплопровода q_1 с увеличением объемной доли влаги φ_v в пористой структуре слоя тепловой изоляции.

Таблица 2. Результаты численного анализа тепловых потерь по величине объемной доли влаги в слое тепловой изоляции

φ_v	q_1 , Вт/м	$\delta_1 = \frac{q_1^{\varphi \neq 0} - q_1^{\varphi = 0}}{q_1^{\varphi \neq 0}}, 100\%$
0	110,19	-
0,2	271,53	59,4
0,4	404,09	72,7
0,6	515,26	78,6
0,73	578,61	81,0

Величиной δ_2 обозначен рост тепловых потерь теплопровода q_2 по сравнению с потерями без учета испарения при $\varphi_v = 0$ (таблица 2), а значения δ_3 характеризуют отклонения в расчетах тепловых потерь с учетом и без учета испарения при $\varphi_v \neq 0$.

Таблица 3. Результаты численного моделирования по параметру ψ

φ_v	ψ	q_2 , Вт/м	$\delta_2 = \frac{q_2 - q_1^{\varphi = 0}}{q_2}, 100\%$	$\delta_3 = \frac{q_2 - q_1^{\varphi \neq 0}}{q_2}, 100\%$
0,2	0,999	329,63	66,6	17,6
	0,997	445,84	75,3	39,1
	0,995	562,05	80,4	51,7
0,4	0,999	462,17	76,2	12,6
	0,997	578,33	80,9	30,1
	0,995	694,50	84,1	41,8
0,6	0,999	573,33	80,8	10,1
	0,997	689,46	84,0	25,3
	0,995	805,60	86,3	36,0
0,73	0,999	636,61	82,7	9,1
	0,997	752,72	85,4	23,1
	0,995	868,84	87,3	33,4

Отклонение в результатах расчета тепловых потерь с учетом и без учета испарения влаги составляет $\delta_3=9,1-51,7\%$, что свидетельствует о необходимости учета наличия испарения при проведении анализа тепловых режимов теплопроводов, работающих с увлажненной изоляцией.

Вклад эффекта испарения в суммарные тепловые потери составляет от 1,7 до 21% (табл. 2, 3) в зависимости от значений φ_v и ψ . Анализ нестационарности процессов теплопереноса

для рассматриваемой задачи свидетельствует о том, что время выхода процессов на стационарный режим не превышает 20 000 секунд, что хорошо согласуется с результатами проведенных ранее исследований [2].

Исследование выполнено при поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 12-08-00201-а и гранта Президента РФ № МК-1652.2013.8.

Список литературы:

1. Ватин Н.И., Дубов В.В., Петраков Г.П. Внедрение РМД 41-11-2012 Санкт-Петербург «Устройство тепловых сетей в Санкт-Петербурге». – 2013. – № 1(6). – С. 48–54.
2. Кузнецов Г.В., Половников В.Ю. Численное моделирование теплового состояния трубопровода в условиях затопления с учетом нестационарности процесса насыщения теплоизоляции влагой // Теплоэнергетика. – 2008. – № 5. – С. 60–64.
3. Полежаев Ю. В., Юревич Ф. Б. Тепловая защита. – М.: Энергия, 1976. – 392 с.
4. Санду С.Ф. Математическое моделирование процессов переноса тепла и массы в испарительно-конденсационных системах теплопередачи энергетических установок // Известия Томского политехнического университета. – 2003. – Т. 306. – № 4. – С. 60–63.
5. Берман Л.Д. Испарительное охлаждение циркуляционной воды. – М-Л.: Госэнергоиздат, 1949. – 440 с.
6. Чудновский А.Ф. Теплофизические характеристики дисперсных материалов. – М.-Л.: Физматгиз, 1962. – 456 с.

Влияние регенерации на экономичность энергоблока с пароохлаждаемым быстрым реактором

Гуков Е.В., Антонова А.М.

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск
anton@tpu.ru*

Введение

Выбор вида теплоносителя и его параметров является определяющим при определении типа ядерного реактора и разработке тепловой схемы атомной электростанции. Вода (обычная) является наиболее распространенным теплоносителем, а также замедлителем в ядерных энергетических реакторах на тепловых нейтронах. Одним из недостатков воды как теплоносителя является заметная способность поглощать нейтроны, в силу чего приходится использовать обогащенное топливо (не менее 1 % обогащения урана изотопом ^{235}U). Избежать этого недостатка позволяет использование в качестве теплоносителя ядерного реактора перегретого водяного пара. В таком случае в ядерном реакторе может быть реализована реакция деления на быстрых нейтронах. В силу низкой активации пара с таким реактором на быстрых нейтронах можно применить двух – или даже одноконтурную тепловую схему блока [1]. Расчетные исследования влияния параметров пара на экономичность энергоблока простой схемы с пароохлаждаемым быстрым реактором произведены в работе [2].

1. Постановка задачи исследования

Целью данного исследования является установление влияния регенеративного подогрева питательной воды (РППВ) на эффективность энергоблока с пароохлаждаемым реактором (рис. 1). Парогенератор смешивающего типа (бойлер Леффлера) производит сухой насыщенный пар из питательной воды за счет теплоты конденсации части перегретого пара, поступающего из ядерного реактора. Сухой пар в процессе сжатия в компрессоре становится перегретым и подается в активную зону реактора, где происходит его дальнейший перегрев за счет теплоты, выделяющейся в реакции деления ядерного горючего. Перегретый пар на выходе из реактора разделяется на два потока: один направляется на турбину, второй – в бойлер, куда поступает также питательная вода после подогрева в регенеративных подогревателях.

Абсолютный внутренний КПД установки определяется по формуле:

$$\eta_i = \frac{H_i^r \cdot \left(1 - \sum \alpha_j \cdot y_j\right) - H_i^k}{q_i},$$

где H_i^T – действительный теплоперепад турбины, кДж/кг; α_j – относительный расход пара в j -й отбор; y_j – коэффициент недовыработки мощности, действительный теплоперепад компрессора

$$y_i = \frac{h_i - h_k}{H_i^T}; \quad H_i^k - \text{приведенный}$$

$$H_i^k = \frac{(1 + \alpha_{\text{бл}})(h_0 - h_a)}{\eta_{oi}^k}, \quad \text{кДж/кг};$$

Q_1 – расход теплоты, подводимой к рабочему телу в активной зоне реактора

$$Q_1 = (1 + \alpha_{\text{бл}})(h_0 - h_0'), \quad \text{кДж/кг};$$

$\alpha_{\text{бл}}$ – относительный расход перегретого пара, поступающего из реактора в бойлер,

$$\alpha_{\text{бл}} \cdot h_0 + 1 \cdot h_{\text{нбл}} = (1 + \alpha_{\text{бл}}) \cdot h_a$$

Относительные расходы пара в отборы определяются по уравнению теплового баланса подогревателей

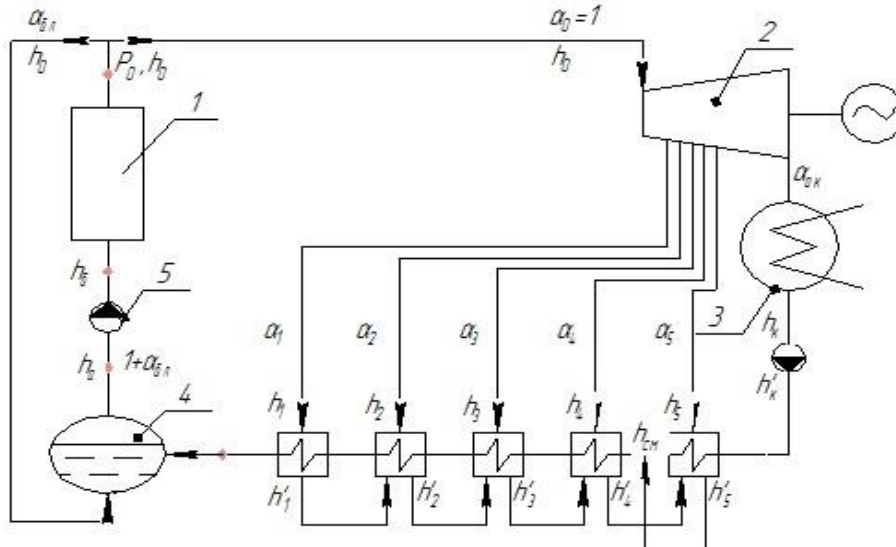
$$\alpha_j \cdot (h_j - h_j') + \alpha_{j-1} \cdot (h_{j-1}' - h_j') = \alpha_{\text{не}} (h_{\text{не}j} - h_{\text{не}j+1}) / \eta_{\text{П}}$$


Рис. 1. Схема одноконтурной установки с пароохлаждаемым РБН с регенеративным подогревом питательной воды:

1 – реактор; 2 – турбина; 3 – конденсатор; 4 – бойлер Леффлера; 5 – компрессор

Во всех приведенных формулах энтальпии определяются в соответствии с обозначениями на рис. 1. Потерями давления в тракте питательной воды и затратой работы на сжатие воды пренебрегаем, вносимая при этом погрешность незначительна.

2. Влияние начального давления пара на КПД установки

Для определения влияния на показатели экономичности установки начального давления пара P_0 на входе в турбину, проведены расчеты установки с одной ступенью РППВ при постоянной температуре пара на входе в турбину $t_0 = 550^\circ\text{C}$ при значениях начального давления в диапазоне 1 – 20 МПа. В расчетах варьировалась величина потери давления в тракте перегретого пара от реактора до входа в компрессор: $\Delta p_{\text{от}} = 0; 1 \text{ МПа и } 2 \text{ МПа}$. Графические зависимости, построенные по результатам проведенных расчетов, приведены на рис. 2.

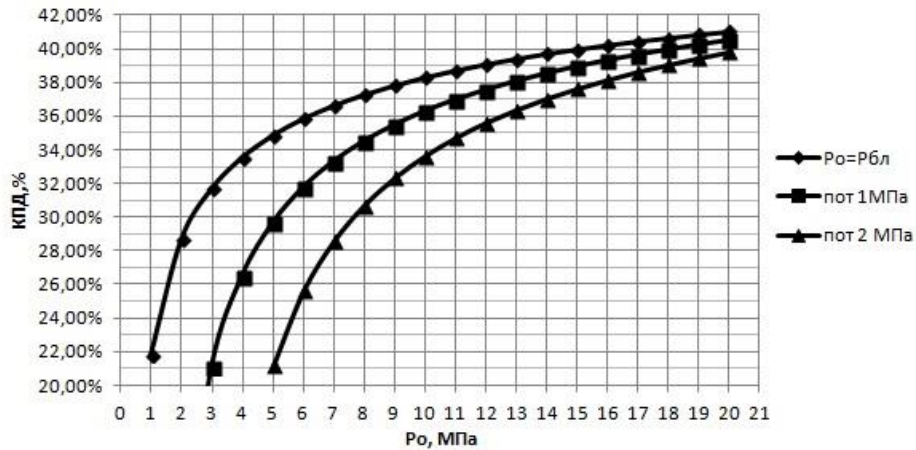


Рис. 2. Зависимость абсолютного внутреннего КПД установки от давления перед турбиной P_0 в схеме с одним подогревателем

Как показывает анализ графика на рис. 2, значение абсолютного внутреннего КПД установки в исследуемом диапазоне растет с увеличением давления P_0 , наибольший рост КПД наблюдается в диапазоне до 9 МПа. При этом влияние потери давления в тракте перегретого пара от реактора до входа в компрессор наиболее сказывается при низких значениях P_0 . Максимальное значение абсолютно внутреннего КПД 41,0 % имеет место при $P_0 = 20$ МПа и $\Delta P_{бл} = 0,1$ МПа. Однако граница допустимых по критерию конечной влажности значений P_0 лежит ниже – около 10 МПа.

Очевидно, что полученные для схемы с одной ступенью РППВ зависимости качественно не изменятся при переходе к большему числу ступеней РППВ.

3. Влияние температуры питательной воды

Для выявления зависимости КПД установки от температуры питательной воды проведены расчеты тепловой схемы установки при $P_0 = 10$ МПа и $t_0 = 550$ оС для различного числа ступеней РППВ z . Зависимости построенные по результатам расчета, приведены на рис.3.

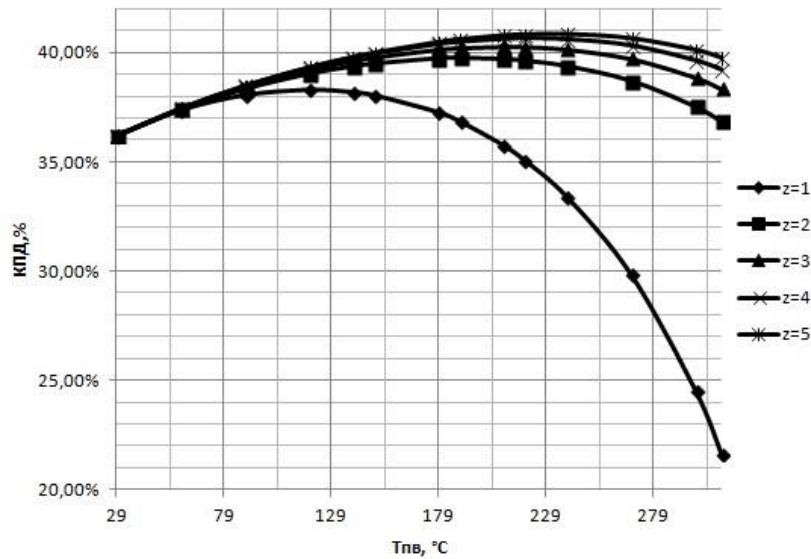


Рис. 3. Зависимость абсолютного внутреннего КПД установки от температуры питательной воды (при $P_0 = 10$ МПа), z – число отборов (ступеней РППВ)

Как показывает анализ графиков, переход от схемы с одним подогревателем (КПД 38,3 %) к схеме с двумя подогревателями (КПД 39,8 %), дает относительный прирост КПД 3,9 % (абсолютный прирост – 1,5 %), что является достаточно существенной величиной. При дальнейшем увеличении числа подогревателей, относительный прирост КПД уменьшается. С увеличением числа подогревателей максимум КПД смещается вправо, т.е. оптимальное значение температуры питательной воды с ростом числа ступеней РППВ растет от 119 оС при $z=1$ до 240 оС при $z=5$.

4. Влияние числа ступеней РППВ на относительный расход перегретого пара

Величина относительного расхода перегретого пара, поступающего в бойлер Леффлера $\alpha_{\text{бл}}$, определяет размеры бойлера, производительность компрессора, паропроизводительность реактора и его размеры. Поэтому необходимо установить, как влияет число ступеней РППВ на $\alpha_{\text{бл}}$ и при каком числе z относительный расход перегретого пара $\alpha_{\text{бл}}$ будет иметь минимальную величину. На эти вопросы помогает ответить график, построенный на рис.5 по результатам расчетов при $P_0=10$ МПа.

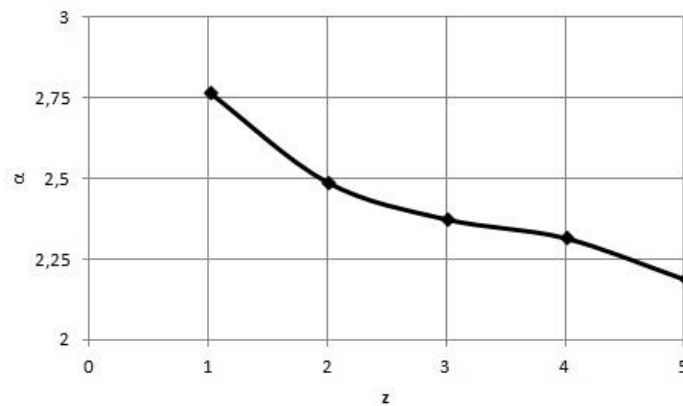


Рис. 4. Зависимость относительного расхода перегретого пара, поступающего в бойлер Леффлера, от числа отборов

С увеличением числа регенеративных подогревателей относительный расход перегретого пара, поступающего в бойлер Леффлера для генерации сухого насыщенного пара, уменьшается. Сокращаются размеры бойлера, снижается производительность компрессора и его размеры, уменьшается паропроизводительность реакторной установки, размеры активной зоны реактора и его габариты, что в целом приведет к снижению затрат на установку.

Таким образом, увеличение числа регенеративных подогревателей ведет к росту затрат на систему РППВ, с другой стороны – к снижению затрат на бойлер Леффлера, компрессорную установку и реактор.

Заключение

Анализ результатов проведенных расчетных исследований показывает, что вариант одноконтурной установки с пароохлаждаемым реактором на быстрых нейтронах с регенерацией может быть реализован на практике. Результаты расчетов показывают, что абсолютный внутренний КПД установки превышает 40 % даже при сравнительно небольшом числе регенеративных ступеней (пять отборов).

Увеличение числа ступеней регенеративного подогрева (отборов и подогревателей) ведет к повышению тепловой экономичности и снижению относительного расхода перегретого пара, поступающего в бойлер Леффлера, что положительно сказывается на размерах оборудования, что в целом приведет к снижению затрат на установку.

Таким образом, капитальные затраты имеют противоположно изменяющиеся составляющие: увеличение числа регенеративных подогревателей ведет к росту затрат на систему РППВ и к снижению затрат на бойлер Леффлера, компрессорную установку и реактор.

С точки зрения возможного диапазона электрической мощности турбоустановки регенеративный подогрев питательной воды при постоянном расходе пара на турбину позволяет увеличить предельную мощность паровой турбины, т.к. расход пара в конденсатор сокращается.

Список литературы:

1. Усынин Г.Б., Кусмарцев Е.В. Реакторы на быстрых нейтронах. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 288 с.
2. Швецов А.С. Исследования экономичности энергоблока с пароохлаждаемым быстрым реактором. – Томск: ТПУ, 2011. – 18 с.

Оценка распространения газообразных выбросов от вертикальных тепловых источников
Добросельский К.Г.

Институт теплофизики СО РАН, Новосибирский государственный университет, Россия, г. Новосибирск

Исследования дымовых уходящих газов топливосжигающих установок показывают, что в их составе основными загрязнителями атмосферного воздуха являются оксиды углерода (до 50%), оксиды серы (до 20%), оксиды азота (до 6-8%), углеводороды (до 5-20%).

Существующие модели и методики рассеяния газообразных примесей содержат большое количество параметров, зависимость которых от метеоусловий сложна и плохо изучена. Расчеты по ним сильно разнятся [1, 2]. Наибольшее число результатов получено для высоких источников вредных выбросов и далеко от них [3,4].

Большое воздействие на окружающую среду оказывают низкие и средние источники, в частности котельные, располагающиеся вблизи жилых и промышленных зон. Действие таких источников исследовано недостаточно. Данная работа частично восполняет этот пробел.

Предпосылки оценочной модели распространения газовых примесей.

1. Основными параметрами, влияющими на распространение газообразных примесей в атмосферном воздухе, являются направление и скорость ветрового потока, скорость выбросов [5].

2. Выбросы газообразных примесей, скорость упорядоченного оседания которых практически равна нулю, – турбулентные струи, распространяющиеся в поперечном ветровом потоке.

3. Газовоздушную струю выбросов можно считать практически воздушной уже вблизи источника. Рассеяние примесей в атмосферном приземном слое осуществляется в конечном итоге под действием диффузии переносящей среды (ветрового, воздушного потока).

4. Подъем струи выбросов за счет избыточной температуры (плавучести) не учитывается [5].

5. Профиль концентраций газообразной примеси в факеле выбросов подобен профилю избыточных температур в поперечном сечении струи [6].

Физическая модель изучаемого нами течения представляет собой воздушную осесимметричную струю, которая выбрасывается из трубы высотой $H = 0,22 \dots 0,3$ м и диаметром $d = 0,022$ м под прямым углом к направлению движения воздушного потока (рис.1). Для исследования струи в сносящем потоке применялся аэродинамический канал длиной 5,5 м и поперечным сечением $0,8 \cdot 0,5$ м.

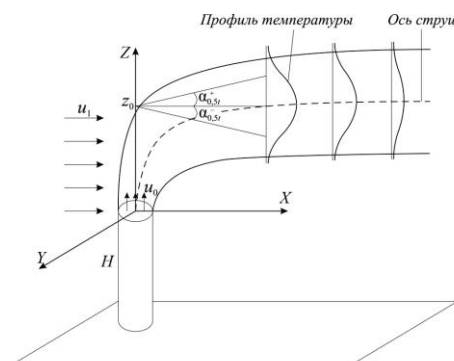


Рис.1. Геометрические и кинематические характеристики струи.

Исследования проводились для относительных скоростных напоров $q = 0,85 \dots 6,12$ ($q = u_{02}/u_{12}$, где u_{02} – максимальная скорость струи на срезе трубы; u_{12} – скорость сносящего потока) с изотермическими и слабонеизотермическими (критерий Архимеда $Ar = (gd\Delta T_0) / (2u_{02} \cdot T_1) =$

$2,8 \cdot 10^{-4} \dots 1,0 \cdot 10^{-3}$, где g – ускорение свободного падения; ΔT_0 – разность абсолютных температур в струе и сносящем потоке; T_1 – абсолютная температура потока) струями. Значения чисел Рейнольдса для воздушных струй, формирующихся в вертикальных трубах, составляли $Re_0 = 2,7 \cdot 10^3 \dots 6,9 \cdot 10^3$, где $Re_0 = u_0 d / \nu$ (ν – кинематическая вязкость воздуха). В центральной части канала был сформирован равномерный поток с числом $Re_1 \approx 8,5 \cdot 10^4$, где $Re_1 = u_1 D / \nu$ (D – условный диаметр канала, который определялся из равенства площадей поперечного сечения

канала и круглой трубы: $a \cdot b = \pi D^2 / 4$. Откуда $D = \sqrt{(4ab) / \pi} \approx 0,71$ м).

Плотность, кинематическая вязкость струй и сносящего потока принимались одинаковыми (относительная погрешность этих величин для рассматриваемых разностей температур струи и потока не превышала 5%).

Была получена формула для расчета концентрации с газообразных примесей (принимая профили температуры и концентрации подобными), выбрасываемых в атмосферу через трубы. Считаем фоновую концентрацию незначительной.

$$c = A(\bar{x}) \cdot c_0 \cdot \exp \left\{ \frac{-0,7}{\operatorname{tg}^2 \alpha_{0,5}} \left(\frac{\bar{z} - (\bar{z}_0 + \bar{H})}{\bar{x}} \right)^2 \right\} \cdot \exp \left\{ \frac{-0,7}{\operatorname{tg}^2 \beta_{0,5}} \left(\frac{\bar{y}}{\bar{x}} \right)^2 \right\}, \quad (1)$$

где $A(\bar{x})$ определяется $\frac{c_m}{c_0} = \frac{1}{\bar{x}^{0,75}}$ при $\bar{x} < 20$ и $A(\bar{x}) = 2,1q^{0,3} / \bar{x}$ при $\bar{x} > 20$ [7]; c_m – концентрация примеси на оси факела; c_0 – концентрация примеси в устье источника;

$\bar{z}_0 = z_0 / d$ – положение осевой линии струи (точки максимальной температуры, концентрации в поперечных сечениях неизотермических струй) выбросов относительно устья источника (см. рис. 1);

$\bar{H} = H / d$ – относительная высота источника выбросов; $\bar{z} = z / d$ – вертикальная относительная координата, отсчитываемая от поверхности Земли; $\bar{x} = x / d$, $\bar{y} = y / d$ – продольная и поперечная относительная координата соответственно (см. рис. 1); $\operatorname{tg} \alpha_{0,5}$, $\operatorname{tg} \beta_{0,5}$ – тангенсы углов, образованных точкой половинной избыточной максимальной температуры (концентрации) и продольной осью X , в рассматриваемом поперечном сечении струи соответственно в вертикальной XZ и горизонтальной XY плоскостях.

$$\bar{z}_0 = q^{0,51} \bar{x}^{0,33}, \quad (2)$$

Далеко от источника ($\bar{x} > 20$) $\operatorname{tg} \alpha_{0,5} \approx 0,10$, $\operatorname{tg} \beta_{0,5} \approx 0,12$ [7].

Вблизи источника ($0 < \bar{x} < 20$) $\operatorname{tg} \alpha_{0,5}$ и $\operatorname{tg} \beta_{0,5}$ определяются соответственно

$$\operatorname{tg} \alpha_{0,5}^+ = \frac{0,39q^{0,43}}{\bar{x}^{0,75}} \quad \text{и} \quad \operatorname{tg} \alpha_{0,5}^- = \frac{0,54q^{0,28}}{\bar{x}^{0,75}}, \quad (3)$$

где $\operatorname{tg} \alpha_{0,5}^+$ – выше, и $\operatorname{tg} \alpha_{0,5}^-$ – ниже оси в поперечных сечениях струи;

$$\operatorname{tg} \beta_{0,5} = \frac{0,29q^{0,86}}{\bar{x}^{0,75}}.$$

Используя математические преобразования можно получить оценочные значения концентраций газообразных примесей и на поверхности Земли ($\bar{z} = 0$), определив предварительно место касания струи. Это будет происходить достаточно далеко от источника, где $\operatorname{tg} \alpha_{0,5} \approx 0,10$, $\operatorname{tg} \beta_{0,5} \approx 0,12$. Для конкретного значения q и относительной высоты трубы \bar{H} можно найти подъем

(шлейфа) струи ($\bar{z}_0 + \bar{H}$) над поверхностью Земли, определив сначала расстояние \bar{x}_0 , когда

подъем струи над источником будет максимальным, используя (3) для $\operatorname{tg} \alpha_{0,5}^-$ и приравняв его к 0,1 и далее, подставив в (2).

$$\bar{x}_0 = \left(\frac{0,54q^{0,28}}{0,1} \right)^{4/3}, \quad \text{и} \quad \bar{z}_{\max} = q^{0,51} \bar{x}_0^{0,33}.$$

$$\text{Продифференцировав (1) при } \bar{y} = 0 \text{ и } \bar{z} = 0, \\ \frac{c}{c_0} = \frac{2,1q^{0,3}}{x} \cdot \exp \left\{ \frac{-0,7}{\text{tg}^2 \alpha_{0,5}} \left(\frac{(z_{\text{max}} + H)}{x} \right)^2 \right\},$$

и, приравняв полученное выражение к нулю, можно определить место касания струи с поверхностью Земли (\bar{x}_k) и относительную концентрацию примеси $\bar{c}_k = c_k / c_0$ в этом месте.

В таблице приведены данные [8] для координаты касания струи \bar{x}_k и относительной концентрации примеси \bar{c}_k (после косой черты) в зависимости от относительного динамического напора q и высоты источника выбросов \bar{H} .

Таблица

\bar{H} q	5	10	12,5	15	17,5	20
2,0	98/0,016	157/0,01	186/0,0084	216/0,0072	246/0,0064	275/0,0057
3,1	110/0,016	169/0,01	199/0,009	228/0,008	258/0,0069	288/0,006
5,55	133/0,016	192/0,011	221/0,0096	251/0,0085	281/0,0076	310/0,0069

Для сравнения были проведены расчеты по методикам ОНД-86 (пример 1 из приложения 3) [2]. Были взяты следующие условия: высота трубы источника выбросов $H = 15$ м, диаметр трубы $D = 1$ м, скорость выхода газовой смеси $u_0 = 7$ м/с, перегрев газовой смеси $\Delta T = 100$ К, скорость сносящего воздушного потока $u_1 = 4$ м/с. Коэффициент, зависящий от температурной стратификации $A = 200$. Были получены следующие результаты: расстояние $x_m = 210$ м от источника выбросов, на котором относительная приземная концентрация при неблагоприятных метеорологических условиях и опасной скорости ветра достигает максимального значения $cm/c_0 = 4,7 \cdot 10^{-4}$; расстояние $x_{m1} = 249$ м от источника выбросов, на котором при скорости ветра u_1 , отличающейся от опасной скорости ветра и неблагоприятных метеорологических условиях относительная приземная концентрация достигает максимального значения $cm/c_0 = 4,15 \cdot 10^{-4}$. Для холодных выбросов ($\Delta T \approx 0$) по ОНД-86 $cm/c_0 = 1,35 \cdot 10^{-3}$, а $sm/c_0 = 1,18 \cdot 10^{-3}$. Это соответствует нашим расчетам при $\bar{H} = 15$, $q \approx 3,1$, $\bar{c}_k = 0,008$ и $\bar{x}_k = 228$, что несколько отличается от полученных результатов по ОНД-86. Однако расчеты по нашим формулам достаточно просты и дают оценку верхней границы с некоторым запасом.

В [9] проведен анализ применимости ряда наиболее известных методик расчета рассеивания вредных примесей в атмосфере в районе КАТЭК. Разброс получился большой как между отдельными методиками, так и с натурными измерениями, в десятки раз.

Разработанная модель позволяет быстро оценить рассеяние газообразных примесей, распространяющихся от низких и средних источников высотой 5...20 м в воздухе и на поверхности Земли для скоростей ветровых потоков 3...10 м/с и скорости выбросов 4...20 м/с.

Список литературы:

1. Защита атмосферы от промышленных загрязнений: Справ. изд.: В 2-х ч. Ч.2. Пер. с англ. / Под ред. С. Калверта, Г.М. Инглунда. – М.: Металлургия, 1988. – 712 с.
2. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий (ОНД-86). – Л.: Гидрометеоздат, 1987. – 93 с.
3. Фадеев С.А., Волков Э.П., Гаврилов Е.И., Прохоров В.Б. Исследование подъема дымового факела над устьем газоотводящих труб ТЭС // Теплоэнергетика. – 1984. – №1. – С. 57-59.
4. Егоров С.С., Гаврилов Е.И. Инженерная методика расчета приземных осредненных долгопериодных концентраций выбросов тепловых электростанций // Теплоэнергетика. – 1991. – №4. – С. 66-69.
5. Лейкин И.Н. Проектирование вентиляционных и промышленных выбросов в атмосферу. – М.: Химия, 1970. – 132 с.
6. Рейнольдс А.Дж. Турбулентные течения в инженерных приложениях / Пер. с англ. – М.: Энергия, 1979. – 408 с.
7. Добросельский К.Г. Исследование действия поперечного потока на вдуваемые нормально приподнятые низконапорные струи // Инженерно-физический журнал. – 2012. – Т. 85. – № 6. –

- С. 1285-1291.
8. Добросельский К.Г. Оценка распространения вертикальных газообразных выбросов // Теплоэнергетика. – 2013. – № 10. – С. 75-80.
 9. Волков Э.П., Гаврилов Е.И., Фаткуллин Р.М. Экспериментальная проверка методик расчета рассеивания в атмосфере вредных примесей от высотных источников в районе КАТЭК // Теплоэнергетика. – 1984. – №6. – С.45-48.

Кинетические параметры низкотемпературной конверсии органических топлив

А.В. Казаков, К.В. Загидулина

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск
8virusss2@mail.ru*

Значительная часть используемых в наши дни процессов термической переработки топлив имеет ряд недостатков, связанных с большими затратами энергии для получения горючих газов. Всё это создало необходимость в исследовании и внедрении новых способов проведения этих процессов с использованием катализаторов, различных присадок, которые сдвигают сжигание топлив в область низких температур, где концентрация выхода летучих максимальна. Такие технологии позволят снизить капитальные затраты по созданию энергетических установок, улучшить экологическую обстановку, эффективно использовать низкосортные виды топлив.

Одной из проблем разработки новых технологий по термической переработке топлив является отсутствие теоретической модели оценки формирования выхода летучих веществ при низкотемпературной переработке топлив.

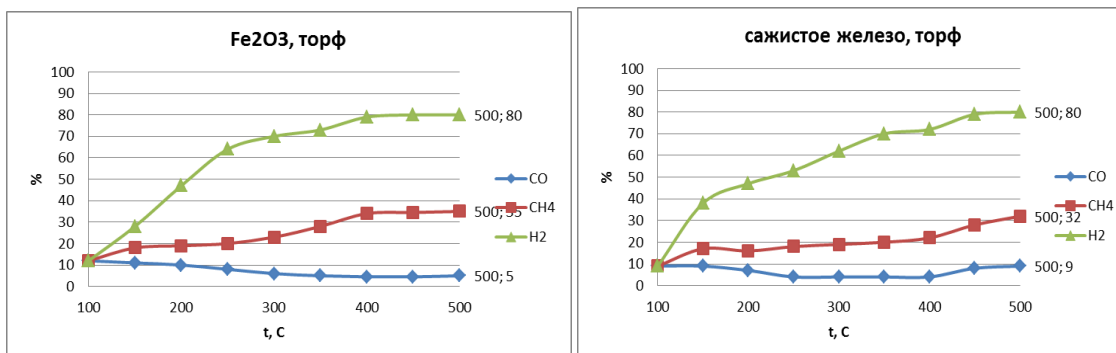
Для ее решения проведены масштабные экспериментальные исследования кафедры парогенераторостроения и парогенераторных установок (ПГС и ПГУ) в НИ ТПУ, где в качестве сырья использовались торф, опилки, бурый уголь Таловского месторождения.

Эксперименты заключались в проведении конверсии топлива при температурах 100-500 °С и определении состава генерируемого газа во всем диапазоне этих температур. Сущность исследований заключалась в составлении шихты и её дальнейшей термической обработке с качественным и количественным анализом получающихся горючих газовых продуктов. Шихта приготавливалась последовательным смешением компонентов с целью определения их влияния на состав образующегося газа [3].

Целью научной работы является создание теоретической модели для оценки формирования выхода летучих веществ при низкотемпературной переработке топлив на базе исходных экспериментальных данных для дальнейшего её использования без необходимости проведения специальных экспериментов.

Критерием эффективности использования катализатора является минимальная температура, при которой концентрация горючих компонентов в генерируемом газе максимальна.

На рисунке 1 представлены графические представления экспериментальных результатов состава газа полукоксования топлива в присутствии цеолита и таких присадок как окислы железа: Fe₂O₃ и сажистое железо [1].



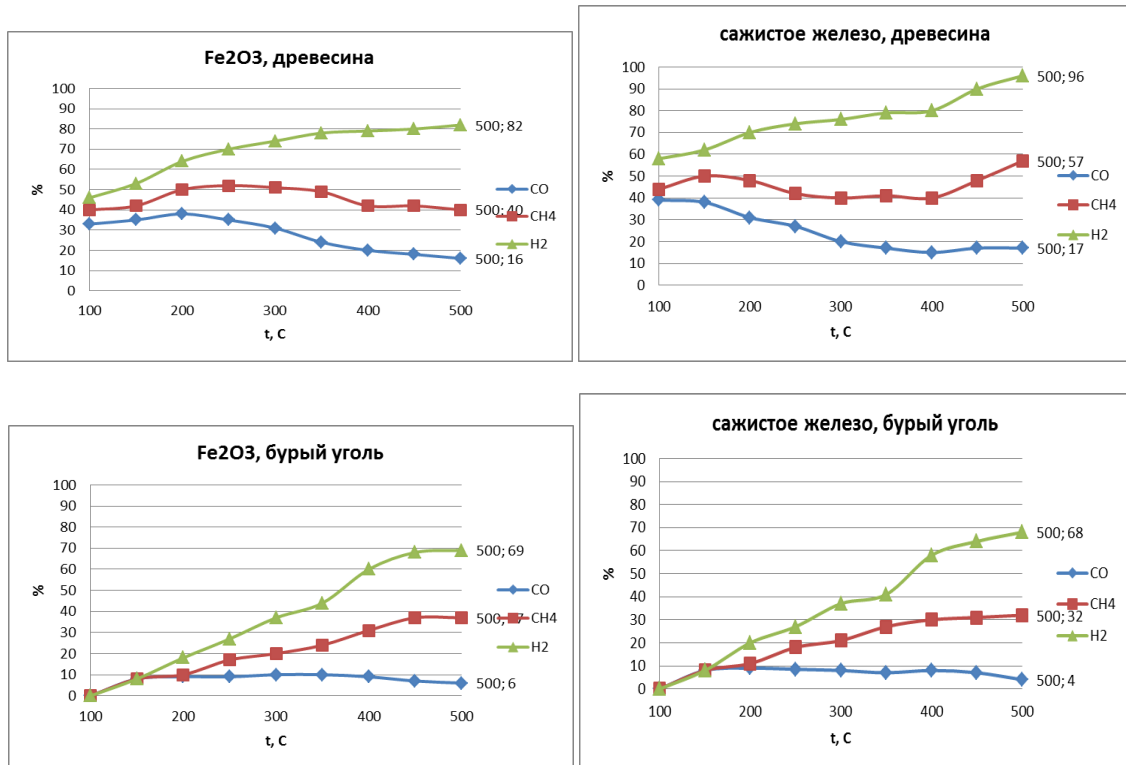
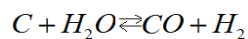
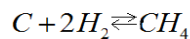
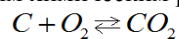


Рис.1 – Состав газа полукоксования топлив в присутствии цеолита и различных присадок в зависимости от температуры переработки [1]

Данные результаты (рис.1) по сравнению с результатами полукоксования топлив без катализатора и присадок [1] позволили сделать вывод о том, что в первом случае концентрация водорода увеличена на 10-50% во всём температурном интервале, а максимум концентрации метана смещён в область низких температур, выход балласта значительно уменьшается.

Образование летучих продуктов в результате пиролиза топлива происходит по следующим основным химическим реакциям:



Исходя из всего выше сказанного, на основе экспериментальных исследований [2], сформирована база исходных данных для расчёта (рис 2.), и рассчитаны константы равновесия основных химических реакций (рис.3), необходимые для расчёта процесса формирования летучих по результатам исследования.

Характеристика на рабочее состояние	Исходное сырье и твердые продукты его переработки		
	Торф	Опилки	Бурый уголь
$W_f, \%$	69,9	28,4	50,7
$A_f, \%$	4,49	0,17	18,2
$V^{daf}, \%$	75,4	61,0	63,1
$Q_i^r, \text{МДж/кг}$	8,1	9,2	8,4
$C_f, \%$	12,5	34,7	20,08
$H_f, \%$	4,11	8,39	2,10
$O_f, \%$	8,5	27,8	8,50
$S_f, \%$	0,1	0,04	0,06
$N_f, \%$	0,40	0,50	0,36

Рис.2 - Характеристики исходного сырья и продуктов его переработки

Также создана теоретическая модель для оценки формирования выхода летучих веществ при низкотемпературной переработки топлив без катализаторов, с целью сравнения полученных результатов с экспериментальными. Полученные все результаты используется для создания теоретической модели состава горючего газа при низкотемпературной конверсии с использованием катализаторов и присадок, согласно экспериментальным данным.

Реакция	Вид топлива	Константа Равновесия K_y^r	Уравнения константы равновесия в зависимости от температуры
$C + O_2 \leftrightarrow CO_2$	Древесина	$K_y = \frac{[CO_2]}{[O_2]}$	От 100–150 гр. $K_y = -2 \cdot 10^{-6} \cdot T^3 + 0,0016 \cdot T^2 - 0,4337 \cdot T + 37,904$
$C + 2H_2 \leftrightarrow CH_4$			От 200-300 гр. $K_y = -2 \cdot 10^{-6} \cdot T^3 + 0,0016 \cdot T^2 - 0,4337 \cdot T + 40,504$
			От 350 - 450 гр. $K_y = 976271 \cdot e^{-0,043T}$
$C + H_2O = CO + H_2$	$K_y = \frac{[CO] \cdot [H_2]}{[H_2O]}$	От 100-250 гр. $K_y = -0,0038 \cdot T^3 + 2,2224 \cdot T^2 - 432,2 \cdot T + 31846$ От 300-450 гр. $K_y = 15160 \cdot e^{-0,007T}$	

Рис.3 - рассчитанные константы равновесия основных химических реакций на примере древесины

Список литературы:

1. Казаков А.В., Заворин А.С. Конверсия некондиционных топлив в низкотемпературном режиме : монография. – Томск : СТУ, 2011. – 258 с.
2. Русьянова Н.Д., Максимова Н.Е., Жданов В.С. Химия твёрдого топлива. 1991г.
3. Казаков А.В. Термическая конверсия низкосортных топлив применительно к газогенерирующим установкам/ диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, 2002.

Вариант использования кавитационного водоугольного топлива на действующих ТЭС

*И.П. Каменев, Е.Г. Карпов**

Новосибирский Государственный Технический Университет, Россия, г.Новосибирск

**ЗАО «КОТЭС», Россия, г.Новосибирск*

kipice63@gmail.com

Все отечественные угольные ТЭС сталкиваются и борются с пылением угольного топлива на всех этапах его использования. Наиболее распространённым способом снижения запылённости помещений является аспирация, однако эффективность её далека от предельно возможной из-за низкого качества очистки запылённого воздуха, который с большим содержанием угольной пыли выбрасывается в атмосферу.

При возобновлении строительства Экибастузской ГРЭС-2 с установкой оборудования энергоблока ст. №3 мощностью от 500 до 630 МВт, в корректируемом проекте рассматривается возможность и целесообразность сжигания в котле уловленной системами аспирации угольной пыли, переработанной в кавитационное водоугольное топливо (КаВУТ).

Обычная схема аспирации – возврат уловленного на ленту конвейера - увеличивает проблемы эксплуатации топливоподачи, а вариант сбора угольной пыли с организацией пневмотранспорта со всех узлов топливоподачи до топки котла громоздок и опасен.

Но если у каждой группы аспирационных установок организовать узел приготовления водоугольного топлива по кавитационной технологии, состоящий из 3-х небольших ёмкостей, питателя, кавитатора и перекачивающего насоса (Рис. 1), то проблемы хранения этого топлива и способа его доставки к месту потребления просто нет.

Проблема же сжигания КаВУТ решена путём сжигания его в кипящем слое инертного материала. Этот способ известен, в наших разработках применена его двухступенчатая модификация, позволяющая:

- регулировать температуру кипящего слоя;
- увеличить более чем в два раза удельную теплопроизводительность площади кипящего слоя (до 5 Гкал/м²).

На огневом стенде ФГУП «Гидротрубопровод» в г. Раменское были проведены эксперименты по совместному сжиганию КаВУТ из угольной пыли и отходов углеобогащения.

Эксперимент позволил конкретизировать технические параметры системы сжигания КаВУТ в угольном котле большой мощности. Котёл для этого предполагается дооснастить выносными предтопками кипящего слоя (Рис.2).

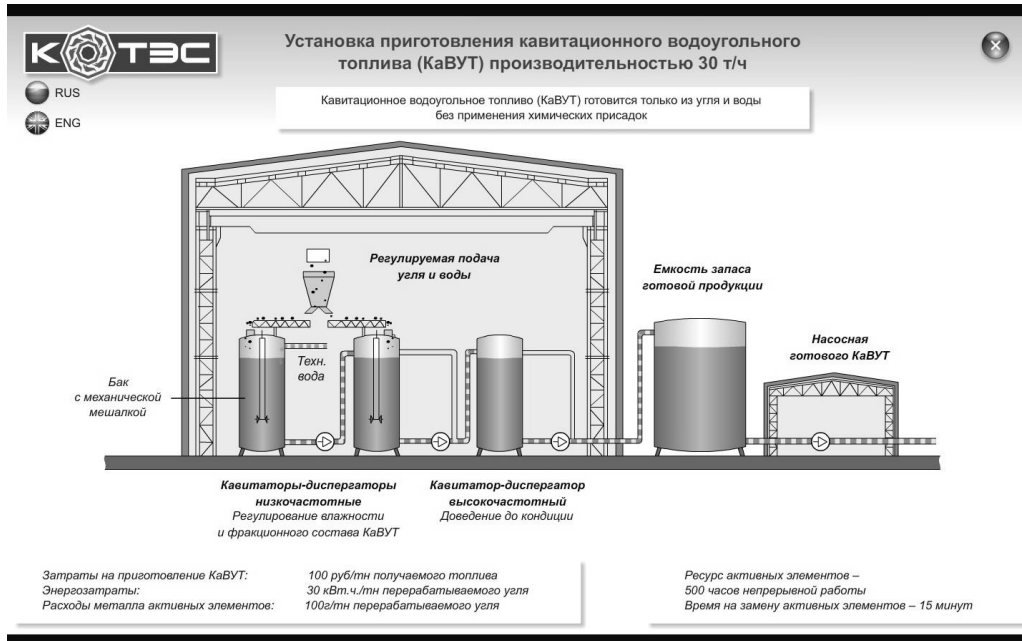


Рис. 1. Схема узла приготовления КаВУТ

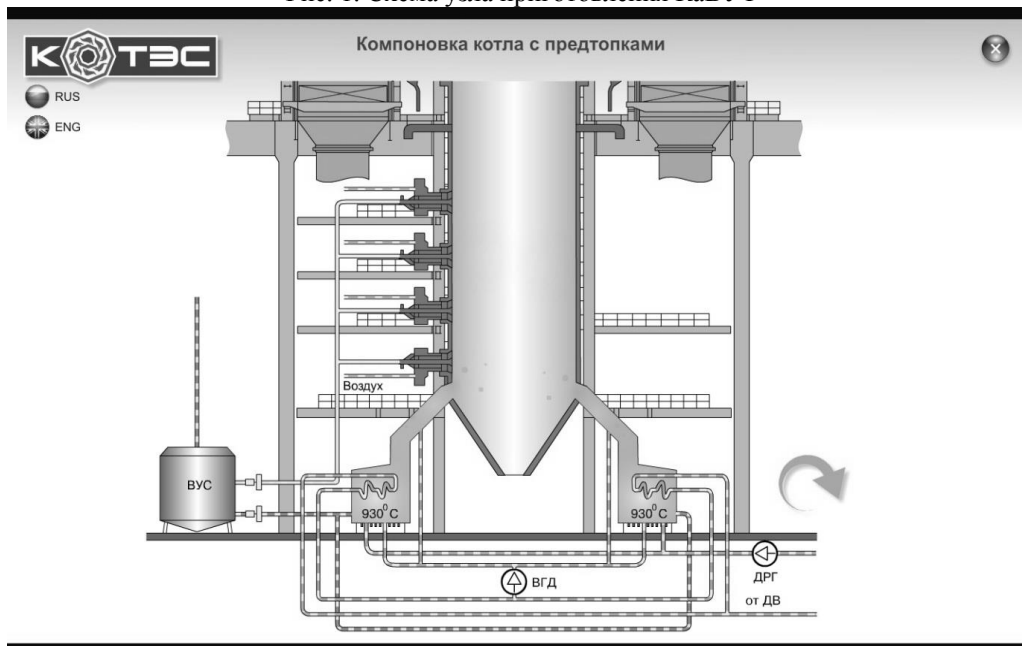


Рис. 2. Компоновка котла с предтопками

Мощность таких горелочных устройств определяется количествами сжигаемого топлива. Отработаны конструкции предтопок в диапазоне производительности от 0,5 до 30 Гкал/час. Предварительные расчёты экономической эффективности показали, что предлагаемая технология сжигания уловленной угольной пыли окупается за 2-3 года. К.П.Д. электростанции (4 энергоблока по 500 МВт) увеличится почти на 0,1%.

Но проведенная серия огневых экспериментов выявила ещё ряд положительных сторон использования КаВУТ, об одной из которых можно говорить уже сейчас:

Оптимальная температура в топках котлов выбирается с учётом теплофизических характеристик конкретного угля с целью обеспечения стабильного горения в широком диапазоне производительности котла при минимальном удельном объёме топки и предельной полноты выгорания топлива. В камерных топках при факельном сжигании угольной пыли эта температура находится в диапазоне:

- при сжигании бурых углей: 900 – 1100 оС;
- при сжигании каменных углей: 1150 – 1300 оС.

Указанные температуры находятся очень близко к температурам размягчения минеральной части соответствующих углей и эта близость проявляется в шлаковании трубных поверхностей топок котлов.

Предлагаемый комбинированный способ сжигания угля с использованием водоугольного топлива на первом этапе и угольной пыли на втором позволяет обеспечить стабильную работу топки в широком диапазоне нагрузок при поддержании температур в зоне воспламенения и дожигания топлива существенно ниже температур размягчения минеральной части топлива. Для каменных углей, в том числе марок «Д», «СС» и антрацита эта температура находится в пределах 950 – 1150 оС при температурах размягчения золы - 1250 – 1350 оС.

Водоугольное топливо при этом подаётся в кипящий слой предтопка, где воспламеняется и частично сгорает при недостатке кислорода, что обеспечивается регулированием соотношения количеств воздуха и дымовых газов, подаваемых под слой с поддержанием температуры в слое в диапазоне 920 – 970 оС.

На втором этапе, за счёт подачи вторичного воздуха и дожигания топлива, поступающего из предтопка в топочное пространство, температура факела возрастает до 1050 – 1100 оС. Горящими продуктами факела из предтопка легко поджигается угольная пыль, поступающая в топку котла через основные горелки. «Легко» - имеется в виду при достаточно низкой температуре – 1100 оС и дальнейшее течение процесса регулируется при температуре не выше 1150оС.

При незначительных объемах реконструкции действующих котлов, что очень важно для их владельцев, обеспечивается возможность:

1. Использования отходов углеобогащения (шламов, кеков, отсевов), перерабатывая их перед сжиганием в КаВУТ;
2. Совместного сжигания в топках котлов каменных и бурых углей;
3. Эффективного сжигания в котлах уловленной системами аспирации угольной пыли, осадка гидросмыва, а также, при желании бороться с пылением и ветроуносом на угольных складах, отсортированной угольной мелочи также переработанных в КаВУТ;
4. Исключения подсветки факела пылеугольных горелок мазутом или газом, при расширении диапазона устойчивого горения;
5. Проработать вариант безмазутной растопки угольных котлов;
6. Доведения уровня образования и выбросов оксидов азота до нормативного без каких-либо дополнительных специальных мер;
7. Существенного снижения шлакования трубных поверхностей топок котлов.

Список литературы:

1. Карпов Е.Г., Парубец А.А. // Отчетные материалы по проведению стендовых огневых испытаний двухступенчатого сжигания водоугольного топлива с газификацией в низкотемпературном кипящем слое в комбинации с факельным сжиганием с целью последующего использования технологии на энергетических и водогрейных котлах. – Новосибирск, 2012. – 54 с.

Возможность повышения эффективности теплоэнергетических установок с конденсационными котлами

Цынаева А. А., Каменева В. Ю., Ратникова Л. Ф.

*Самарский государственный архитектурно – строительный университет, Россия, г. Самара
lida081093@yandex.ru*

Постоянный рост цен на энергоресурсы на мировом рынке влечет за собой необходимость более эффективного использования топлива. В настоящее время величина выработанной энергии определяет благосостояние не только отдельных предприятий, отраслей промышленности, но и величину валового национального продукта страны. Именно поэтому энергетика является одной из определяющих отраслей. Так как большинство энергетических установок, вырабатывающих тепловую энергию, работают за счет химической энергии окисления топлива, то повышение коэффициента использования топлива является актуальной, практически значимой задачей [1,2].

Величина коэффициента использования топлива во многом определяется теплотехническим совершенством котельных установок, определяемым величиной соотношения полезно используемой энергии и тепловых потерь. Тепловой баланс котельной установки, отнесенный к 1 кг сжигаемого топлива, выражается следующим образом:

$$Q_c^n = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 \quad (1)$$

где Q_c^n - низшая теплота сгорания топлива (тепло, внесенное в котельный агрегат 1 кг сжигаемого топлива); Q_1 – полезная использованная теплота, расходуемая на нагрев воды, кДж/кг; Q_2 – потери тепла с уходящими из котла газами, кДж/кг; Q_3 – потери тепла от химической неполноты сгорания топлива, т.е. несгоревших горючих газов, кДж/кг; Q_4 – потери тепла от механической неполноты сгорания топлива, т.е. несгоревших горючих газов, кДж/кг; Q_5 – потери тепла всеми элементами котельного агрегата в окружающую среду, кДж/кг; Q_6 – потери теплоты с физическим теплом шлаков, кДж/кг.

При рассмотрении структуры теплового баланса котельной установки (1), можно сделать вывод, что наибольшая величина тепловых потерь приходится на потери тепла с уходящими газами. Это связано с тем, что для современных котельных установок температура уходящих дымовых газов составляет 120...130оС (при сжигании природного газа). На большинстве тепловых станций более 40% тепла сжигаемого топлива выбрасывается в окружающую среду [1,2].

При сгорании углеводородного топлива часть тепла сжигаемого топлива теряется за счет удаления с дымовыми газами водяных паров, образованных в процессе окисления водорода. При этом не сконденсировавшийся пар, удаляемый с дымовыми газами, уносит скрытую энергию парообразования, которая может быть полезно использована. Скрытая теплота парообразования (конденсации) переводится в полезное тепло при реализации глубокого охлаждения дымовых газов до температуры точки росы, например, в конденсационных котлах [7]. Особенность конденсационных котлов заключается в том, что они работают на природном и сжиженном газе (резервное топливо). Отказ от твердого и жидкого топлива обусловлен тем, что в продуктах сгорания данных топлив содержатся окислы и оксиды серы. Наличие этих соединений при глубоком охлаждении дымовых газов приведет к образованию сернистой и серной кислот и, следовательно, к разрушению поверхностей конденсационных котлов. Принципиальная схема конденсационного котла показана на рис. 1. В состав конденсационных котлов входят следующие основные элементы: горелка, камера сгорания, вентилятор подачи воздуха, система подачи топлива, первичный теплообменник, конденсационный теплообменник, дымоход. При использовании резервного топлива для работы конденсационного котла в расчетном режиме [3] требуется установка вентилятора с регулятором числа оборотов для поддержания оптимального значения коэффициента избытка воздуха в камере сгорания. Для работы конденсационного котла в режиме конденсации влаги из дымовых газов требуется поддерживать температуру дымовых газов на выходе ниже точки росы (порядка 50...60оС) [4]. Если в процессе эксплуатации это условие не выполняется, то КПД конденсационного котла уменьшается. Однако будет несколько выше (на 4-5%), чем для традиционного котла, работающего без конденсации водяных паров, что связано с возможностью постоянного регулирования коэффициента избытка воздуха при использовании

вентилятора с регулируемым приводом [5] и наличием хвостовых поверхностей теплообмена [3]. КПД конденсационного котла тем выше, чем ниже температурный режим системы отопления. В этой связи, наибольшая эффективность конденсационного котла достигается в переходные периоды (осенний, весенний период) или при работе на отопительную систему с водяным теплым полом (с температурой воды в подающей магистрали порядка $+40\dots 50^{\circ}\text{C}$). Однако основным условием эффективной работы с системой отопления здания является достаточно большая инерционность системы [6].

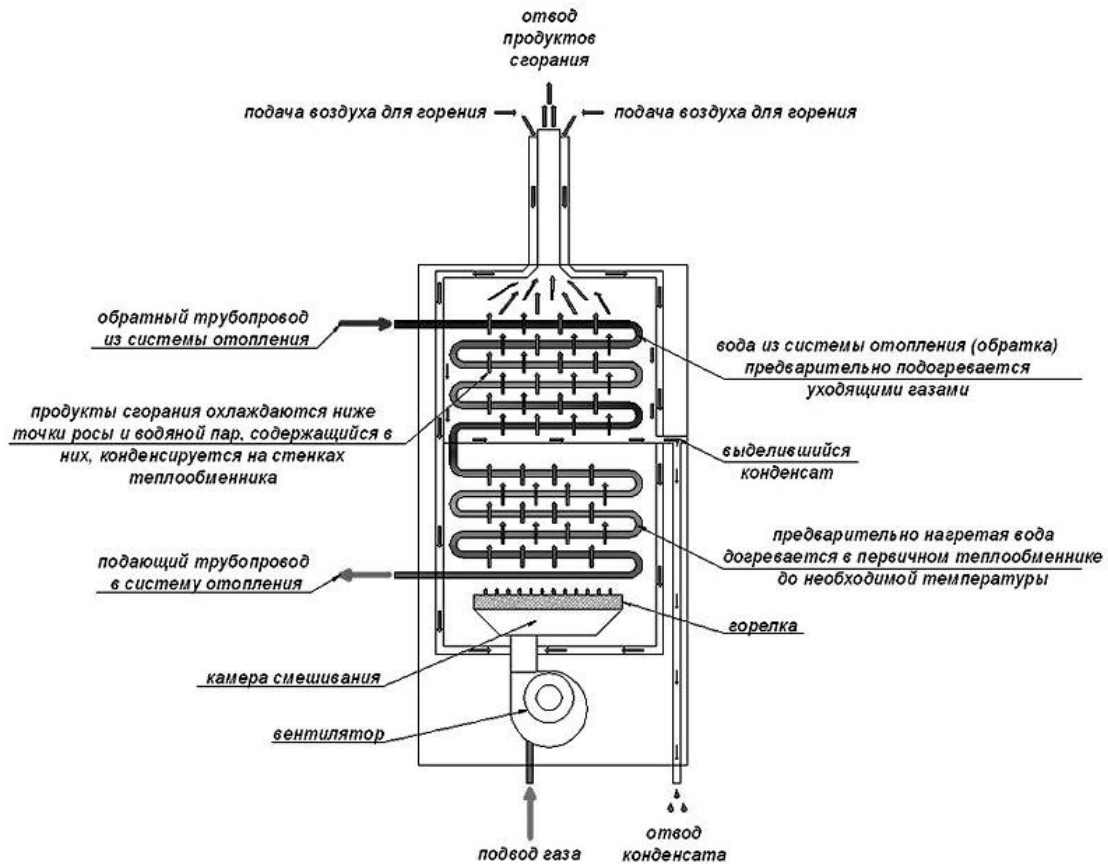


Рис. 1. Принципиальная схема конденсационного котла

К недостаткам конденсационных котлов можно отнести следующие:

- а) выпадение конденсата из дымовых газов на поверхности дымовой трубы;
- б) возможность обмерзания дымовой трубы (в особенности коаксиальных дымовых труб) при работе в условиях низких температур наружного воздуха;
- в) разрушение под действием коррозионно активных соединений поверхностей котла и дымовой трубы.

Для предотвращения указанных выше негативных особенностей и повышения эффективности работы конденсатных котлов в системах отопления возможно применение следующих конструктивных решений:

- а) реализация постоянного регулирования коэффициента избытка воздуха при использовании вентилятора с регулируемым приводом [5]; б) дополнительный обогрев оголовка дымовой трубы;
- в) реализация возможно более полной конденсации водяных паров из дымовых газов;
- г) выполнение поверхностей из коррозионностойких материалов;
- д) реализация динамического регулирования систем отопления при работе от конденсационных котлов.

При установке вентилятора с регулируемым приводом увеличивается скорость подачи дымовых газов, при этом увеличивается их расход, за счет чего процесс прохождения дымовых газов через теплообменник проходит наиболее полно и эффективно.

Обогревая оголовок дымовой трубы, уменьшается выпадение конденсата на ее поверхности, что не приводит к обмерзанию дымовой трубы. Эти мероприятия снижают возможность ее разрушения.

Увеличивая поверхность теплообменника, выполняя его в виде свернутой в спираль трубы, происходит более полное выпадение конденсата водяных паров из дымовых газов.

Долговечность службы конденсационного котла во многом зависит от материалов, из которых он выполнен, так как конденсат содержит кислоты и окислы, которые разрушают поверхности котла. Для устранения этого недостатка возможно использование коррозионно - и кислотостойких материалов, например, таких как нержавеющая сталь и ее сплавы (силумин).

Динамическое регулирование систем отопления при работе от конденсационных котлов позволяет наиболее эффективно использовать энергетический потенциал конденсационного котла.

Для выбора методов оптимизации конденсационных котлов и систем отопления на их основе планируется проведение дополнительных исследований на основе математического моделирования и экспериментально-теоретического исследования таких систем и установок.

Список литературы:

1. Лекция академика Леонтьева А. И. // Современная энергетика и ее перспективы. Ч. 1. Электронный источник. <http://rutv.ru/brand/show/episode/156445/viewtype/tag>
2. Лекция академика Леонтьева А. И. // Современная энергетика и ее перспективы. Ч. 2. Электронный источник. http://tvkultura.ru/video/show/brand_id/20898/episode_id/156444/video_id/156444
3. Зыков А. К. Паровые и водогрейные котлы: Справочное пособие/
4. Зыков А. К. // М.: Энергоатомиздат, 1987. – 128 с.
5. Кудинов А. А. Энергосбережение в теплогенерирующих установках. – У.: УлГТУ, 2000. –139 с.
6. Дилигенский, Н.В. Комплексный анализ режимов работы основного оборудования генерирующих предприятий и расходов электрической энергии на собственные нужды/ Н. В. Дилигенский, А. А. Гаврилова, А. Г. Салов, В. К. Гаврилов// Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. 2008. № 2 (22). С. 186-195.
7. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. – 9-е изд., – М.: Издательство МЭИ, 2010. – 472 с.
8. <http://www.odoms.ru/otoplenie/230-kondensacionnyi-kotel.html>

Теплообмен в системе «капля расплава – подложка»

Колесникова Е.А., Немова Т.Н.

*Томский архитектурно-строительный университет, Россия, г. Томск
tatyana.nemova.0702@yandex.ru*

В практике работы различного рода теплоэнергетических установок существенную роль имеет оценка тепловых потерь, возникающих при осаждении на поверхности нагретых или расплавленных частиц металлов, что существенно влияет на эффективность работы установок. В большинстве работ, посвященных моделированию процессов, протекающих при нанесении капли на подложку, основное внимание уделяется капле. Совместное температурное поле и фазовые переходы системы «капля - подложка» исследованы недостаточно.

Экспериментально было показано [1], что для возникновения адгезии в системе «капля-подложка» необходимым условием является проплавление подложки под сплэтом. Для обеспечения качественной адгезии глубина проплавления подложки, зависящая от теплофизических свойств материалов, должна быть оптимальной.

В настоящей работе приведены результаты расчетов температурных полей и динамики движения границы между жидкой и твердой фазами как в сплэте, так и в подложке. Расчеты проводились с использованием метода выравнивания температур малых соседних областей [1]. Для оценки достоверности полученных результатов проведены экспериментальные исследования по осаждению на подложку капель расплавленного металла с последующим качественным и количественным анализом состава материала в зоне контакта капли с подложкой.

При расчетах температурных полей и фазовых границ гидродинамическая составляющая процесса не учитывалась. Момент образования сплэта на подложке принимался за начало процесса теплообмена. Теплофизические параметры считались постоянными величинами, а граничные

условия на поверхности сплэта и подложки - адиабатическими. Расчет трехмерного температурного поля системы капля-подложка аналогичен расчету температурного поля шара [1].

Приращение температуры единичного кубического объема соответствует поступившему в единичный объем количеству теплоты. После достижения этим объемом температуры плавления в каждый следующий рассчитываемый единичный интервал времени находилась разница между величиной приращения температуры над температурой плавления $T - T_m$ и сравнивалась с величиной приращения температуры, эквивалентной теплоте плавления единичного объема $T_i - T_m$. На рис. 1а, б приведены зависимости изменения единичного кубического объема во времени при плавлении и кристаллизации. Если $T - T_m \geq T_i - T_m$, то единичный объем считался расплавленным, а величина $(T_i - T_m) - (T - T_m)$ добавлялась к температуре данного расплавленного единичного объема (рис. 1а). Если $(T - T_m) < (T_i - T_m)$, то единичный объем считался нерасплавленным, величины $(T - T_m) - (T_i - T_m)$ складывались и сохранялись до тех пор, пока не будет выполняться условие $T - T_m \geq T_i - T_m$. Процесс кристаллизации единичных объемов в единичный интервал времени рассчитывался аналогично (рис. 1б). Энергия, затрачиваемая при увеличении (уменьшении) температуры единичного объема на величину ΔT , соответствует количеству теплоты плавления (кристаллизации), необходимого для плавления (кристаллизации) этого объема.

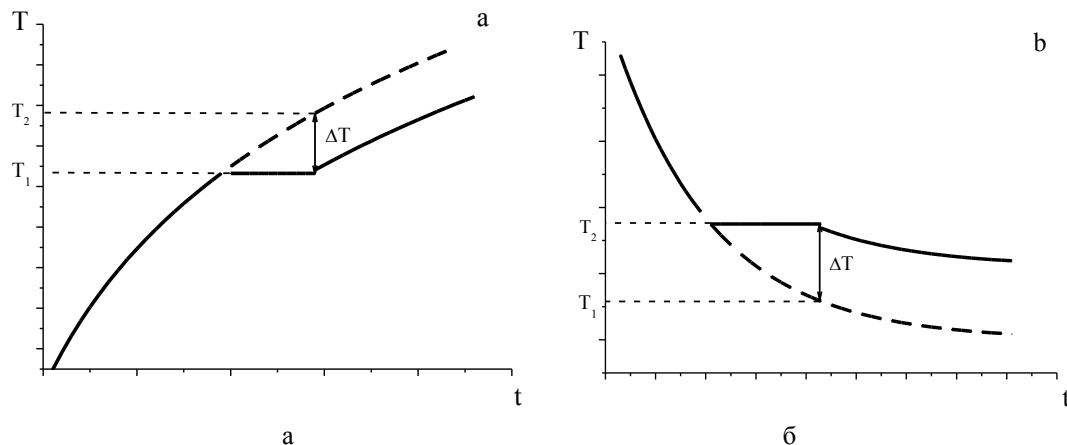


Рис.1. Изменение температуры единичного кубического объема от времени:

а – при плавлении, где T_1 - температура плавления, T_2 - температура нагрева единичного объема при отсутствии плавления;

б – при кристаллизации, где T_2 - температура кристаллизации, T_1 - температура охлаждения единичного объема при отсутствии кристаллизации.

Расчет проводился для стальной подложки и сплэта из этого же материала. За форму капли принимали полусферу радиусом 10-3 м. Для стали, в отличие от других материалов, значения теплопроводности твердой и жидкой фазы отличаются не более, чем на 5%, что позволяет считать их равными. Принималось, что тепло с поверхности упавшей капли отводилось только в материал подложки.

На рис. 2 представлены полученные зависимости температур сплэта и подложки от времени. На рис. 3 показано положение границы между жидкой и твердой фазами по оси симметрии системы «капля-подложка» от времени.

Температура верхней точки капли от момента падения, соответствующая в начальный момент 3300 К, существенно уменьшается со временем и при 0.125 с достигает значения температуры кристаллизации расплава. Температура слоя 10-4 м подложки в центре симметрии капли уже спустя 0.025 с после осаждения капли расплава на подложку практически достигает

температуры плавления подложки и сохраняет эту величину до 0,05 с. Далее температуры капли и подложки снижаются.

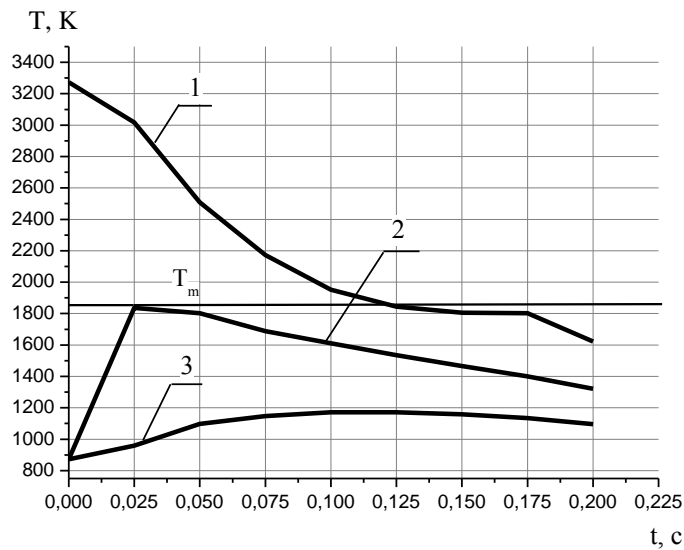


Рис.2. Зависимости температуры частицы $T_{(d)}$ и подложки $T_{(s)}$ от времени после нанесения капли на подложку.

1 – верхняя точка капли; 2 – первый слой подложки на глубине 10-4 м; 3 – 10-й слой подложки на глубине 10-3 м. T_m - температура плавления стали.

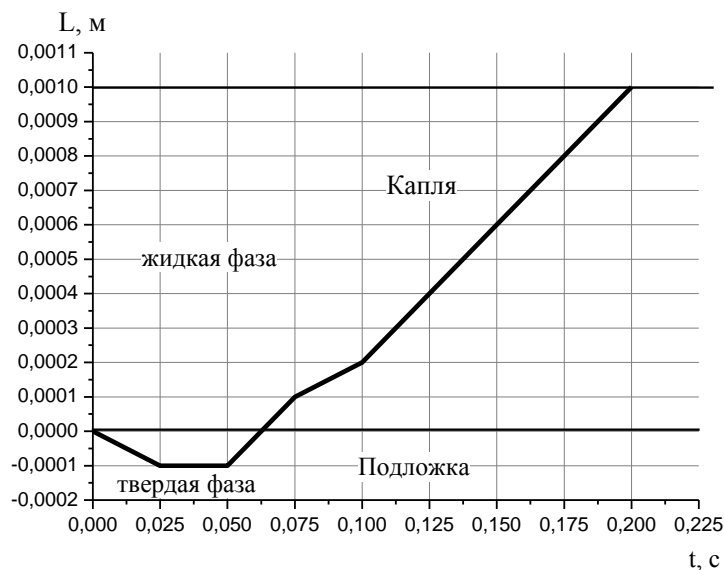


Рис.3. Положение границы между жидкой и твердой фазами системы «капля – подложка» в зависимости от времени.

Таким образом, по оси симметрии капли глубина проплавления подложки составляет 10-4 м. Кроме того, установлено (рис. 3) временное перемещение границы раздела твердой и жидкой фаз.

Исследование морфологии поверхности капель расплава меди, осажденных на подложку из оцинкованного железа, было проведено с использованием растрового электронного микроскопа Philips SEM 515. Химический состав фазовых составляющих определялся методом локального микрорентгеноспектрального анализа (МРСА) на энергодисперсионном спектрометре. На рис. 4 приведены фотография поверхности контакта капли расплава с подложкой (а) и часть снимка этой

же поверхности (b), сделанная с помощью электронного микроскопа. Капля расплава после осаждения на подложку отделялась от последней со значительным механическим усилием. Видно, что даже при небольших скоростях осаждения капля имеет лучеобразную форму. Край капли представляет собой кольцо из затвердевшей меди, внутренняя поверхность в центре характеризуется пористой структурой. От центра к краю отмечаются некие конгломераты, выделяющиеся окраской, близкой к цветам побежалости. Рядом с кольцом из меди отмечается характерное для побежалости цветное кольцо.

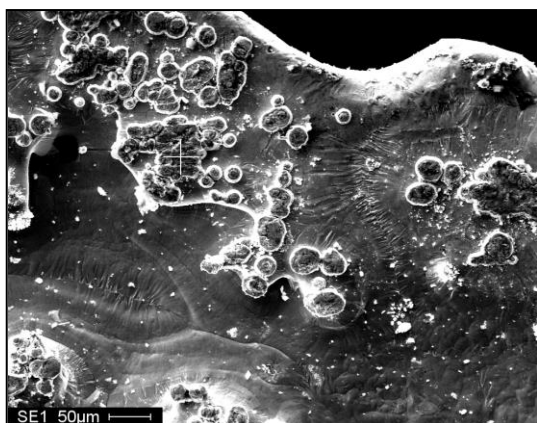
Была проведена оценка площади поверхности капли, контактировавшей с подложкой, которая составляет 50-60 % от общей площади капли, что согласуется с известными данными, согласно которым при такой величине контактной площади адгезия капли на поверхность подложки хорошая.

Химический состав фазовых составляющих показал, что вблизи кромки капли (рис. 4 б, отмеченная область) содержание меди и цинка в зависимости от области исследования составляет соответственно 29...90% и 2...45% (без учета кислородной составляющей). При этом содержание меди в темных областях наибольшее, а светлые конгломераты соответствуют большему содержанию цинка. При переходе к центру капли (светлая зона рис. 4 б) отмечается, что состав всех исследованных областей поверхности практически одинаков: 40 % меди и 60 % цинка.



Рис. 4. Фотография поверхности контакта капли расплава с подложкой (a) и снимок поверхности (b), сделанный с помощью электронного микроскопа.

Увеличение разрешения (рис. 5) позволило выделить структуры и определить состав фазовых составляющих в области, отмеченной на рис. 4 а. Отчетливо видны конгломераты, ограниченные светлыми линиями, содержащие до 90 % цинка. В областях же, имеющих равномерную темную окраску, содержание меди составляет 97%.



Таким образом, при осаждении на подложку капли расплава меди происходит плавление поверхностного слоя подложки с дальнейшим затвердеванием расплавленных компонентов. При этом образования латуни не наблюдается, так как не реализуются необходимые для этого условия.

Рис. 5. Фазовые составляющие вблизи кромки капли.

Аналогичные результаты были получены при исследовании фазовых составляющих при осаждении капель олова на подложку из свинца. Выделены переходные области, характеризующиеся наличием обоих компонентов. Приведены количественные данные по составляющим.

Полученные в настоящей работе результаты могут быть полезны при оценке тепловых потерь, возникающих при осаждении на технологические поверхности нагретых или

расплавленных частиц металлов, что позволяет повысить эффективность работы теплоэнергетических установок.

Список литературы:

1. Немова Т.Н., Колесникова Е.А. Определение температуры в зоне контакта капли расплава с подложкой // Фундаментальные и прикладные проблемы современной механики: Сборник материалов научной конференции. Томск: Томский государственный университет, 2011. – С. 483-484.

Повышение энергетической эффективности системы теплоснабжения от водогрейной котельной

*Королёв П.В., Васильев С.В.**

*Текстильный институт Ивановского государственного политехнического университета,
*Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина, Россия, г.
Иваново
vedunkp@rambler.ru*

В условиях быстрого роста цен на органическое топливо энергосбережение во всех отраслях промышленности является важнейшим фактором снижения себестоимости производства продукции и повышения её конкурентной способности. Основными направлениями энергосбережения являются:

- использование низкопотенциальной энергии промышленных предприятий;
- создание простых и надёжных энергетических установок для производства тепловой и электрической энергии, работающих на местных видах топлива;
- повышение коэффициента использования теплоты топлива на энергетических установках.

Реализацию данной программы в уже существующих котельных можно добиться: установкой котла-утилизатора за основными водогрейными котлами и переводом котельной в режим когенерации.

Основным резервом повышения экономичности котельных установок является использование теплоты конденсации паров, содержащихся в уходящих газах. В первую очередь это относится к котельным обслуживающим системы отопления и горячего водоснабжения (ГВС). Для создания конденсационного режима работы водогрейного котла (режима конденсации паров из дымовых газов) необходимо, чтобы поверхности теплообмена, с которыми контактируют уходящие газы, имели температуру ниже точки росы. Если в котельной предусмотрен контур ГВС, то обеспечить такой режим работы котла можно, за счет подачи в конденсационный утилизатор (КУ) тепловой энергии воды из системы холодного водоснабжения [1].

Возможность применения данной схемы рассмотрена на примере водогрейной котельной в г. Пошехонье Ярославской области. Котельная оборудована водогрейными котлами REX 350 (ICI Caldaie). Максимальный КПД действующей системы равен 93% при температуре наружного воздуха (-31)°С. Установка котла-утилизатора приведёт к увеличению максимального КПД до 102,58 %, что связано с реализацией конденсационного режима. Срок окупаемости проекта составляет 5 лет.

Существующие котельные вырабатывают значительное количество излишков тепла, т.к. резко сокращается его потребление в теплое время года.

Наличие морозной погоды в целом не превышает двух месяцев в году для средней полосы России. Поэтому, значительное потребление тепловой энергии производится не более 2-х месяцев в году (коэффициент потребления = 1). В среднем, около половины производимой тепловой энергии потребляется в остальные 6 месяцев отопительного сезона (коэффициент потребления = 0,5). В оставшиеся 4 месяца потребление тепловой энергии практически прекращается (коэффициент потребления = 0) [2].

Таким образом, значительное количество времени существенное количество производимой тепловой энергии не используется. Наиболее распространённым решением на сегодняшний день для водогрейных котельных являются два варианта перевода в когенерационный режим: с использованием газопоршневой и газотурбинной установок.

Газотурбинная установка состоит из двух основных частей: силовая турбина и генератор, которые размещаются в одном корпусе. Воздушный компрессор сжимает атмосферный воздух,

повышая его давление, и непрерывно подает его в камеру сгорания. Туда же непрерывно подается необходимое количество жидкого или газообразного топлива. Образующиеся в камере продукты сгорания выходят из нее с температурой 900-1200°C. Пройдя все ступени газовой турбины, отработавшие газы направляются в котел-утилизатор для выработки тепловой энергии. Рабочие лопатки передают крутящий момент на ротор турбины, который жестко соединен с валом генератора через понижающий редуктор. Использование тепла посредством теплообменника или котла-утилизатора обеспечивает увеличение общего КПД установки.

В основе работы газопоршневой установки лежит принцип двигателя внутреннего сгорания, в котором химическая энергия топлива преобразовывается в механическую работу.

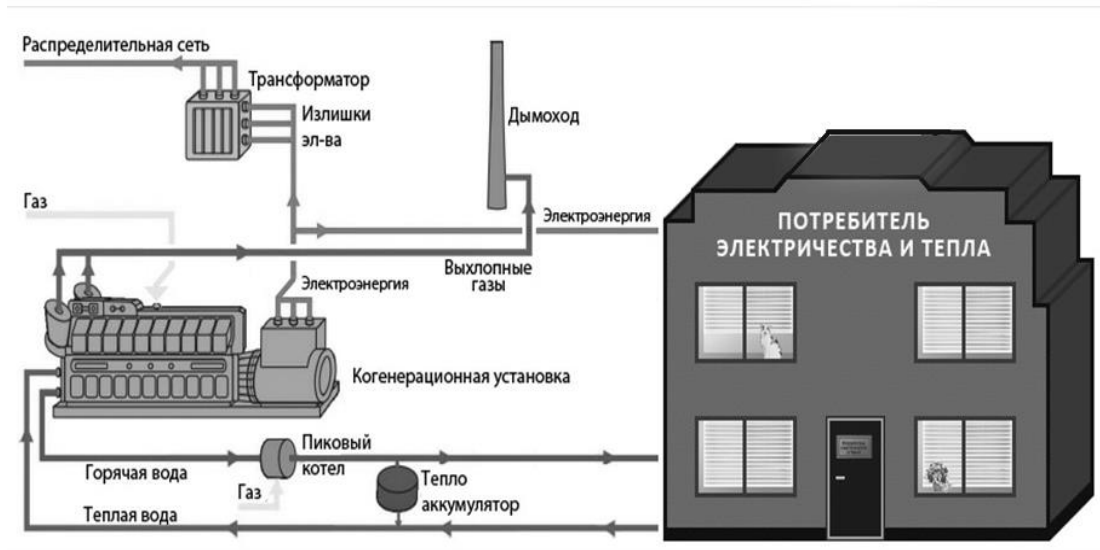


Рис. 1. Энергоснабжение от когенерационной установки

В настоящее время предлагается технология утилизации излишков выработанного тепла на основе применения дополнительного бутанового контура (турбины) с генератором, как основного или резервного (для собственных нужд и особо важных потребителей) источника электрической энергии [3]. При этом бутановый контур не требует дополнительного сжигания топлива, а использует уже выработанное тепло (пар, горячую воду) при температуре до 120 °С. Его преимуществом является независимость от источника тепла, т.е. его можно интегрировать с водогрейным котлом независимо от параметров котла и его тепловой мощности.



Рис. 2. Принципиальная тепловая схема бутанового контура

Сравнительный анализ представленного технологического решения относительно стандартного перевода котельной в режим когенерации на примере водогрейной котельной города Пошехонье представлен в табл.1.

Таблица 1 – Относительные экономические показатели установки на бутановом контуре

№	Показатели	Когенерация	Бутановый контур
1.	Срок окупаемости, мес.	23	20
2.	Денежные поступления, млн.руб.	7,98 (при увеличении мощности на 20%)	6,99
3.	Внутренняя норма доходности	0,69	0,81

Список литературы:

1. Бухаркин Е.Н. О технико-экономической целесообразности применения конденсационных теплоутилизаторов в водогрейных котельных / Промышленная энергетика. 1995, № 6. С. 24-27.
2. Репин Л.А., Тарасов Д.Н., Макеева А.В. Возможности производства электроэнергии в водогрейных котельных // Новости теплоснабжения. 2008, №9.
3. Долинский А.А., Басок Б.И., Коломейко Д.А. Эффективность когенерационных тепловых схем // Наукові праці, том 61, выпуск 48.

Влияние геометрии лопаток осевой гидротурбины пропеллерного типа на выходную мощность МИКРОГЭС

Кузьмин Р.В.

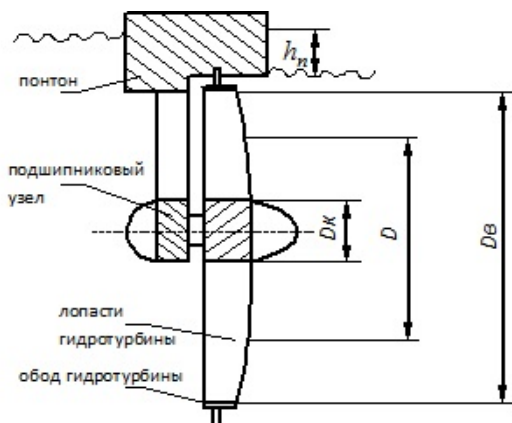
Комсомольский – на – Амуре Государственный технический Университет, Россия, г.

Комсомольск – на – Амуре

kem@knastu.ru

Подключение удаленных потребителей к центральным энергосистемам, в большинстве случаев связано с огромными материальными вложениями и зачастую экономически нецелесообразно. Их энергоснабжение в основном организовано на базе автономных дизельгенераторов и котельных небольшой мощности. Альтернативой дизель-генераторным установкам могут служить системы, использующие энергию возобновляемых природных источников. Примером таких систем являются установки использующие энергию потоков воды и ветра.

Одной из самых эффективных с энергетической точки зрения является микроГЭС, построенная на основе осевой гидротурбины пропеллерного типа. Подобные установки позволяют добиться наибольшей быстроходности рабочего колеса гидротурбины, что приводит к увеличению мощности гидротурбины и позволяет создавать безредукторные варианты микрогидроэлектростанций. Это обстоятельство определяет приоритет использования осевых пропеллерных гидротурбин в условиях низкопотенциальных водных потоков и при малых диаметрах гидроколес [1].



Для простоты конструкции гидротурбина не имеет направляющего аппарата. Расположение гидротурбины в реке с небольшой скоростью течения показано на рисунке 1.

Рис. 1. – Осевая турбина в низкопотенциальном потоке

Глубина погружения понтона $h_{П}$ рассматривается, как некоторая плотина, дающая положительный перепад энергии.

Для определения основных характеристик потока и гидротурбины составлена векторная диаграмма скоростей течения потока через гидротурбину,

представленная на рисунке 2. Поток входит в рабочее колесо гидротурбины со скоростью C_1 , натекает на лопатки в относительном движении со скоростью W_1 . Угол установки лопаток на входе – β_1 . В рабочем колесе поток разворачивается в относительном движении под углом β_2 и со скоростью W_2 , а в абсолютном движении под углом α_2 и со скоростью C_2 .

Работа, совершенная в колесе потоком, характеризуется проекцией вектора скорости потока на выходе в окружном направлении C_{2a} . В осевом направлении поток выходит с той же скоростью, что и входит, то есть $C_{2a}=C_1$.

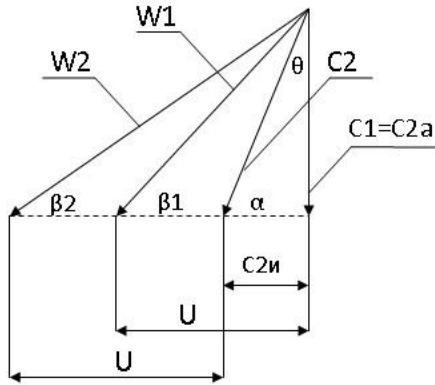


Рис. 2. – Треугольники скоростей на среднем диаметре

Поток входит в рабочее колесо гидротурбины со скоростью C_1 , натекает на лопатки в относительном движении со скоростью W_1 . Угол установки лопаток на входе – β_1 . В рабочем колесе поток разворачивается в относительном движении под углом β_2 и со скоростью W_2 , а в абсолютном движении под углом α_2 и со скоростью C_2 .

Работа, совершенная в колесе потоком, характеризуется проекцией вектора скорости потока на выходе в окружном направлении C_{2a} . В осевом направлении поток выходит с той же скоростью, что и

входит, то есть $C_{2a}=C_1$.

Параметры потока и гидротурбины рассчитываются с помощью созданной системы алгебраических уравнений [2]. На основе исходных данных: скорости и плотности потока, диаметра гидротурбины, числа и угла установки лопаток определяется полная энергия потока через гидротурбину и ее мощность.

На рисунке 2 представлена зависимость мощности осевой гидротурбины пропеллерного типа от угла установки лопаток. Зависимость приведена для диаметра лопостей 0.4 м., числа лопостей 3 и скорости течения потока 3 м/с.

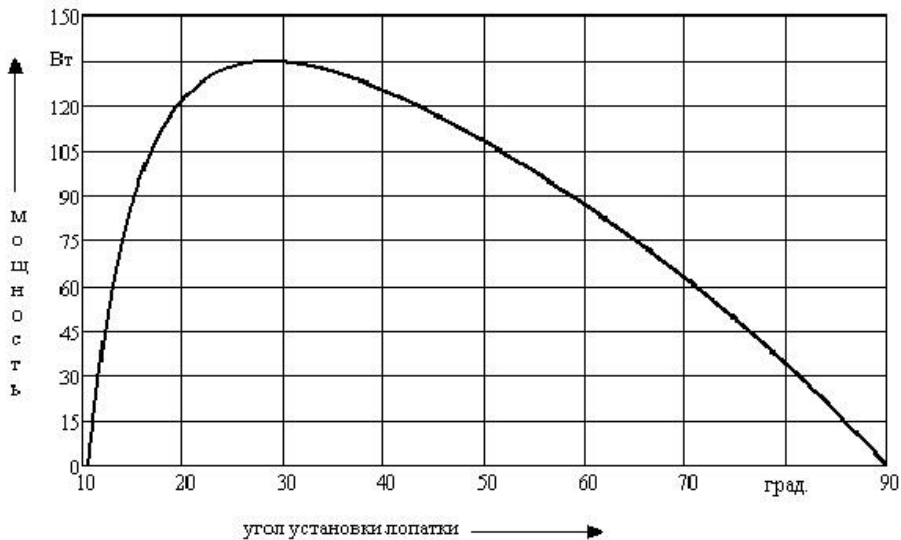


Рис. 3. – Зависимость мощности гидротурбины от угла установки лопаток

Список литературы:

1. Лукутин Б.В., Сипайлов Г.А. Использование механической энергии возобновляемых природных источников для электроснабжения автономных потребителей. – М.: Итиль, 1987. – 136 с.
2. Кузьмин Р.В., Кузьмина О.А. Исследование зависимости мощности бесплотинной микроГЭС от диаметра рабочего колеса и скорости потока // Материалы ВНИК "Актуальные проблемы управления техническими, информационными, социально-экономическими и транспортными системами", г. Санкт-Петербург, СЗТУ, 2007. – С.96-103.

Использование избыточной энергии давления природного газа на небольших газораспределительных станциях**Кулагина О.В., Гатауллина А.Р., Молчанова Р.А.***Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, г. Уфа
kylaginaolga@mail.ru*

При поступлении природного газа из магистральных трубопроводов в распределительную систему газопроводов городов и крупных промышленных предприятий осуществляется понижение его давления на газораспределительных станциях (ГРС). Снижение давления газа происходит в редуционных клапанах и является прямой потерей потенциальной энергии потока.

При использовании турбодетандеров в результате адиабатного расширения потока газа с отдачей работы значительно понижается температура газа. При понижении давления газа с 1,2 до 0,3 МПа температура его снижается на 50–60 °С (в зависимости от состава газа и эффективности детандера). При увеличении степени понижения давления до 6 (от 1,8 до 0,3 МПа) снижение температур может доходить до 70–80 °С. Если принять, что температура газа на входе в машину равна 20 °С, то температура потока после расширения может составить -30 – -40 °С в первом и -50 – -60 °С во втором случаях.

Таким образом, в результате использования избыточной энергии давления природного газа может вырабатываться не только электрическая энергия, но и значительные количества холода (от 60 до 80 кДж/м³).

С учетом большой доли газификации территории нашей страны и наличия большого количества ГРС возле городов и населенных пунктов, представляется целесообразным строительство при ГРС промышленных холодильников, особенно в сельскохозяйственных регионах для сохранения урожая. Целесообразность строительства таких комплексов на крупных ГРС не вызывает сомнения.

В то же время в распределительной системе газоснабжения страны имеется огромное количество небольших ГРС и крупных ГРП, где снижение давления газа до среднего и низкого давлений происходит только редуцированием в дросселирующих устройствах (например, с 1,2 до 0,3 МПа), то есть технологический процесс происходит также с потерей потенциальной энергии. Среднегодовой расход газа на небольших ГРС представлен на рисунке 1.

Практически все известные проекты использования избыточной энергии давления газа при его редуцировании в системах газораспределения и потребления направлены на производство электрической энергии. Но области использования энергии избыточного давления газа на ГРС для производства холода изучены и разработаны в меньшей степени.

Исходные данные для расчетов:

- расчеты производятся для действующей ГРС в средней полосе России.
- расход газа – 30 тыс. м³/ч
- при проходе через турбодетандерную установку газ охлаждается до -18 оС.
- после турбодетандерной установки газ поступает на газо-редуцирующую станцию (ГРС), температура на входе которой должна поддерживаться от 0 до +4 оС.

Необходимо рассмотреть возможность подогрева газа до 0-4 оС при температурах хранения в холодильнике 0 и -12 оС.

Поддержание заданного температурного и влажностного режима в камерах холодильника достигается работой всей холодильной установки, т.е. холодильной машины и местных камерных приборов охлаждения, установленных в охлаждаемых помещениях.

Рассмотрим проблему с точки зрения максимально возможного количества холода, переданного от газа.

Для природного газа с расходом 30 тыс. м³/ч:

$$Q_2 = G \cdot c \cdot \Delta t = \frac{30 \cdot 10^3}{3,6 \cdot 10^3} \cdot 0,717 \cdot 2,391 \cdot (0 - (-18)) = 257 \text{ кВт.}$$

Необходимое количество холода для покрытия всех теплопритоков в камеры холодильника определяется после теплового расчета. Такой расчет охлаждаемых помещений проводят для определения суммы всех количеств теплоты, поступающих в эти помещения или возникающих в них от каждого из различных источников, оказывающих влияние на поддержание заданного температурного режима в объекте. Конечная цель теплового расчета — определение

производительности камерного оборудования, достаточной для отвода всей теплоты, поступающей в объект, и поддержания в нем заданных параметров.

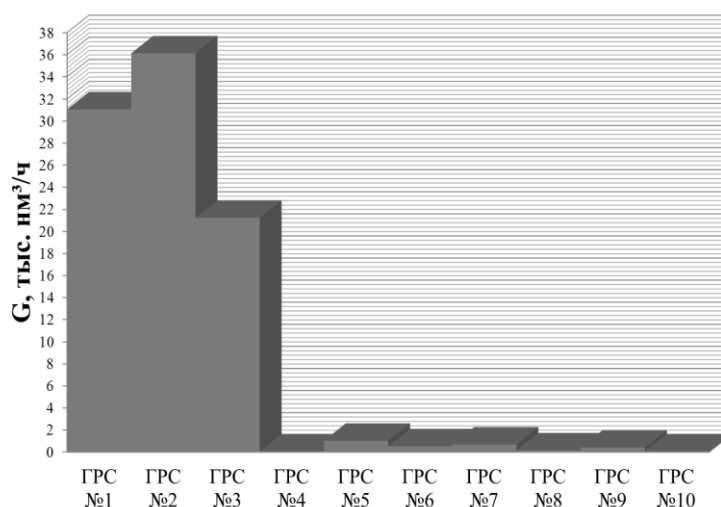


Рис.1.Среднегодовой расход газа на небольших ГРС

Из теплового баланса с учетом КПД теплообменника и воздухооохладителя получим, что количество холода, непосредственно переданное холодильным камерам, будет составлять около 206 кВт.

По общепринятой классификации холодильники подразделяются по условной вместимости холодильники на малые, имеющие вместимость от 250 до 1000 усл. т, средние - от 1000 до 5000 усл.т и крупные - свыше 5000 усл. т.

Предварительные проработки проектов энергохолодильного комплекса на базе ГРС показали, что рассчитанная хладопроизводительность окажется достаточной для обеспечения типового промышленного холодильника емкостью - от 1000 до 5000 усл.т, т.е. так называемого среднего холодильника.

Список литературы:

1. Брайдерт Г.-Й. Проектирование холодильных установок. Расчеты, параметры, примеры. – М.: Техносфера, 2006. – 336 с.
2. Проектирование холодильных сооружений. Справочник. Под общ.ред. к. т. н. А. В. Быкова. - М.: Пищевая промышленность, 1978. - 256 с.
3. Репин А. Л., Репин Л. А. Возможности использования энергии давления природного газа на малых газораспределительных станциях// Энергосбережение.- 2004.- № 3.
4. Аксенов Д. Т., Герцен А. Н. Использование энергохолодильных комплексов в целях энергосбережения // Промышленная энергетика. - 2004.- № 2.

Получение полуккокса из бурых углей Шивэ-Овооского месторождения Монголии

А. Н.Кучерина, А.С.Дьяченко, А. Ю.Долгих.*

Томский Политехнический Университет, Россия, г. Томск

cannonfodderzura@mail.ru

Большие запасы, благоприятные горно-геологические условия залегания, позволяющие осуществлять добычу наиболее экономичным путем, относительно низкая стоимость и уникальность физико-химических и технологических свойств ставят бурые угли на видное место в качестве топлива и технологического сырья. Отрицательной стороной использования бурых углей в качестве топлива является негативное воздействие на окружающую среду из-за выбросов в атмосферу огромного количества загрязняющих веществ. Облагораживание угля позволяет частично выводить отравляющие компоненты со смолой и газами, тем самым преобразовывать сырье в более экологически чистое топливо [1]. Также образуются первичный газ и первичная смола.

Полукокс используется как энергетическое топливо, как восстановитель для некоторых металлургических процессов, для получения карбида кальция первичный газ — как сырьё для химического синтеза и в качестве топлива; первичная смола — для переработки в различные жидкие топлива.

Были получены результаты термической переработки исследуемого угля в виде состава неконденсирующихся газов и материального баланса представленные в таблицах 1 и 2 [2].

Таблица 1. Усредненный состав неконденсирующихся газов

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	CO	CO ₂	H ₂	N ₂	O ₂	Теплота сгорания смеси, МДж/м ³
12,0	1,23	0,35	13,13	42,9	14,5	11,98	3,1	9,3

Таблица 2. Материальный баланс

Статьи баланса	Количество продуктов	
	гр	%
Поступило		
Исходный уголь	90,7	90,7
Влага	9,3	9,3
Всего	100	100
Получено		
Полукокс	78,3	78,3
Смола	4,1	4,1
Пирогенетическая влага	6,7	6,7
Потери	10,9	10,9
Всего	100	100

Так же была проведена серия экспериментов различных температурных режимов (4500С, 5000С, 5500С, 6000С.), которые согласно источникам [1] попадают в диапазон температур наиболее подходящих для температурной переработки с получением полукокса, и различной крупности (6 мм, 10 мм, 12 мм.) для определения параметров зольности полукокса, выхода летучих неконденсирующихся газов, теплоты сгорания полукокса.

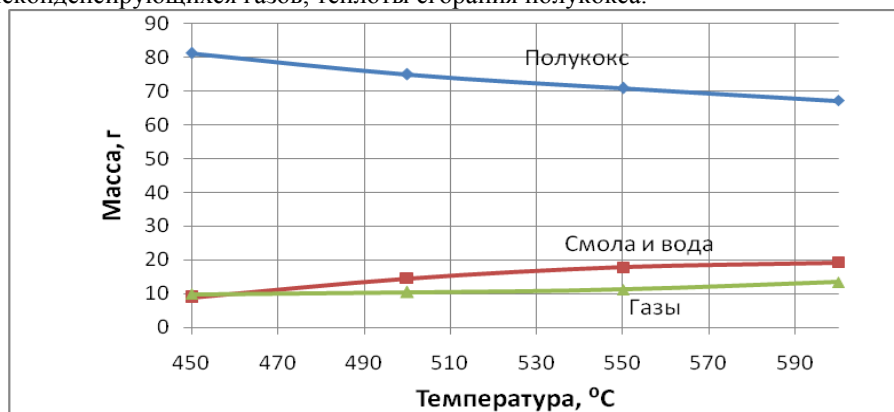


Рис. 1. Зависимости массы полукокса, смолы и воды, газов от температурного режима при крупности частиц 6 мм

Зависимости зольности полукокса, выхода летучих неконденсирующихся газов, теплоты сгорания полукокса от температурного режима представлены при усредненных значениях крупности угля.

По результатам выявилось, что при изменении температурного режима термической переработки в сторону повышения температуры режима масса полукокса уменьшается, что связано с ростом выхода смол, воды и неконденсирующихся газов. В зависимости от крупности наибольшей массой полукокса обладает образец с крупностью 6 мм, но имеет более низкие показатели остальных продуктов переработки. Образец крупностью 12мм напротив имеет

наименьшую массу полукокса но выход смол, воды и газов выше, что позволяет предполагать наличие у этого образца наиболее чистой структуры полукокса.

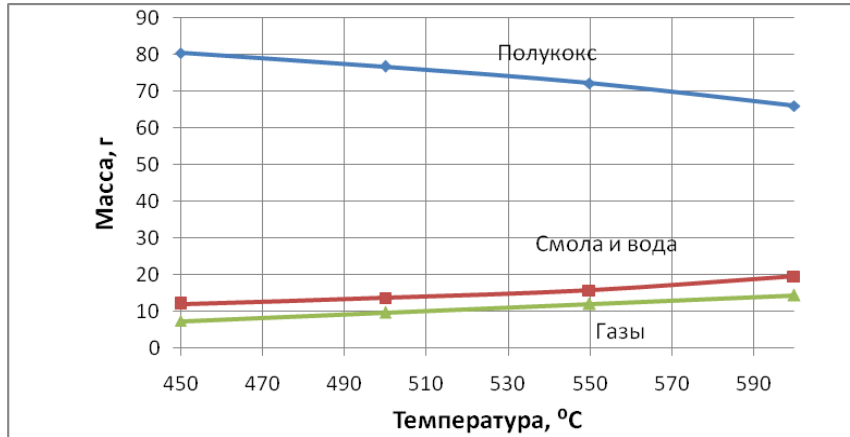


Рис.2. Зависимости массы полукокса, смолы и воды, газов от температурного режима при крупности частиц 10 мм

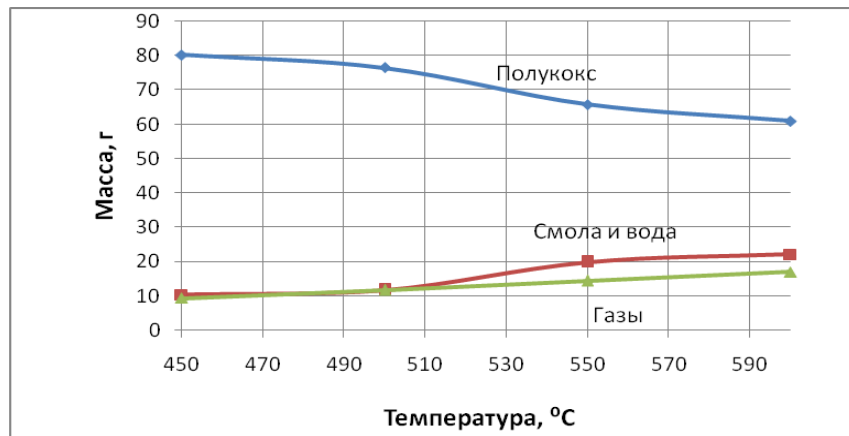


Рис.3. Зависимости массы полукокса, смолы и воды, газов от температурного режима при крупности частиц 12 мм

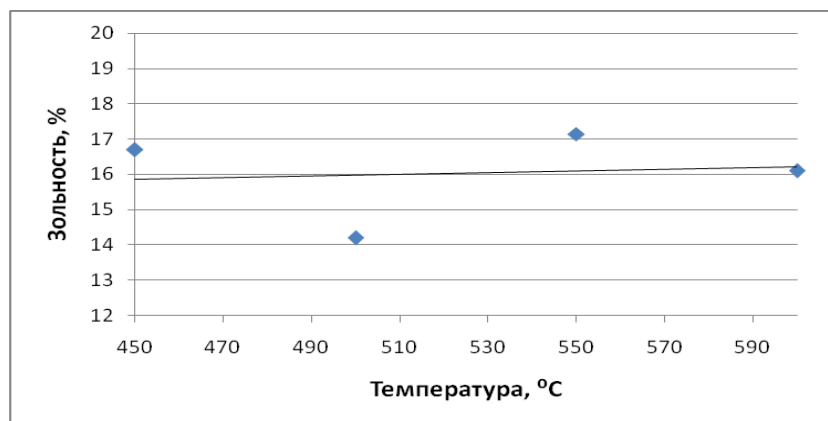


Рис.4. Зависимость зольности полукокса от температурного режима

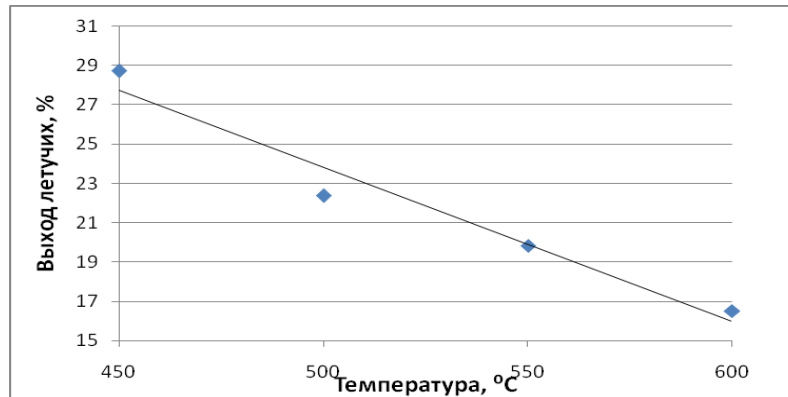


Рис.5. Зависимость выхода летучих неконденсирующихся газов от температурного режима

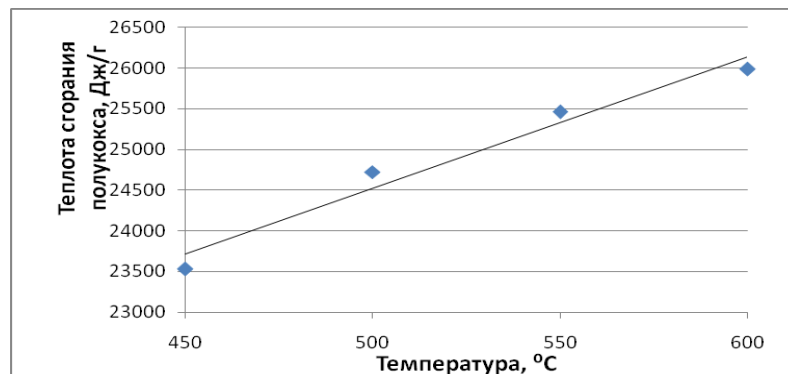


Рис.6. Зависимость теплоты сгорания полукокса от температурного режима

По результатам выявилось, что с повышением температуры режима:

- зольность полукокса возрастает.
- выход летучих газов снижается.
- теплота сгорания полукокса повышается.

Список литературы:

1. Федосеев С. Д. Полукоксование и газификация твердого топлива : учебник / С. Д. Федосеев, А. Б. Чернышев. — М. :Гостоптехиздат, 1960. — 326 с.
2. Дьяченко А.С., Кучерина А. Н. Перспективы термической переработки бурых углей Шивэ-Овооского месторождения Монголии.

Особенности сжигания каменного угля в виде водоугольного топлива

Ланин Д.А.

Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачева, Россия, г. Кемерово, kafte12@mail.ru

На территории Кемеровской области насчитывается более тысячи отопительных и производственно-отопительных котельных работающих на твердом топливе. Эти котельные оснащены, как правило, котлами со слоевой топкой, ручной или механизированной в зависимости от производительности.

Оказание услуг по теплоснабжению потребителей, является регулируемым видом деятельности. Тарифы на тепловую энергию устанавливаются регулирующим государственным органом – Региональной энергетической комиссией. В условиях сложившейся политики сдерживания роста тарифов на услуги естественных монополий, в сметах затрат на производство тепловой энергии закладывается рядовой каменный уголь со стоимостью, значительно ниже рыночной стоимости сортового угля, реализуемого производителями топлива другим отраслям промышленности и за рубеж.

Таким образом, рынок сбыта угля на коммунальные нужды гораздо менее рентабелен для угольных предприятий, что является причиной поставки на котельные области угля низкого качества, не востребованного у других покупателей.

Контракты на поставку угля между коммунальщиками и производителями топлива, содержат качественные характеристики поставляемого угля, характеризующие его теплотехнические свойства – зольность, влажность, теплотворная способность. Эти параметры вполне выполняются. Однако, прописанный в контрактах уголь является рядовым, ситовый состав рядового угля регламентируется ГОСТ Р 51586 – 2000 - в части максимальной крупности угля 200 -300 мм в зависимости от способа добычи, процентное же содержание промежуточных фракций угля не регламентируется, чем активно пользуются угольные предприятия, поставляя на котельные области уголь, содержащий подавляющее количество мелкой фракции, не востребованной на других рынках.

Сжигание угольной мелочи в слоевых топках приводит к увеличению механической и химической неполноты сгорания, и, как следствие, к большим перерасходам угля, что в условиях действующего тарифного регулирования еще больше затрудняет финансовое положение теплоснабжающих организаций.

Выход из сложившейся ситуации – изменить способ сжигания топлива. Уйти от слоевого сжигания на более приспособленные для сжигания мелочи – например, кипящий слой или организовать на котельных производство угольных брикетов, можно также внедрять технологию газификации поступающего топлива.

Как одна из альтернатив - сжигание в слоевых топках котлов водо-угольного топлива (ВУТ). Здесь не имеется в виду не ВУТ в традиционном понимании, приготовленный из товарного угля, подвергающегося измельчению, разбавлению водой, добавлению пластификаторов, что в конечном счете приводит к удорожанию получившегося топлива с одновременным снижением его теплотехнических характеристик. В результате, несмотря на более эффективное сжигание ВУТ по сравнению с традиционным слоевым сжиганием каменного угля с технической точки зрения, в финансовом оказывается не целесообразным. Применение технологии сжигания ВУТ экономически оправдано для замещения дорогих видов топлива, например топочный мазут, либо для перевода котельных на сжигание угля, где ранее использовался газ, без серьезной доработки котлов и котельного оборудования.

Для получения экономического результата теплоснабжающим организациям необходимо замещение каменного угля на более дешевый вид топлива. Это отходы углеобогащения обогатительных фабрик – фильтр-кеки. При механическом обезвоживании углей, а также при гидродобыче и гидротранспорте образуются высокообводненные угли мелких классов – шламы, наиболее крупные из которых (более 0,05 (0,5) мм) улавливают и выдают вместе с углями крупных классов. Тонкие частицы (менее 0,05 (0,5) мм) улавливаются менее эффективно, а часто практически не улавливаются при сгущении и обезвоживании и сбрасываются либо в наружные шламовые отстойники, либо водоемы. При сбросах в отстойники происходит накопление шламов. Количество сбросов составляет в зависимости от производительности фабрики от 130 до 350 тыс. т в год при средней зольности угля в них от 26 до 60%. В результате за период эксплуатации фабрик и гидрощахт только в Кузбассе общее количество накопленных шламов составило более 25 млн. т. Из них 12,7 млн. т. имеют зольность менее 35% и могут быть успешно использованы как дополнительные ресурсы для получения товарного топлива [1].

В котельной станции Барзас (ОАО «СКЭК»), оснащенной маломощными котлами с ручной топкой, предпринята попытка сжигания ВУТ приготовленного из кека ОФ «Северная». Кек обогатительной фабрики имеет допустимые теплотехнические параметры для сжигания в виде ВУТ, кроме того ситовый состав этого кека позволяет сжигать его без предварительного домола, что также удешевляет конечное топливо. В результате, стоимость его сводится в основном только к транспортным расходам, что на сегодняшний день составляет порядка 140-150 руб/тн. при средней стоимости каменного угля для коммунальных предприятий около 1200 руб/тн, включая транспортные расходы. Сжигание такого топлива довольно перспективно как с технической, так и с экономической точки зрения.

За три года опробирования технологии наработаны некоторые практические результаты, в частности, исходя из особенностей ВУТ – большой влажности и зольности, низкой теплотворной способности (2500 – 4000 ккал/кг), в конструкцию котла внесены небольшие технологические изменения. Так в котле сохранена колосниковая решетка, на которой для подсветки, сжигается небольшое количество каменного угля, кроме того в топке котла в зоне горения ВУТ смонтирован

муфель, который позволяет предотвратить занос поверхностей нагрева золовыми отложениями, повысить температуру в зоне горения ВУТ, и, как следствие, добиться устойчивого зажигания и горения его в топке котла.

Кроме того, подача топлива в топку осуществлена специальной форсункой, совместной разработки ИТ СО РАН и ООО «ТеплоПром» [2-4]. Эта форсунка имеет преимущества по сравнению с другими известными нам. Дело в том, что ВУТ содержит в себе твердые частицы с максимальным размером до 350 мкм. Это накладывает на форсунку определенные конструктивные требования – форсунка не должна содержать мелких отверстий и узких каналов для прохода топлива. Мелкие отверстия быстро забиваются, а движение ВУТ по узким каналам приводит к ускоренному эрозионному износу и быстрому выходу форсунки из строя.

Примененная на котельной станции Барзас форсунка имеет канал для подачи топлива достаточного диаметра, обеспечивающий низкую скорость движения ВУТ, что значительно уменьшает эрозионный износ форсунки, увеличивая ее срок службы. Распыл же осуществляется за счет энергии сжатого воздуха, вырывающегося из кольцевого сопла. Опыт эксплуатации подтвердил наши предположения, форсунка проста в изготовлении и свободно работает в течении всего отопительного сезона без промежуточных замен и ремонтов.

За три года работы над технологией был опробован разный состав технологического оборудования, заменен компрессор с поршневого на винтовой, изначально примененный насос подачи ВУТ был винтового типа, но, как оказалось, для перекачки ВУТ он не пригоден, так как быстро изнашиваются проточная часть насоса, в результате проб и ошибок был выбран мембранный насос с пневмоприводом, он оказался достаточно надежным.

Работы по совершенствованию данной технологии продолжаются. В частности рассматриваются вопросы оптимизации топочной конструкции, с целью улучшения аэродинамики и увеличения времени пребывания витающих частиц в зоне горения для максимального выгорания горючей части. Это включает в себя работу над углом установки форсунки, геометрических размеров муфеля и д.р.

Также, в виду не постоянного по составу и свойствам, поступающего на котельную сырья, необходима разработка и внедрение методов входного оперативного контроля, с целью возможности отработки режимов сжигания ВУТ для различных по качественным характеристикам сырья.

Кроме того необходимо поработать над оптимизацией системы дутья в топку котла.

Что дает дальнейшая отработка и тиражирование данной технологии на более крупные котельные, эксплуатируемые ОАО «СКЭЖ»?

Во-первых, количество образующихся на обогатительной фабрике отходов около 350 тыс. тон/год, вполне достаточно для обеспечения тепловой энергией всего города Березовский (около 300 тыс. тон/год). Что практически полностью сокращает образование и складирование отходов этой фабрики на территории Кузбасса, кроме того при переходе на технологию сжигания ВУТ прекратится складирование в отвал шлака котельных около 30 тыс. тн/год, которая не представляет в настоящий момент какой-либо практической ценности. Образовавшаяся же зола после сжигания ВУТ – ценный строительный материал, который может быть реализован производителям строительной продукции.

Во-вторых, значительное удешевление топлива, и как следствие, высвобождение дополнительных средств, для реализации инвестиционных программ по реконструкции и модернизации основных фондов, что также позволит повысить надежность теплоснабжения и энергетическую эффективность работы теплоснабжающего предприятия в целом.

Список литературы:

1. Зайденварг В.Е. Производство и использование водоугольного топлива. / Трубецкой К.Н., Мурко В.И., Нехороших И.Х. – М.: Академия горных наук, 2001. – 173 с.
2. Пневматическая форсунка для распыливания ВУТ. Мальцев В.И., Кравченко И.В., Кравченко А.И., Самборский В.Е. – Институт теплофизики СО РАН, ООО «ТеплоПром», г. Новосибирск.
3. Патент РФ №2346756. Зарегистрирован 20.02.2009 г.
4. Патент РФ №2389948. Зарегистрирован 13.04.2009 г.

Регенерация питательной воды высокотемпературных турбоустановок с использованием воздухоподогревателей

К.Б. Ларионов, Б.Ф. Калугин

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
larryk@sibmail.com*

На сегодняшний день регенерация питательной воды на высокотемпературных турбоустановках является актуальной проблемой, поскольку данная тема требует более углубленного изучения и исследования влияния высокой начальной температуры, как на изменение процесса работы регенеративных установок, так и эффективность всего цикла.

Для исследования данного вопроса в качестве анализа влияния начальной температуры $t_0/t_{пп} = 800/800^\circ\text{C}$, использовалась турбоустановка К-200-130 с начальными параметрами пара $t_0/t_{пп} = 565/565^\circ\text{C}$ и $P_0 = 13$ МПа и конечным давлением $P_K = 0,0033$ МПа. При изменении начальной температуры наблюдается существенный прирост абсолютного электрического КПД 44,2 % до 48,5 %.

В данной работе был рассмотрен вопрос влияния регенерации питательной воды с использованием воздухоподогревателей на эффективность цикла с начальной температурой $t_0/t_{пп} = 565/565^\circ\text{C}$ и $t_0/t_{пп} = 800/800^\circ\text{C}$ при постоянном давлении пара в отборах, предназначенными для снижения температуры отборного перегретого пара выше на $10 \div 15^\circ\text{C}$ от состояния насыщения. Так же отметим, что данный расчет производился с точки зрения термодинамической эффективности.

Таким образом, перед каждым регенеративным подогревателем на линии отбора пара был установлен воздухоподогреватель, как отдельный теплообменный аппарат (рис. 1). После подогрева воздуха паром, его потоки смешиваются и поступают в котлоагрегат.

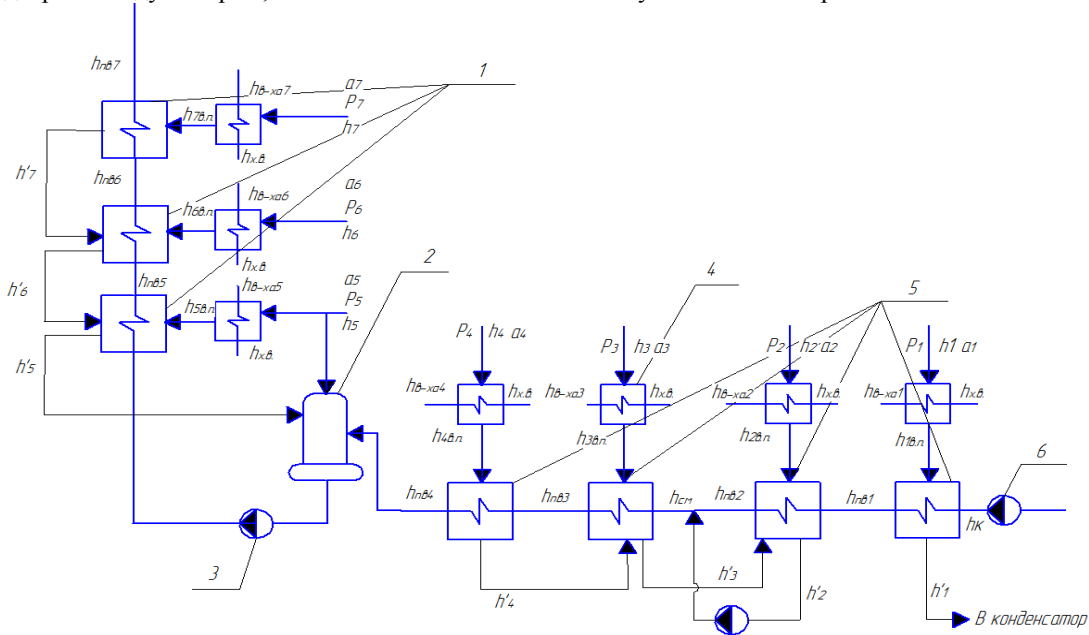


Рисунок 1. Схема регенеративной установки с применением воздухоподогревателя (1 - подогреватели высокого давления, 2 - деаэратор, 3 - питательный насос, 4 - воздухоподогреватель, 5 - подогреватели низкого давления, 6 - конденсационный насос)

Для определения относительных расходов пара в отборах составляем систему уравнений теплового и материального баланса, как для линии ПВД, так и для линии ПНД.

После вычисления систем уравнений для данной схемы в программе MathCAD, были определены относительные расходы пара, а так же абсолютный электрический КПД установки. Энтальпия воздуха определялась с помощью таблиц [2], с учетом температуры недогрева воздуха паром в 10°C . Результаты определенных параметров занесены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1. Результаты вычислений относительных расходов пара, энтальпий воздуха, мощности турбоустановки и абсолютного электрического КПД при начальной температуре $t_0/t_{пп}=565/565^\circ\text{C}$

№ отбора	Относительный расход пара, α	Энтальпия воздуха за воздухоподогревателям, кДж/кг	Энтальпия пара перед регенеративными подогревателями, кДж/кг	Энтальпия питательной воды, кДж/кг	Абсолютный электрический КПД $\eta_{Э}$ с использованием воздухоподогревателя, %
7	0,05514	666,7	2837	1018	44,7
6	0,08829	612,9	2830	919	
5	0,03527	755,8	2802	749	
4	0,04905	663,4	2773	634	
3	0,04226	557,2	2733	507	
2	0,04769	473,6	2698	416	
1	0,00926	339,6	2632	241	

Таблица 2. Результаты вычислений относительных расходов пара и энтальпий питательной воды, мощности турбоустановки и абсолютного электрического КПД при начальной температуре $t_0/t_{пп}=800/800^\circ\text{C}$

№ отбора	Относительный расход пара, α	Энтальпия воздуха за воздухоподогревателями $h_{в-ха}$, кДж/кг	Энтальпия пара перед регенеративными подогревателями, кДж/кг	Энтальпия питательной воды, кДж/кг	Абсолютный электрический КПД $\eta_{Э}$ с использованием воздухоподогревателя, %
7	0,0621	860,8	2837	1018	50,1
6	0,0882	788,3	2830	919	
5	0,0319	982,2	2802	749	
4	0,0478	902,9	2773	634	
3	0,0433	775,1	2733	507	
2	0,0397	532,7	2698	416	
1	0,0076	525,1	2632	241	

После проведенных расчетов определим расход необходимого количества воздуха для работы котлоагрегата, расход воздуха для воздухоподогревателей, а так же расход топлива для схем с начальной температурой $t_0=565/565^\circ\text{C}$ и $t_0=800/800^\circ\text{C}$. Для данного расчета было принято следующее топливо - природный газ Уренгойского месторождения, с низшей теплотворной

способностью Q_n^p равной 46008,3 кДж/кг. Полученные результаты отобразим в таблицах 3 и 4.

$$D_{в-ха} = D_{отб} \cdot (h_i - h_{в.п.}) / (h_{в-ха} - h_{х.в.}), \text{ кг/с}$$

где h_i – энтальпия пара из отбора, $D_{отб}$ – расход пара из отбора, $h_{в-ха}$ – энтальпия воздуха, $h_{х.в.}$ – энтальпия холодного воздуха при 30°C .

$$V_{КА} = \frac{Q_{КА} - Q_{в-х}}{Q_n^p \cdot \eta_{КА}}, \text{ кг/с}$$

где $Q_{КА}$ – количество теплоты необходимое для ТУ, $Q_{в-х}$ – количество теплоты отданное паром воздуху, $\eta_{КА}$ – КПД котлоагрегата равный 95%.

$$D_{в-ха} = L_0 \times k_{изб.в-ха} \times V_{КА}, \text{ кг/с}$$

где L_0 – количество воздуха для сжигания одного кг топлива, $k_{изб.в-ха}$ – коэффициент избытка воздуха равный 1,05.

Таблица 3. Расход воздуха и расход топлива для схемы с начальной температурой $t_0/ t_{пп} = 565/565^\circ\text{C}$

Расход воздуха в воздухоподогревателях	Значение, кг/с	Расход топлива В, кг/с	Количество воздуха необходимого для работы котлоагрегата, кг/с
Дв-ха7	8,72	9,9	178
Дв-ха6	12,51		
Дв-ха5	7,5		
Дв-ха4	10,02		
Дв-ха3	8,13		
Дв-ха2	8,32		
Дв-ха1	0,32		
Всего	55,52		

Таблица 4. Расход воздуха и расход топлива для схемы с начальной температурой $t_0/ t_{пп} = 800/800^\circ\text{C}$

Расход воздуха	Значение, кг/с	Расход топлива В, кг/с	Количество воздуха необходимого для работы котлоагрегата, кг/с
Дв-ха7	13,36	12,08	217,5
Дв-ха6	18,15		
Дв-ха5	7,8		
Дв-ха4	11,68		
Дв-ха3	10,48		
Дв-ха2	8,18		
Дв-ха1	1,91		
Всего	71,56		

Таким образом в результате включения в схему дополнительных поверхностей нагрева воздуха перед регенеративными подогревателями наблюдается увеличение абсолютного электрического КПД для схемы с начальной температурой $t_0/ t_{пп} = 800/800^\circ\text{C}$ на 4,9 % от схемы без применения дополнительного теплообменного оборудования для повышения эффективности регенеративной установки и на 1,3 % от схемы с применением пароохладителей, абсолютный электрический КПД $\eta_{Э}$ которой для температуры $t_0/t_{пп} = 800/800^\circ\text{C}$ составляет 48,8%[3]. Данный прирост абсолютного электрического КПД связан с использованием полезной теплоты отданной паром отборов воздуху.

Список литературы:

1. Костюк А.Г., Фролов В.В., Булкин А.Е., Трухний А.Д., Турбины тепловых и атомных электростанций. -М.: Изд-во МЭИ, 2001. - 488 с.
2. Ривкин С.Л. Термодинамические свойства воздуха и продуктов сгорания топлив 1984 – 104 М: Энергоатомиздат.
3. К.Б. Ларионов, Б.Ф. Калугин «Регенерация питательной воды высокотемпературных турбоустановок с использованием пароохладителей» Энергетика: Эффективность, надежность, безопасность: материалы XVIII Всероссийской научно-технической конференции / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во ООО «СПБ Графикс», 2012. – 532 с.

Перспективы применения нагревательных элементов трансформаторного типа в системах отопления

Левин М.М., Сериков А.В.

Комсомольский-на-Амуре государственный технический университет, Россия, г. Комсомольск-на-Амуре

levmaxmih88@mail.ru

Основным направлением развития систем теплоснабжения в нашей стране (в том числе и снабжения населения горячей водой) являлась централизация на базе теплоцентралей, крупных

районных и промышленных котельных. Это определялось рядом особенностей: плановым ведением народного хозяйства на этапе создания таких систем, высокой плотностью и концентрацией тепловых нагрузок, связанной с сосредоточением большей части населения в городах с многоэтажной застройкой, созданием новых крупных промышленных комплексов, длительным отопительным периодом на большей части территории страны.

Тем не менее, значительная часть населения страны остается до сих пор не охваченной этой формой водонагрева. На обозримую перспективу не стоит и не может ставиться задача централизованного горячего водоснабжения всего населения. Это относится, прежде всего, к жителям городских кварталов, где преобладает однодвухэтажная застройка, к большинству сельских населённых пунктов с одноэтажной застройкой, к потребителям, расположенным в пригородных поселках с малой концентрацией застройки и растянутыми коммуникациями. Одним из реальных путей создания на этих объектах достаточно комфортных условий, обеспечения их горячим водоснабжением является установка электронагревательных систем поквартирного типа [1].

Графики нагрузки энергосистем в России имеют весьма большие ночные провалы, заполнение которых даёт возможность включения в это время суток теплоаккумулирующих систем (например, на основе ёмкостных электроводонагревательных приборов) и установок с оплатой электроэнергии по льготному тарифу, значительно более дешёвому, чем дневной. Забор тепловой энергии потребителем может вестись в любое время суток. Такая система горячего водоснабжения, как показывает опыт развитых промышленных стран, выгодна и потребителям и энергосистемам. Это позволяет прогнозировать большой рост спроса сельского и городского населения на электронагреватели, тем более что применение приборов теплоаккумуляционного типа не потребует значительного усиления электрических сетей и внутридомовых проводок [2].

Нагрев воды газом дешевле, чем электроэнергией, даже с учетом низкого коэффициента полезного действия (КПД) газовой горелки. За рубежом, где далеко не во всех странах имеется дешёвый природный газ, разница между стоимостью электроэнергии и газа меньше. И все-таки в ряде стран, в том числе с широкой газификацией быта (США, Франция и др.), всё больше применяют электрический нагрев воды, постепенно возрастает насыщенность домашних хозяйств индивидуальными электронагревателями.

Но кроме стоимости энергоносителя есть еще масса факторов, которые необходимо учитывать при выборе отопительного оборудования. Не надо забывать про стоимость котла, расходы на его установку, подключение и пуско-наладку, получение разрешений и т.п.

Главное преимущество электрокотла – эксплуатационные расходы практически равны нулю: не нужно подвозить и хранить топливо, не надо чистить горелки и дымоходы, проводить топливоподготовку и т.д. К тому же отопление электричеством легко комбинируется с другими видами отопления. Это, без сомнения, способствует использованию нескольких видов топлива. Экологичность, отсутствие посторонних запахов – еще несколько плюсов электрических котлов.

В сравнении с газовыми котлами электрические уступают только стоимостью энергоносителя. В остальном только одни преимущества. Средняя стоимость электрокотла ниже, чем котла газового. Кроме того, для газового котла понадобится дымоход (традиционный или коаксиальный для котлов с принудительным отводом продуктов сгорания). Установка электрического котла стоит обычно заметно меньше, чем суммарная стоимость монтажа и пуско-наладки газового котла с монтажом дымовой трубы. Электрический котел конструктивно гораздо проще, чем газовый. Он не нуждается в постоянном обслуживании, обязательном для газового котла и стоящем десятки тысяч рублей в год [3]. Кроме этого стоит отметить, что подведение газовой магистрали к объекту (коттеджу, квартире или даче) может обойтись дороже стоимости самого котла. Есть еще один случай, когда электрокотлы могут дать фору газовым – это установка котла в пределах крупного города. В этом случае проблемы с получением разрешения на использование газового оборудования очень часто делают оптимальным использование электрокотла.

Системы отопления на основе электроводонагревателей поддаются автоматизации в наибольшей степени. Использование автоматизации позволяет не только повысить энергоэффективность систем отопления, уменьшив потери тепловой энергии, но и увеличить уровень комфорта человека в отапливаемых помещениях. Применение современных микроконтроллерных автоматов позволяет гибко настроить график температур в течение суток и в течение недели в зависимости от личных предпочтений потребителя и его рабочего графика. Например, в ночное время человеку комфортнее, когда температура чуть ниже, чем днем. Если

потребитель отсутствует с 10 до 18 часов пять дней в неделю в жилом помещении или в офисном здании в выходные дни и в нерабочее время, то нет необходимости в это время осуществлять нагрев до комфортной температуры, необходимо, лишь обезопасить помещение от переохлаждения.

Система должна иметь устройство стабилизации температуры воды на выходе, позволяющее поддерживать её независимо от расхода воды, колебаний питающего напряжения, изменений температуры воды на входе. Для достижения минимальной погрешности стабилизации температуры необходим контур, включающий быстродействующие элементы: датчик температуры, тиристорный коммутатор с системой управления. Нагревательный элемент должен автоматически отключаться при отсутствии забора воды, что уменьшает неоправданный расход энергии и предотвращает возможность возникновения аварийных режимов работы.

Основным узлом в установках электроотопления и горячего водоснабжения является нагревательный элемент. Надёжность и безопасность всей системы нагрева в большой степени обуславливаются надёжностью и безопасностью нагревательных элементов.

Наиболее распространённым электронагревательным элементом является трубчатый нагревательный элемент (ТЭН). К числу преимуществ теплообменников с ТЭН относится малая тепловая инерция, простота и дешевизна конструкции, возможность быстрой замены вышедшего из строя нагревателя. Недостатком же является опасные для жизни человека токи утечки, возникающие при появлении трещин на наружной оболочке ТЭН.

В целях полной электробезопасности необходимо тщательно следить за качеством заземления. Выход из строя ТЭН происходит главным образом из-за появления на его поверхности накипи, которая образуется, прежде всего, между витками спирали трубки, затрудняя теплоотдачу от ТЭН к воде и уменьшая его срок службы. При использовании ТЭНов для нагрева воды необходимо ограничивать удельную тепловую нагрузку на поверхности величиной 10 Вт/см² для значительного подавления процесса образования накипи, что приводит к необходимости даже при небольших мощностях увеличивать длину ТЭН. Для уменьшения габаритов ТЭН обычно свёртывается в спираль, что, однако, значительно усложняет и удорожает процесс изготовления. Использование ТЭНов в качестве нагревательных элементов снижает показатели надёжности нагревательной установки, причём у нагревательного блока большой мощности, как правило, показатели надёжности ниже, так как количество ТЭН с увеличением мощности установки возрастает. Средний ресурс отечественного ТЭН в соответствии с ГОСТ 17446-80 не превышает 2000 часов. Чувствительность и быстрота срабатывания термоограничителей «сухого хода» у теплообменников с ТЭН должны быть весьма высокими, так как в противном случае нагреватель выходит из строя в течении 20...40 с. Водонагревательным установкам с ТЭН соответствует также низкий класс электробезопасности, что приводит, как и в случае с установками с электродным нагревом, к дополнительным затратам на мероприятия по охране труда и технике безопасности. Кроме того недостатком ТЭНа является невозможность его ремонта при перегорании нагревательной спирали.

Качественно улучшить условия подготовки горячей воды помогут электронагревательные элементы трансформаторного типа (НЭТ), в которых индуктор, как в обычных силовых трансформаторах, состоит из магнитопровода и первичной обмотки. Особенностью конструкции таких нагревательных элементов является вторичная обмотка, выполненная в виде короткозамкнутого витка, в которой выделяется основная доля тепла. Вторичная обмотка непосредственно, без промежуточного теплообменника или дополнительного слоя изоляции, контактирует с нагреваемой средой [4].

НЭТ обладают саморегулирующим свойством: по мере нагрева мощность их снижается, при охлаждении – повышается. Это позволяет экономить электроэнергию при эксплуатации.

Достоинствами НЭТ являются.

1. Высокий класс защиты от поражения электрическим током, который обеспечивается следующим:

- а) отсутствием электрической связи между вторичной обмоткой и сетью;
- б) многоуровневой электрической изоляцией первичной обмотки;
- в) при расчётах, напряжение витка выбирается таким образом, чтобы электрический потенциал на вторичной обмотке был менее допустимого по условиям безопасной эксплуатации.

2. Большой срок службы. Так как этот показатель в основном зависит от срока службы изоляционных материалов, применяемых в НЭТ, то при расчётах электромагнитные нагрузки и основные геометрические соотношения выбираются так, чтобы температура первичной обмотки

не превышала допустимых, для заданного класса нагревостойкости электроизоляционных материалов, значений. Большая поверхность теплоотдачи резко снижает интенсивность образования накипи, что обеспечивает стабильность теплового режима и также повышает срок службы НЭТ для установок электронагрева.

3. Высокий, в сравнении с индукционными нагревательными элементами, коэффициент мощности, обеспечивающийся наличием шихтованного магнитопровода и малыми полями рассеяния обмоток.

К недостаткам НЭТ следует отнести большие, по сравнению с резистивными нагревателями, массу и размеры. Однако следует учитывать, что масса и размеры нагревательного элемента обычно не составляют основную часть массы и размеров всего электронагревательного устройства. Поэтому, указанные недостатки, в большинстве случаев, не являются определяющими факторами.

Итак, основным направлением развития децентрализованных систем отопления является их автоматизация. Автоматизация позволяет увеличить энергоэффективность таких систем и их потребительские качества, выраженные в увеличении комфорта конечного потребителя. В качестве основы автоматизированных систем отопления наиболее оправданно использовать электронагревательные устройства. Такие приборы должны обеспечивать высокую степень защиты от поражения электрическим током, иметь простую и технологичную конструкцию, большой срок службы, невысокую стоимость, хорошие эксплуатационные и массогабаритные показатели, высокий КПД и коэффициент мощности. Указанным требованиям в достаточной мере отвечает электронагреватель, нагревательный элемент которого целесообразно выполнить на основе трансформатора с короткозамкнутой вторичной обмоткой.

Список литературы:

1. Гольцман, Д. А. Применение электроэнергии для горячего водоснабжения и отопления жилых зданий / Д. А. Гольцман, Л. В. Бончковская // Водоснабжение и санитарная техника. – 1976. – № 1. – С. 30-33.
2. Коган, Ю. М. Условия и перспективы применения теплоаккумуляционных электроприборов / Ю. М. Коган, Э. И. Эргард, В. Е. Шерстень. – М. : Информэлектро, 1976. – 60 с.
3. <http://www.gidrolux.ru>
4. Сериков, А.В. Электронагревательные устройства трансформаторного типа для систем теплоснабжения: моногр./А.В. Сериков, В.М. Кузьмин. – Владивосток: Дальнаука, 2012. – 247 с.

УДК 629.785

Исследование массоэнергетических характеристик межорбитального буксира с солнечной энергоустановкой

Мигунов Я.Н.

Московский государственный технический университет имени Н.Э. Баумана, Россия, г. Москва
migunovy@gmail.com

Введение. Несмотря на ведущиеся работы по развитию космической ядерной энергетики, Солнце по-прежнему остается главным источником энергии, а преобразование солнечного излучения при помощи фотоэлектрических преобразователей (ФЭП) – главным способом получения электричества в космосе. В свете планов нашей страны по освоению Луны, представляется интересным проанализировать перспективы создания межорбитального буксира с солнечной энергетической установкой (СЭУ) для транспортировки грузов с орбиты Земли на орбиту Луны.

Постановка задачи. Рассматривается межорбитальный буксир (МБ) с СЭУ мощностью $N_{ЭУ}=100$ кВт и электроракетной двигательной установкой на базе четырех двигателей СПД-290 (производство ОКБ «Факел»). Характеристики СПД-290:

Мощность двигателя $N_{Д}=25$ кВт.

Тяга $F_{Д}=1$ Н.

Удельный импульс $I=32500$ м/с.

Рабочее тело – ксенон.

Массовый расход $m_{\dot{}}=3,1 \cdot 10^{-5}$ кг/с.

Массоэнергетический анализ ФЭП.

Рассматриваемые материалы ФЭП и их характеристики приведены в табл. 1, срок активного существования (САС) принимается равным 10 годам.

Таблица 1. Материалы ФЭП и их характеристики [1, 2]

Производитель	Материал	Масса 1 м ² ФЭП, кг	Мощность с 1 м ² в начале САС*, Вт	Мощность с 1 м ² в конце САС, Вт
ОАО «НПП «Квант»	Si монокристаллический (mc-Si)	1,45	200	150
ОАО «НПП «Квант»	Si аморфный (a-Si)	0,3	95	89
ОАО «НПП «Квант»	GaInP2-GaInAs-Ge, трехпереходный (ЗП)	1,6	350	280
ОАО «Сатурн»	GaAs	1,6	309	271

Из-за значительной деградации ФЭП в процессе эксплуатации площадь СБ должна быть больше, чем необходимо для выработки 100 кВт, поэтому в начале САС КА будет обладать запасом мощности. Параметры СБ из выбранных материалов приведены в табл. 2 (масса СБ условно принята равной массе ФЭП).

Таблица 2. Характеристики СБ из различных материалов, НЭУ=100 кВт

Материал	Площадь, м ²	Масса, кг	Избыточная мощность СБ в начале САС, кВт
mc-Si	667	967	33,3
a-Si	1132	340	7,5
GaInP2-GaInAs-Ge	357	571	25
GaAs	397	635	22,6

Из табл. 2 видно, что трехпереходный ФЭП из GaInP2-GaInAs-Ge является наиболее предпочтительным. Однако у него есть существенный минус – высокая стоимость. В настоящее время такой ФЭП стоит порядка 150 000 долларов США за 1 кг, тогда как ФЭП из a-Si стоит, по различным оценкам, около 1300 за 1 кг. Кроме того, он проигрывает a-Si по массе в полтора раза. Поэтому предлагается. Использовать комбинированную СБ, часть которой изготовлена из GaInP2-GaInAs-Ge, а часть – из a-Si. Характеристики подобной СБ приведены в табл. 3.

Таблица 3. Параметры смешанной СБ для НЭУ=100 кВт

Доля площади ЗП ФЭП от общей площади β	Площадь СБ, м ²	Масса СБ, кг	Цена СБ, тыс. долл. США	Избыточная мощность СБ в начале САС, кВт
0	1132	340	441,4	7,5
0,1	1054	363	8 969	9,2
0,3	899	409	26 020	12,8
0,5	745	456	43 080	16,3
0,7	590	502	60 130	19,8
0,9	435	548	77 190	23,3
1	357	571	85 710	25,0

Таким образом, изготовив СБ наполовину из a-Si, а наполовину из GaInP2-GaInAs-Ge, можно в 2 раза уменьшить ее стоимость и сократить массу примерно в 1,3 раза. Но при этом площадь СБ, необходимой для выработки 100 кВт, увеличится в 2 раза.

Проектно-баллистический анализ. Анализ проводится в алгебраическом приближении по методике, описанной в работе [3].

Рассматривается перелет МБ с опорной околоземной орбиты (ОЗО) к рабочей окололунной орбите (РЛО). Полет разбивается на два участка: перелет с ОЗО к первой точке либрации системы Земля-Луна и от точки к РЛО. Параметры орбит:

Высота ОЗО $H_0=800$ км над поверхностью Земли, наклонение $i_0=51,6^\circ$

Высота точки либрации $H_{k1}=383500$ км над поверхностью Земли

Высота РЛО $H_{k2}=200$ км над поверхностью Луны, наклонение $i_k=5,1^\circ$.

Характеристическая скорость для первого участка перелета с заданными параметрами орбит $v_{x1}=6785$ м/с, для второго участка перелета – $v_{x2}=1479$ м/с [3]

Время перелета с ОЗО на РЛО определяется по формуле [3]:

$$t_{\Sigma} = \frac{M_0}{4 \cdot m_f} \cdot \left(1 - \exp\left(\frac{-v_{x1} - v_{x2}}{I}\right) \right),$$

где M_0 – стартовая масса МБ.

Чтобы обеспечить однопусковую схему вывода МБ, а также исходя из суммарной тяги двигательной установки, стартовая масса задается $M_0=18$ т. Груз такой массы на заданную опорную орбиту способна вывести ракета-носитель «Протон-М». С такой стартовой массой время перелета с ОЗО на РЛО составит $t_{\Sigma}=380$ сут.

Стартовую массу МБ на опорной орбите можно записать следующим выражением:

$$M_0 = M_{ПН} + M_{ЭДУ} + M_{Т\Sigma} + M_{ТО} + M_K,$$

где $M_{ПН}$ — масса полезной нагрузки МБ; $M_{ЭДУ}$ — масса энергодвигательной установки (ЭДУ); $M_{Т\Sigma}$ – масса топлива, необходимая для перелета; $M_{ТО}$ — масса топливного отсека; M_K — масса конструкции МБ.

Используя методику, изложенную в [3], и принимая коэффициент топливного отсека и коэффициент конструкции равными 0,1, можно определить массу топлива, массу топливного отсека и массу конструкции: $M_{Т\Sigma}=4104$ кг; $M_{ТО}=410$ кг; $M_K=1800$ кг. Массу ЭДУ в первом приближении можно считать в 3 раза большей массы СБ

Для оценки эффективности МБ удобно использовать коэффициент полезной нагрузки $\alpha_{пн}$ – отношение массы полезной нагрузки к стартовой массе. В табл. 4 приведены значения $\alpha_{пн}$ для МБ с ФЭП из материалов, рассмотренных выше.

Таблица 4. Массовые характеристики МБ

Материал	Площадь СБ, м ²	Коэффициент полезной нагрузки	Масса полезной нагрузки, кг
mc-Si	667	0,492	9022
a-Si	1132	0,596	10734
GaInP2-GaInAs-Ge	357	0,558	10041
GaAs	397	0,547	9849
Смешанная СБ ($\beta=0,5$)	745	0,577	10386

Из таблицы 4 следует, что наилучшим материалом для ФЭП с точки зрения коэффициента полезной нагрузки МБ является аморфный кремний. Однако большая площадь СБ из a-Si, необходимая для обеспечения номинальной мощности в 100 кВт, создает большие технические сложности. Батареи такой площади будет сложно скомпоновать так, чтобы они поместились под обтекателем РН, например, полезный объем под обтекателем PLF-BR-1525 для РН «Протон-М» не превышает 300 м³ [4]. Поэтому наиболее эффективными для подобного проекта являются солнечные батареи на основе гетероструктурных ФЭП из GaInP2-GaInAs-Ge или GaAs, либо, для снижения стоимости, смешанная СБ, состоящая из гетероструктурного ФЭП и a-Si.

Для более подробного анализа влияния энергомассовых параметров ФЭП на характеристики МБ используется удельная масса $\gamma_{фэп}$, кг/кВт. Для материалов ФЭП, рассмотренных выше значения $\gamma_{фэп}$ приведены в табл. 5.

Таблица 5. Удельная масса для различных ФЭП в начале САС.

Материал	mc-Si	a-Si	GaInP2-GaInAs-Ge	GaAs	Смешанная СБ ($\beta=0,5$)
$\gamma_{фэп}$, кг/кВт	7,25	3,2	4,6	5,2	4,5

Используя выражение для коэффициента полезной нагрузки из [3] можно построить график зависимости коэффициента полезной нагрузки от удельной массы ФЭП, приведенный на рис. 1. При этом, снижение $\gamma_{фэп}$ кроме прямого снижения стартовой массы МБ (рис. 1), уменьшает значение оптимального удельного импульса). А это, во-первых, конструктивно упрощает ЭДУ, поскольку удельный импульс пропорционален ускоряющему напряжению, и, во-вторых, снижает требуемую мощность электроракетной двигательной установки:

Главным преимуществом электроракетных двигателей перед ЖРД является высокий удельный импульс, т.е. экономичность, и как результат – более высокий удельный импульс. Поэтому МБ с солнечными батареями должен обладать как можно более высоким коэффициентом полезной нагрузки, чтобы быть конкурентоспособным с традиционными космическими аппаратами, оснащенными ЖРД. По некоторым оценкам это достигается при $\alpha_{пн} \sim 0,4$, исходя из этого условия, можно сделать вывод, что из приведенных типов только монокристаллические кремниевые ФЭП не подходят для подобного проекта. К тому же монокристаллический кремний менее радиационно стоек, чем остальные из приведенных материалов, а это свойство будет весьма важным при длительном перелете к Луне.

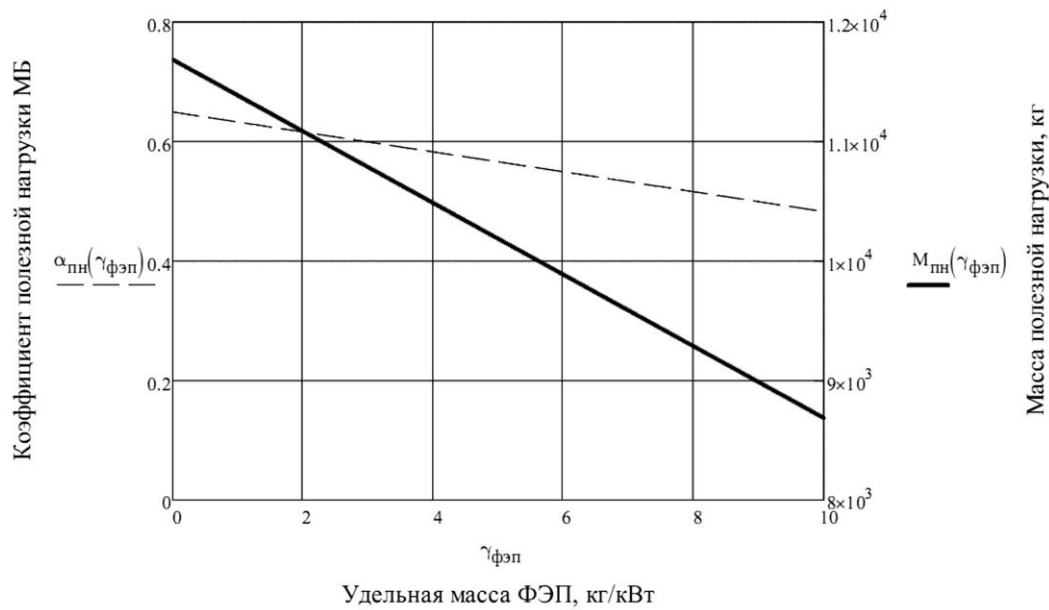


Рис.1. Зависимость коэффициента и массы полезной нагрузки МБ от удельной массы ФЭП.

Закключение. В настоящее время разработка межорбитального буксира на солнечной энергии с мощностью около 100 кВт затруднено необходимостью создания развертываемых солнечных батарей большой площади, что сопряжено с большим количеством технических сложностей. Среди видов ФЭП, существующих в настоящее время, наиболее привлекательными являются многопереходные гетероструктуры (например, GaInP2-GaInAs-Ge и GaAs), способные обеспечить до 300 Вт/м², а в перспективе и до 400-500 Вт/м² на орбите Земли. Однако их широкое применение ограничивает высокая стоимость, обусловленная редкостью используемых материалов (Ga, In, Ge). Для повышения эффективности солнечных энергодвигательных установок и конкурентоспособности по сравнению с ядерными ЭДУ необходимо дальнейшее улучшение удельных характеристик: снижение удельной массы, повышение удельной мощности. В силу того что для создания большой тяги электроракетными двигателями мощности порядка 100 кВт недостаточно, использовать подобный МБ для транспортировки грузов к Луне имеет смысл лишь при отсутствии жестких ограничений по времени перелета. Более целесообразным может быть использование подобного буксира для транспортных операций вблизи Земли, например для доведения КА на ГСО.

Список литературы:

1. <http://www.saturn.kuban.ru/>
2. <http://www.npp-kvant.ru/>
3. Мигунов Я.Н. Исследование параметров лунного буксира для транспортной операции//Молодежный научно-технический вестник. Электронный журнал. 2013. URL: <http://sntbul.bmstu.ru/doc/569406.html> (дата обращения: 24.11.2013)
4. <http://www.ilslaunch.com/sites/default/files/pdf/PMPG%20Section%204.pdf>

Исследование циркуляционного подогрева мазута в отдельных 4-х резервуарных схемах мазутных хозяйств ТЭС

Московкина Е.О., Лившиц С.А.

*Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Казанский Государственный Энергетический Университет»,
Россия, г. Казань*

katrina2004@yandex.ru

Мазут как топливо обладает рядом несомненных преимуществ, а именно высокая теплотворная способность (9500 ккал/кг) и малое содержание золы (0,3-0,5%), но он имеет и ряд серьезных недостатков, таких, как нестабильный состав каждой партии, многоступенчатость подготовки к сжиганию, высокое содержание серы (более 3,5%), высокая температура застывания (25-300С), высокая стоимость.

В последние годы ставится задача сокращения масштабов сжигания мазута на ТЭС. Но резко сократить потребление мазута проблематично, так как мазут на тепловых станциях необходим для улучшения сжигания топлив пониженной теплоценности, а также для подсветки факела и растопки котлов.

Таким образом, мазут продолжает играть важную роль в топливно – энергетическом балансе нашей страны. Мазутное хозяйство является одним из основных потребителей энергии, идущей на собственные нужды тепловой электростанции.

Основное назначение мазутного хозяйства ТЭС или котельной – обеспечение бесперебойной подачи к котлам подогретого и отфильтрованного мазута в необходимом количестве и с соответствующими давлением и вязкостью.

Подогретое состояние топлива - важнейшее условие, соблюдение которого предотвращает застывание и обводнение топлива при его хранении в резервуарах.

Наиболее рациональным методом подогрева мазута в основных резервуарах мазутного хозяйства является циркуляционный метод, который представляет собой подогрев по отдельному, специально выделенному контуру. Основное преимущество рассматриваемого метода заключается в том, что время подогрева мазута сокращено за счет качественного перемешивания топлива в резервуарах, позволяющего достичь высокой однородности мазута и равномерности распределения температур.

При рассмотрении циркуляционного подогрева мазута повышение температуры мазута в подогревателе можно считать постоянным (это условие при неизменной циркуляции соответствует постоянной тепловой мощности подогревателя):

$$\Delta t = t_n'' - t_n' = \text{const} \quad (1)$$

Уравнение теплового баланса при $tn'' - tn' = \Delta t = \text{const}$ имеет вид:

$$bc \Delta t d\tau = Bc dt + k_p F_p (t - t_0) d\tau \quad (2)$$

После разделения переменных и интегрирования от tn до tk и от 0 до τ , при c и $k_p \text{ const}$ в [2] получено:

$$\tau^* = \frac{Bc}{k_p F_p} \ln \frac{bc \Delta t - k_p F_p (t_n + t_0)}{bc \Delta t - k_p F_p (t_k + t_0)} \quad (3)$$

Анализ показывает, что для рассматриваемого случая период подогрева τ при прочих равных условиях будет меньше, чем при условии $tn = \text{const}$. При $tn = \text{const}$ период подогрева (или количество циркулирующего продукта - производительность насоса b) может быть определен из уравнения теплового баланса [1]

$$bc(t_n'' + t_n') d\tau = Bc dt + k_p F_p (t - t_0) d\tau \quad (4)$$

После разделения переменных и интегрирования от начальной температуры топлива tn до конечной tk и от 0 до τ при $c = \text{const}$ и $k_p = \text{const}$,

в [1, 3] получена формула для нахождения времени циркуляционного подогрева:

$$\tau = \frac{Bc}{bc + k_p F_p} \ln \frac{bc t_n'' - k_p F_p t_0 - (bc + k_p F_p) t_n}{bc t_n'' + k_p F_p t_0 - (bc + k_p F_p) t_k} \quad (5)$$

Таким образом, в [2,4] и в действующих методиках вне зависимости от схемы циркуляционного подогрева, независимо от количества резервуаров и схемы их обвязки

определение времени подогрева, а при заданном τ и количества циркулирующего мазута b находится по уравнениям (3) и (5).

Рассмотрим моделирование циркуляционного подогрева мазута в системе из 4-х резервуаров и одного подогревателя [1].

Если рассматривать в качестве исходной постановки систему из 4-х линейных дифференциальных уравнений с постоянными коэффициентами для четырех неизвестных функций $t_i(\tau)$:

$$\frac{dt_i}{d\tau} + B_i t_i - \sum_{j=1}^4 C_{ij} t_j = D_i, \quad i = \overline{1,4} \quad (6)$$

В матричном виде она примет вид:

$$\bar{t}' = A\bar{t} + \bar{D}, \quad \text{где } \bar{t} = \begin{pmatrix} t_1 \\ t_2 \\ t_3 \\ t_4 \end{pmatrix}; \quad A = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & a_{14} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & a_{24} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} & a_{34} \\ a_{41} & a_{42} & a_{43} & a_{44} \end{pmatrix}; \quad \bar{D} = \begin{pmatrix} D_1 \\ D_2 \\ D_3 \\ D_4 \end{pmatrix}, \quad (7)$$

$$\left. \begin{aligned} a_{ii} &= -B_i + C_{ij} < 0, & i &= \overline{1,4} \\ a_{ij} &= +C_{ij} > 0, & i, j &= \overline{1,4} \quad (i \neq j) \end{aligned} \right\}$$

Анализ условий эксплуатации мазутных хозяйств ТЭС позволяет выделить ряд задач:

1. Определение температурно-временных зависимостей циркуляционного подогрева мазута $t_i(\tau)$ ($i = \overline{1,4}$) при заданных расходах G_{pi} ($i = \overline{1,4}$) и G_{0i} ($i = \overline{1,4}$).
2. Определение необходимых соотношений расходов мазута G_{0i} и G_i , обеспечивающих поддержание заданной температуры мазута во всех резервуарах.
3. Определение необходимых соотношений расходов мазута G_{0i} и G_i , обеспечивающих достижение заданной температуры мазута t_{ki} за период времени t_k .

На основе разработанной математической модели было проведено численное решение указанных задач и исследование функциональных зависимостей подогрева для системы из 4-х резервуаров в одноступенчатой раздельной теплотехнологической схеме мазутного хозяйства ТЭС.

Список литературы:

1. Шагеев М.Ф. Моделирование и исследование циркуляционного подогрева мазута в раздельных 4-х резервуарных схемах мазутных хозяйств ТЭС // Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Казань: 2003.
2. Кривоногов Б.М. Мазутное хозяйство котельных. Л.: ЛИСИ. 1975.
3. Геллер З.И. Мазут как топливо. М.: Недра. 1965.
4. Геллер З.И., Ашихмин В.И. Об эффективности циркуляционного подогрева мазута в резервуарах. // Электрические станции, 1966, № 4.

Результаты экспериментального исследования циклонных пиролизеров горючих сланцев

Мракин А.Н., Агеев М.А.

Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А., Россия, г.

Саратов

anton1987.87@mail.ru

Перспективные технологические процессы по переработке сланца имеют огромное количество основных и вспомогательных аппаратов, при этом необходимо стремиться как к снижению металлоемкости аппаратов, так и повышению компактности установок в целом [1]. Одним из путей решения поставленной проблемы является организация циклонного принципа термоокислительной деструкции пылевидного сланца [2].

Преимущества циклонных реакторов:

- интенсификация процессов тепломассообмена между газовой фазой и частицами топлива;
- возможность достижения высоких температур в рабочей камере;
- создаются условия для повышения удельной производительности и создания компактных реакторов-пиролизеров;
- совмещение термообработки с первой ступенью сепарации коксового остатка.

При переработке пылевидного сланца с применением реакторов проточного типа, циклонных реакторов или устройств, сочетающих прямоток с циклонным принципом, возможно осуществление режима скоростного нагрева. Тем самым открываются перспективы создания аппаратов высокой единичной производительности и создаются условия для воздействия на процессы формирования состава конечных продуктов пиролиза. Возможны следующие варианты скоростного пиролиза пылевидного сланца:

а) пиролиз в среде инертного носителя (N_2 , Ar) – применяется в лабораторных исследованиях для изучения механизма деструкции природных высокомолекулярных соединений в условиях скоростного нагрева частиц топлива (сланец, торф, бурый уголь).

б) пиролиз с использованием ограниченного количества окислителя ($\alpha=0,05-0,1$) – технологии переработки пылевидного сланца с целью получения газового энергоносителя и жидких продуктов с высоким содержанием ароматических и гетероциклических соединений.

в) пиролиз в среде перегретого водяного пара – получение газовых смесей с высоким содержанием водорода и окиси углерода, пригодных для синтеза метанола и других спиртов.

г) пиролиз пылевидного сланца с частичной рециркуляцией пиролизного газа – для подачи пылевидного топлива в высокотемпературную зону реактора отбирается 10-15 % пиролизного газа на рециркуляцию, в этом случае такие реакционноспособные компоненты пиролизного газа, как диеновые углеводороды и сероводород, участвуют в процессах пирогенетического синтеза бензольных углеводородов и гетероатомных соединений.

В связи с этим нами на основе имеющихся экспериментальных работ [3, 4] проводится их систематизация и обобщение для использования при проектировании автотермического реактора. В эксперименте использовался Перелюб-Благодаговский сланец составом на сухую массу $A=53,9\%$; $C=26,8\%$; $H=3,6\%$; $S_{\text{общ}}=4,2\%$ и $(CO_2)_{\text{к}}=7,8\%$ с фракцией 0-0,2 мм при температуре стенки реактора 850 оС.

Возможность получения газообразного топлива путем скоростного пиролиза сернистых сланцев изучалось на экспериментальной установке, схема которой приведена на рис. 1, а принцип работы изложен в [3].

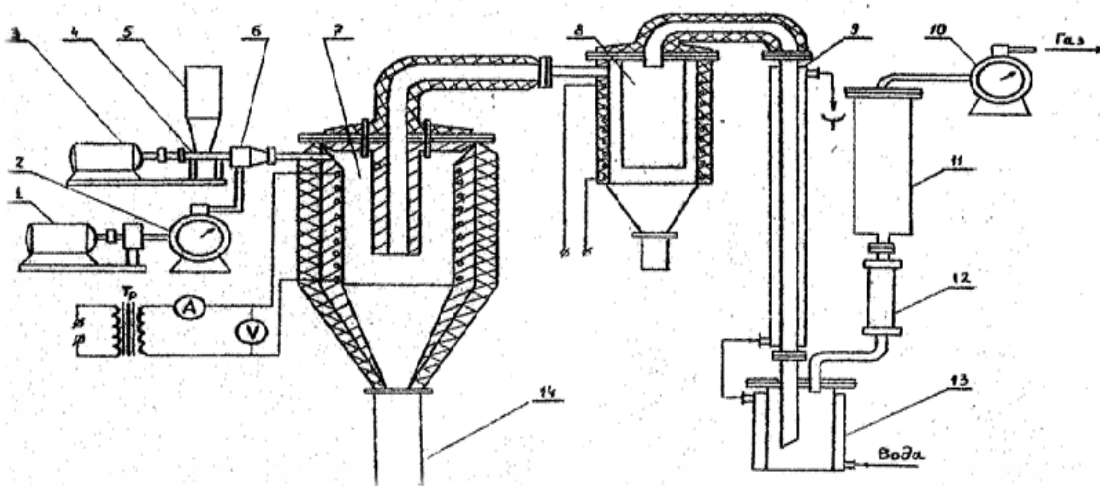


Рисунок 1. Схема экспериментальной установки 1 – воздуходувка; 2, 10 – газовые часы; 3 – электродвигатель; 4 – шнековый питатель; 5 – бункер для топлива; 6 – смеситель; 7 – реактор с нихромовым электронагревателем; 8 – футерованный циклон; 9 – водяной холодильник; 11 – колонка-адсорбера; 12 – колонка с $CaCl_2$; 13 – сборник жидких продуктов; 14 – бункер кокса.

Для повышения температуры в верхней части реактора необходимо предусмотреть подогрев воздуха. Так же необходимо отслеживать устойчивую крутку газозвеси, что может быть достигнуто применением набора сопел переменного сечения.

В качестве транспортирующего агента использовался воздух, расход которого поддерживался примерно на одном уровне и составлял 0,222–0,231 кг/кг сухого сланца (это соответствовало коэффициенту расхода воздуха $\alpha=0,05$). Исключением был режим при температуре 750 оС - в этом опыте расход воздуха составлял 0,354 кг/кг сухого сланца. Материальные балансы опытов по термоокислительному пиролизу сланцев в циклонном реакторе показаны в табл. 1.

Таблица 1. Материальные балансы опытов.

Статьи баланса	Температура, оС			
	750	800	860	900
Приход, кг				
Сланец сухой	1,0	1,0	1,0	1,0
Влага сланца	0,032	0,032	0,032	0,32
Воздух	0,354	0,227	0,231	0,222
Итого:	1,386	1,259	1,263	1,254
Расход, кг				
Пиролизный газ	0,468	0,364	0,390	0,470
Кокс	0,759	0,743	0,713	0,617
Смола	0,118	0,062	0,052	0,017
Водный конденсат		0,081	0,091	0,103
Привес колонки с углем	0,062	0,022	0,015	0,009
Итого:	1,407	1,272	1,261	1,270
Невязка баланса, кг/%	0,021/1,5	0,013/1,0	0,002/0,16	0,016/1,3

Из приведенных статей материального баланса видно, что по мере повышения конечной температуры нагрева (увеличивается подача воздуха в зону пиролиза) существенно уменьшается выход кокса и смолы. Это является показателем глубины превращения органической массы сланца при заданных условиях проведения процессов. В результате деструктивных процессов значительная часть керогена сланца превращается в низкомолекулярные соединения – пиролизный газ, выход которого увеличивается с повышением температуры пиролиза.

В составе жидких продуктов термической переработки обнаружен пиробензол (газовый бензин). На его выход оказывает влияние не только конечная температура процесса, но и расход воздуха. Так при расходе воздуха 257 г/ кг сухого сланца выход газового бензина составляет 15,6 г/кг сухого сланца, а при расходе воздуха 367 г/ кг сухого сланца – 23 г, что в пересчете на органическую массу составляет 4,9%. Состав пиробензола, полученного в опытах по окислительному пиролизу при температуре 850 оС представлен в табл. 2.

Таблица 2. Состав пиробензола (газового бензина).

Расход воздуха, г/кг сухого сланца	Компонент, %				
	бензол	тиофен	толуол	метил- бензол	Не идентифицированные примеси
257	73,6	25,9	-	0,1	0,4
367	63,1	20,6	13,8	-	2,5

Как видно из таблицы основными компонентами газового бензина являются бензол и тиофен – ценное сырье для предприятий органического синтеза.

Выход и состав пиролизного газа приведен в табл. 3. Из анализа приведенных в этой таблице данных видно, что пирогаз характеризуется высоким содержанием сероводорода, количество которого увеличивается при повышении температуры.

Таблица 3. Характеристика полукоксового газа.

Температура в реакторе, оС	Расход воздуха, м ³ /кг сух. сл.	Выход газа, м ³ /кг сух. сл.	Состав пиролизного газа, %							Q _{нр} , кДж/м ³
			CO ₂	H ₂ S	CnHm	CO	H ₂	CH ₄	N ₂	
750	0,275	0,368	12,4	1,6	6,7	11,4	4,2	4,8	58,9	7574
800	0,176	0,304	14,6	2,1	8,1	12,4	8,9	8,9	45,7	10254
850	0,183	0,328	14,3	1,5	7,7	12,8	10,7	9,0	44,0	10551
900	0,172	0,416	16,3	2,3	6,4	15,6	15,8	10,9	32,7	11368

Пиролизный газ содержит большое количество сероводорода по сравнению с газом прямоточных пиролизных установок, объясняется это тем, что в циклонном реакторе происходит разделение твердой и газовой фаз, при этом ухудшаются условия контакта газа и пылевидного кокса. Степень пылеулавливания реактора составляет 80%, а 20% уносится парогазовой смесью и улавливается в циклоне-пылеосадителе.

При этом доля потенциального тепла сланца, перешедшего в газообразные продукты, повышается и при температуре 900 оС достигает 36 %, а также по мере повышения температуры процесса в газе пиролиза наблюдается увеличение содержания углекислого газа, что обусловлено, по-видимому, в значительной степени развитием реакций разложения карбонатов минеральной части сланца. При увеличении температуры в реакторе абсолютный выход водорода (H₂), окиси углерода (CO), метана (CH₄) возрастает, а количество непредельных углеводородов (C_n H_m) остается, примерно, на одном уровне.

Изменение состава коксового остатка, а также общее содержание серы и формы сернистых соединений при различных режимах пиролиза приведено в табл. 4.

Данные этой таблицы свидетельствуют о росте сероудерживающей способности коксовых остатков с повышением температуры пиролиза вследствие разложения карбонатов и связывания сероводорода окисью кальция. На увеличение степени разложения карбонатов указывает обстоятельство, что в коксе наблюдается уменьшение содержания карбонатной углекислоты. Пылевидный кокс характеризуется достаточно высокой теплотой сгорания и может быть использован для обеспечения теплом проведения процесса термического разложения.

Таблица 4. Характеристика коксового остатка.

Температура в реакторе, оС	Cс, %	Hс, %	Scобщ., %	Scсфт, %	Scсфд, %	Scорг, %	(CO ₂)к, %	Q _{нр} , кДж/кг
750	12,02	1,12	2,07	0,56	0,65	0,57	11,09	5383
800	11,55	1,35	1,97	0,39	1,02	1,37	11,22	5479
900	10,19	0,67	2,27	0,57	1,37	0,33	9,92	4331

При реализации изучаемого процесса в промышленной установке за счет более длительного времени пребывания частиц в объеме циклонной камеры будут созданы благоприятные условия для пиролиза смоляных паров и разложения карбонатов минеральной части. Экспериментальными работами [5] показано, что углекислота, образовавшаяся в результате разложения карбонатов, способна взаимодействовать с углеродом коксового остатка, образуя окись углерода. В результате этих процессов увеличивается глубина разложения органического вещества топлива, повышается выход газообразных продуктов, возрастает доля потенциального тепла топлива, перешедшего в газ и улучшаются экологические показатели установки.

Заключение

1. Повышение рабочей температуры до 950 °С позволит увеличить выход газа и содержание ароматических углеводородов, однако с целью получения смоляных продуктов температура должна не превышать 500 °С что по нашему мнению достигается более простыми техническими средствами.

2. Экспериментально установлено, что при переработке пылевидного волжского сланца, относительный выход сырого пиролизного бензола, по сравнению с окислительным пиролизом, возрастает на 30-50 % , увеличивается содержание в нем сероуглерода и тиофена. Вместе с тем снижается содержание балластных компонентов в пиролизном газе, что приводит к уменьшению объема продуцируемого газа и повышению концентрации сырого пиробензола в нем. Последнее

обстоятельство, несомненно, повысит эффективность работы устройств для выделения сырого бензола, а точнее, тиофено-ароматического концентрата из потока продуктов скоростного пиролиза.

3. Систематизированы экспериментальные результаты, которые могут стать информационной базой при создании опытно-промышленных установок термохимической конверсии горючих сланцев с использованием циклонных реакторов.

Список литературы:

1. Блохин А.И., Зарецкий М.И., Стельмах Г.П., Эйвазов Т.С. Новые технологии переработки высокосернистых сланцев. – М.: Светлый СТАН, 2001. – 192 с.
2. Каширский В.Г., Коваль А.А. Горючие сланцы Поволжья: прошлое, настоящее, будущее. – Саратов: Сарат. гос. техн. ун-т, 2007. – 156 с.
3. Каштанов В.В. Разработка и исследование способа применения многосернистого сланца в качестве энергетического и технологического топлива: дис. ... канд. техн. наук. – Саратов, 1982. – 186 с.
4. Каштанов В.В. О применении реакторов циклонного типа для термической переработки пылевидного сланца // Исследования в области комплексного энерготехнологического использования топлива: межвуз. науч. сб. – Саратов: Сарат. политехн. ин-т, 1982. – С. 33-40.
5. Каширский В.Г., Терпугова В.С. О роли карбонатной углекислоты в процессах газообразования при термической переработке и газификации сланца // Ученые записки СГУ: сб. науч. тр. – Саратов: Сарат. гос. ун-т, 1952. - Т.30. - С. 249-257.

Оценка эффективности применения пвм на базе тэц-1

Ахметов Э.А., Нигметзянова А.А., Ахметова Р.В.

Казанский государственный энергетический университет, Россия, г. Казань

nigmatzyanova.aliya@mail.ru

Казанская ТЭЦ-1 – первенец Татарской энергосистемы, строилась она по плану ГОЭЛРО и принята в эксплуатацию в 1933 году. Свыше 70 лет Казанская ТЭЦ-1 является основным источником электро-теплоснабжения Южного промышленного района и центральной части г. Казани. Бурное развитие городского строительства г. Казани потребовало ввода новых мощностей. В соответствии с программой по энергосбережению, принятой в Республике Татарстан на период 2000-2005 гг., на Казанской ТЭЦ-1 30 июня 2006 года была введена в эксплуатацию ГТУ-ТЭЦ. Основа ГТУ - ТЭЦ – две газотурбинные установки ГТЭ-25/НК, производства ОАО «Моторостроитель», г. Самара, электрической мощностью 25 МВт каждая. Утилизация тепла выхлопных газов от установок осуществляется котлами-утилизаторами ТКУ-13 производства ОАО ТКЗ «Красный котельщик». Каждый котел-утилизатор имеет параметры пара $P=3,0$ МПа, $t=390^{\circ}\text{C}$, паропроизводительность 35 т/ч, с газовым подогревателем сетевой воды (ГПСВ) теплопроизводительностью 9,6 Гкал/час [1].

ГТУ с котлами-утилизаторами были внедрены с расчетом, что произведенный пар на котлах-утилизаторах будет уходить на производство таких предприятий, как [ОАО "Нэфис-Косметикс"](#), ЗАО "КВАРТ", ОАО "КЗСК", ОАО "Холод", [ОАО "Татспиртпром"](#) филиал "Винзавод Казанский", ЗАО "НПО Компас", суммарное потребление пара которых составляло до 50 т/ч. Однако, в связи с снижением потребления предприятиями пара, а именно на сегодняшний день средний расход варьируется от 2 до 10 т/ч, встал остро вопрос об утилизации излишков пара с параметрами $P=3,0$ МПа, $t=390^{\circ}\text{C}$ и с паропроизводительностью 70 т/ч, в расчете на два котла-утилизатора. Сегодня на Казанской ТЭЦ-1 этот излишек пара дросселируется через РОУ 30/10 и далее через РОУ 10/1,2, что экономически нецелесообразно, теряется выработанная тепловая энергия. Эту проблему возможно решить установив параллельно РОУ паровую винтовую машину (ПВМ) либо же паровую турбину малой мощности, что позволит выработать дополнительную электроэнергию, которая может использоваться на собственные нужды ТЭЦ-1 [2].

Так схема включения паровой винтовой машины представлена на рисунке 1.

Выработка электрической энергии происходит за счёт использования высокопотенциальной энергии пара, бесполезно дросселируемого через РОУ. При этом дополнительного сжигания топлива не происходит. Такой вариант реконструкции позволит покрыть часть собственных нужд ТЭЦ-1 в электрической энергии, сократить расходы на

приобретение сетевой электроэнергии, снизить себестоимость произведенной тепловой энергии и получить дополнительную прибыль, что значительно повысит эффективность ТЭЦ-1 и является энергосберегающим решением.

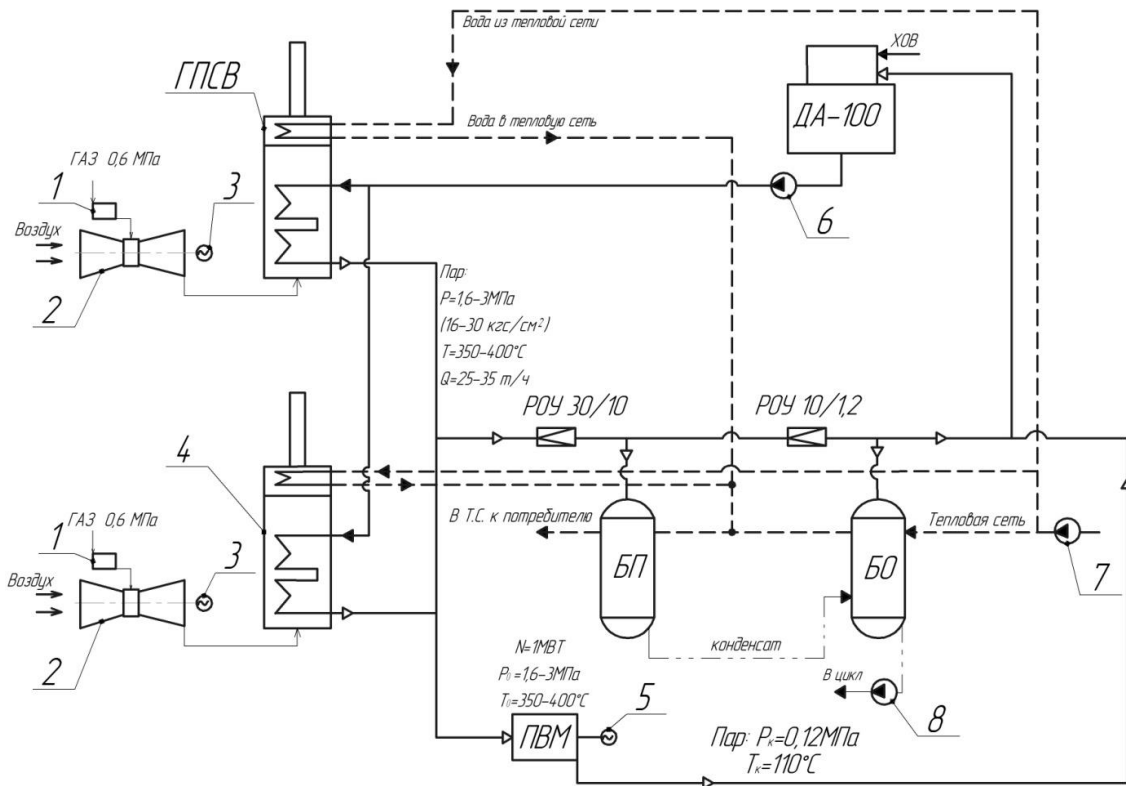


Рис.1. Схема включения ПВМ в существующий паропровод [2].

Где, 1 – дожимная компрессорная станция, сюда газ поступает с давлением равным 0,6 МПа, на выходе давление равно 3,5 – 4 МПа; 2 – ГТД (газотурбинный двигатель); 3 – турбогенератор; 4 – котел-утилизатор ТКУ-13; 5 – турбогенератор ПВМ;

6 – питательный насос (ПЭН); 7 – сетевой насос; 8 – конденсационный насос бойлеров (КНБ); ГПСВ – газовый подогреватель сетевой воды; РОУ – редукционно-охлаждающая установка; БО – бойлер основной; БП – бойлер пиковый; ДА – деаэрационная установка вакуумного типа; ПВМ – паровая винтовая машина; ХОВ – химически очищенная вода.

Обоснование эффективности применения именно такого решения может служить технико-экономический расчет паровинтовой машины с электрической мощностью генератора 1 МВт.

Стоимость ПВМ с генератором составляет 16 млн. руб., а стоимость дополнительного оборудования 5 млн. руб., что в сумме составляет 21 млн. руб. С учетом инфляции (в России по официальным данным на 2012г. инфляция составляла 6,6%, принимаем в данных расчетах 7%) стоимость всей установки будет равна 22,47 млн. руб.

Определение объема инвестиций

Стоимость установки – 22,47 млн. руб.

Затраты на монтаж и транспорт приняты в размере 10% и составляют 2,247 млн.руб.

Затраты на электрическую часть энергосберегающего мероприятия приняты в размере 7% от стоимости установки, что составляет 1,5729 млн. руб. \approx 1,573 млн. руб.

Неучтенные расходы приняты в размере 3% от стоимости установки (0,6741 млн. руб.).

Стоимость научно-исследовательских и проектных работ принята 2,5 млн. руб.

Таким образом, капитальные затраты будут равны 29,464 млн. руб.

Расходная часть проекта

Затраты на заработную плату

Затраты на заработную плату отсутствуют, так как в штат не принимается дополнительный сотрудник, а обслуживание ПВМ входит в обязанности персонала ГТУ – цикла.

Тогда суммарные затраты на заработную плату составят

$$S_3 = 0 \text{ руб.}$$

Амортизационные отчисления

Амортизационные отчисления на здание отсутствуют, по причине того, что дополнительное здание не сооружается.

$$S_{\text{ам.}}^{\text{зд.}} = 0 \text{ руб.}$$

Стоимость установки и электрической аппаратуры составляет 24,0429 млн. руб. \approx 24,043 млн. руб.

Норма амортизационных отчислений на оборудование – 3,7% [3].

Тогда амортизационные отчисления:

$$S_{\text{ам.}}^{\text{об.}} = 24,0429 \cdot 0,037 \approx 0,8896 \text{ млн. руб.}$$

Суммарные амортизационные отчисления будут равны: млн. руб.

Отчисления на ремонт оборудования

Расходы на ремонт оборудования принимаются в размере 20% от амортизационных отчислений [3].

$$S_D = 0,8896 \cdot 0,2 \approx 0,178 \text{ млн. руб.}$$

Суммарные эксплуатационные затраты без амортизации будут равны:

$$S_0 = S_3 + S_D = 0 + 0,178 = 0,178 \text{ млн. руб.}$$

Доходная часть проекта

Рассчитываем ПВМ с электрической мощностью генератора 1 МВт. Доходная часть проекта состоит в выработке электрической энергии.

Количество часов работы винтовой машины зависит от работы газотурбинных установок. ГТУ работают с определенной периодичностью, отработав 2000 часов, 10 дней находятся не в рабочем режиме. Исходя из этого, общее количество часов работы установки в году составляет 8064 ч.

В течение года может быть выработано электроэнергии – максимально при использовании рабочей мощности на протяжении 8064 часов:

$$Э = 1000 \cdot 8064 = 8064 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч.}$$

Принимаем, что удельная стоимость электроэнергии составляет 1500 руб./ тыс. кВт·ч.

Суммарная стоимость выработанной электроэнергии будет равна:

$$S_3 = 8064 \cdot 1500 = 12,096 \text{ млн. руб.}$$

При капитальных затратах на установку паровинтовой машины в размере 29,464 млн. руб., срок окупаемости согласно данному расчету составляет около трех лет, что является рентабельно, так как для энергетики срок окупаемости капитальных вложений составляет 5–7 лет.

Список литературы:

1. <http://www.tatgencom.ru>
2. Ахметов А.А., Нигметзянова А.А. Использование ПВМ при утилизации излишков пара на Казанской ТЭЦ-1 // Всероссийская научно-практическая конференция, посвященная 50-летию г. Нефтекамска. – 2013.
3. <http://www.zakonprost.ru>

Методика измерения тепловых сопротивлений материалов и конструкций. Расчет теплопроводности материалов

Никитушкин И.В.

ОАО «НПЦ «Полюс», Россия, г. Томск

igor.nikitushkin@gmail.com

На предприятиях космической отрасли промышленности и в приборостроении в целом перед материаловедами ставится ряд задач по контролю характеристик материалов на разных этапах производства:

- входной контроль вновь поступающих материалов,
- периодический контроль свойств материалов при длительном хранении,
- проверки при технологическом сопровождении производства.

Необходимость проведения таких проверок особенно оправдана в последнее время из-за наводнения рынка контрафактными материалами и применяемыми при их производстве компонентами сомнительного качества.

В случаях, когда речь идет об изоляционных материалах и материалах с высокой проводимостью, основными данными для расчетов и практического применения в теплопроводящих конструкциях являются данные об их теплопроводности или температуропроводности.

При входном и периодическом контроле теплопроводящих материалов проверяется срок годности, внешний вид, цвет, вязкость у пастообразных материалов, а такая важная характеристика как коэффициент теплопроводности λ (далее – «КТ»), как правило, вообще не контролируется. Это связано с тем, что для измерения КТ требуется дорогостоящее импортное оборудование термического анализа. Имеющиеся измерители КТ отечественного производства относятся к советскому периоду разработки и ввиду морального устаревания и технического износа не отвечают современным требованиям. А пользоваться услугами сторонних организаций, имеющих в своем распоряжении требуемое оборудование, не всегда экономически оправдано.

В конечном итоге это привело к созданию дешевой, быстрой и относительно точной методике контроля теплопроводящих свойств материалов и конструкций.

Данная методика предназначена для измерения тепловых сопротивлений (далее – «ТС») образцов материалов, многослойных конструкций, систем изоляции теплонагруженных электрорадиоизделий и т.д. КТ материала рассчитывается по измеренному значению ТС и линейным размерам исследуемого образца материала.

Как известно [1], измерение ТС материала R_t основано на определении в стационарном режиме разности температур на поверхностях образца материала ΔT , при воздействии постоянной тепловой мощности P на одну из поверхностей образца:

$$R_t = \frac{\Delta T}{P}, \quad (1)$$

где ΔT – перепад температур на стенках плоского образца материала, °К; P – мощность теплового потока через образец, Вт.

Таким образом, для измерения ТС образца материала необходим источник тепла известной мощности на одной поверхности образца, теплоотвод (радиатор) с другой поверхности образца и средства измерения температуры источника и теплоотвода.

Не учитывая состояние окружающей среды и переходные потери, точность замера ТС испытуемого образца будет определяться точностью контроля перепада температур и мощности источника тепла. Поэтому было решено в качестве источника тепла применить биполярный кремниевый транзистор. Это позволит легко контролировать рассеиваемую тепловую мощность на источнике тепла – кристалле транзистора, а его температуру измерять косвенно по температурозависимому параметру – величине падения напряжения на эмиттерном переходе $U_{\text{эз}}$. Температура на обратной поверхности образца (или радиаторе) определяется классическим способом – термоэлектрическим преобразователем Kt , рис. 1

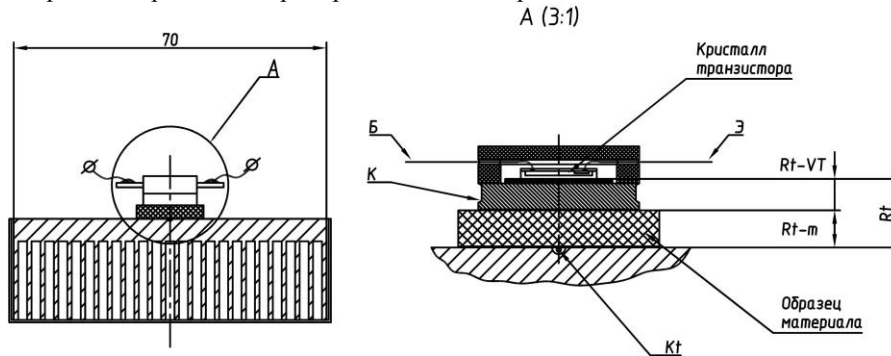


Рис. 1. Тепловая модель измерения ТС образца материала.

Если испытуемый образец материала (рис. 1) поместить на пути теплового потока между кристаллом транзистора и радиатором, то искомое ТС образца материала R_{t-m} определится разницей между ТС «кристалл-радиатор» R_t и ТС измерительной ячейки R_{t-VT} :

$$R_{t-m} = R_t - R_{t-VT}, \quad (2)$$

где R_t – ТС системы «кристалл – радиатор», определяемое экспериментально, К/Вт; R_{t-VT} – собственное ТС измерительной ячейки (ТС транзистора + ТС крепежа) «кристалл – основание», К/Вт.

ТС измерительной ячейки R_{t-VT} может быть взято как ТС «кристалл-корпус» из справочных данных для транзистора, однако в этом случае в тепловой модели необходимо будет учитывать ТС самой измерительной ячейки: контактных переходов смазки, системы крепежа, потери на излучение и т.д. Поэтому собственное ТС измерительной ячейки целесообразно определять экспериментально, проведя измерение при отсутствии образца материала.

Для реализации методики разработана измерительная ячейка, рис. 2.

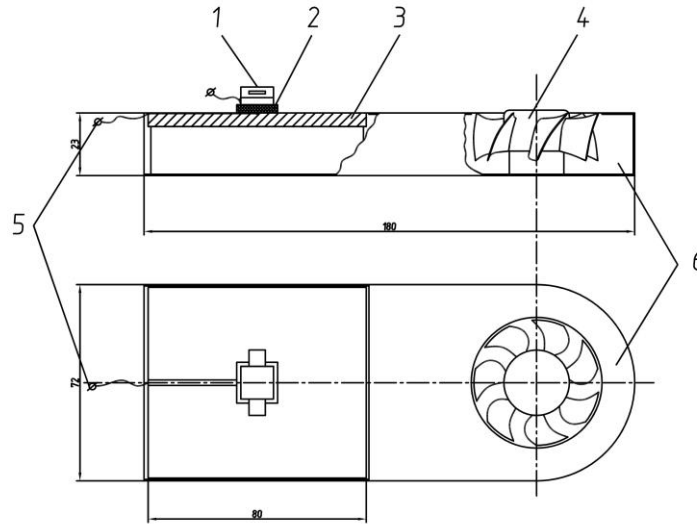


Рис. 2. Измерительная ячейка: 1 – транзистор биполярный эпитаксиально-планарной структуры p-n типа «2Т866А»; 2 – испытуемый образец; 3 – радиатор; 4 – вентилятор охлаждения; 5 – вывод термопары; 6 – кожух.

Транзистор 1 устанавливается регулируемым прижимным усилием (условно не показано) на теплоотводящий медный радиатор 3 через исследуемый образец материала (или конструкцию) 2 с применением смазки для улучшения теплового контакта (теплопроводная паста, кремнийорганическая жидкость). Для охлаждения радиатора, в корпусе 6 предусмотрен вентилятор 4. Температура радиатора измеряется термопарой 5. Термопара устанавливается на поверхности радиатора во фрезерованный канал под образцом и заполняется металлополимерным компаундом. Поверхность радиатора шлифуется таким образом, чтобы спай термопары оголился до металлического блеска.

Принцип косвенных измерений температуры кристалла транзистора по падению напряжения на эмиттерном переходе $U_{\text{э}}$ заимствован из «Метода измерения теплового сопротивления биполярных транзисторов по прямому падению напряжения на эмиттерном переходе» [2].

Суть метода заключается в определении приращения мощности, необходимой для поддержания постоянной температуры кристалла транзистора ($U_{\text{э}}$) при изменении температуры на радиаторе на известную величину. Принципиальная схема включения транзистора приведена на рис. 3.

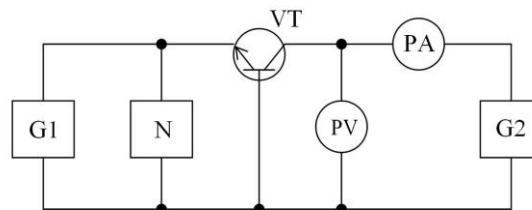


Рис. 3. Принципиальная схема: G1 – генератор постоянного тока эмиттера; G2 – генератор постоянного напряжения; N – милливольтметр; PV – вольтметр; PA – амперметр; VT – транзистор.

Измерение ТС «кристалл-радиатор» R_t сводится к двум циклам измерения.

В первом цикле на транзисторе рассеивается мощность $P_1 = I_K \cdot U_{K1}$ и фиксируются значения температуры радиатора T_1 и падение напряжения $U_{\text{бэ}}$.

Во втором цикле измерений улучшаются условия конвективного теплоотвода с радиатора (включается вентилятор 4, рис.2), и путем увеличения мощности до $P_2 = I_K \cdot U_{K2}$, значение $U_{\text{бэ}}$ удерживается на уровне, достигнутом в первом цикле измерений, фиксируется температура радиатора T_2 . Таким образом, на кристалле транзистора поддерживается постоянная температура и исключается из решения (4) системы уравнений (3).

Следует отметить, что способ варьирования условиями конвективного теплоотвода выбран как самый простой в реализации. Того же эффекта можно добиться применением водяного охлаждения или проведением измерений термостате.

Т.к. температура кристалла (T_K) в обоих циклах неизменна, то согласно (1):

$$\begin{cases} R_t = \frac{T_K - T_1}{P_1} \\ R_t = \frac{T_K - T_2}{P_2} \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} T_K = P_1 \cdot R_t + T_1 \\ T_K = P_2 \cdot R_t + T_2 \end{cases}, \quad (3)$$

тогда ТС «кристалл-радиатор» (R_t) можно рассчитать по формуле:

$$R_t = \frac{T_2 - T_1}{P_1 - P_2} = \frac{T_2 - T_1}{(U_{K1} - U_{K2}) \cdot I_K}, \quad (4)$$

где U_{K1} , U_{K2} – напряжение коллектора транзистора в первом и втором циклах измерений, В; I_K – ток коллектора транзистора, А.

Погрешность измерения ТС не превышает 13% [2] и зависит от класса точности источников питания G1, G2 и выбранных режимов.

Расчет КТ материала можно выполнить двумя способами.

Для выполнения расчета КТ материала по известному ТС требуется знать измеренное ТС R_t с образцом материала, собственное ТС измерительной ячейки R_{t-VT} без образца и линейные размеры образца.

КТ материала λ определяется по формуле для плоской стенки по [1]:

$$\lambda = \frac{\delta}{R_t - m \cdot S},$$

где λ – КТ материала, Вт/К·м; δ – толщина образца, м; R_{t-m} – ТС материала, определенное по (2), К/Вт; S – площадь поверхности, м².

В случае конструкции, состоящей из последовательных слоев материалов, данная величина будет являться эквивалентным КТ $\lambda_{\text{эк}}$. Для определения КТ каждого из слоев можно воспользоваться формулой для многослойной стенки [1]:

$$\lambda_{\text{эк}} = \frac{\sum \delta_i}{\sum \frac{\delta_i}{\lambda_i}},$$

где δ_i и λ_i – толщина и КТ i -ого слоя конструкции.

Для выполнения расчета КТ материала методом сравнения с эталонным образцом требуется знать только измеренные ТС (R_t) с образцами материалов, их линейные размеры и КТ как минимум одного из материалов – «эталона».

Если ТС измерительной ячейки выразить через (2):

$$\begin{cases} R_{t-VT} = R_t - I - R_{tm} - I = R_t - I - \frac{\delta_I}{S_I \cdot \lambda_I} \\ R_{t-VT} = R_t - H - R_{tm} - H = R_t - H - \frac{\delta_H}{S_H \cdot \lambda_H} \end{cases},$$

где индекс «И» обозначает известный материал, а «Н» – неизвестный, то КТ последнего можно найти следующим образом:

$$\lambda_H = \frac{\delta_H}{S_H \cdot \left(R_{t-H} - R_{t-I} + \frac{\delta_I}{S_H \cdot \lambda_I} \right)}$$

К образцу материала или конструкции предъявляются следующие требования.

КТ измеряемого материала должен быть в пределах 0,1...300 Вт/мК.

Размеры контактной площадки образца не должны превышать габариты нагревателя.

Высоту образца следует подбирать таким образом, чтобы его ТС было не менее 50% от ТС измерительной ячейки. Следует избегать ситуаций, когда высота образца превышает габариты контактной площадки. В таком случае целесообразнее применять нагреватель большей площади или рассеивающие тепло пластины.

Образец может представлять собой конструкцию, выполненную в виде произвольной комбинации материалов.

ТС пастообразных материалов можно замерять методом сравнения с эталонным образцом с помощью трафаретов, выполненных из материалов с низким КТ, например, стеклотекстолитовых.

Список литературы:

1. Михеев М.А. Основы теплопередачи. – М.: Энергия, 1977.
2. ОСТ 11 0944-96, «Микросхемы интегральные и приборы полупроводниковые. Методы расчета, измерения и контроля теплового сопротивления».

Преимущества и недостатки систем инфракрасного отопления

Погодин А.И., Солнышкова Ю.С., Бухмиров В.В.,

ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет

имени В.И. Ленина», Россия, г. Иваново

pogodin_ai@hotmail.com

В Российской Федерации на отопление зданий как общественных, так и производственных расходуется значительная (около 30 %) часть вырабатываемой тепловой энергии [1]. Это связано с неудовлетворительным состоянием наружных ограждающих конструкций зданий, а в некоторых случаях, и с нерациональным выбором системы отопления. Особенно важным является реализация потенциала энергосбережения в системе отопления производственных зданий с большим строительным объемом и значительной (более 4 м) высотой потолков.

В настоящее время для отопления производственных зданий все большую популярность приобретают системы инфракрасного отопления, которые позволяют создать комфортные условия, не отапливая весь объем помещения целиком.

Системы радиационного отопления зданий обладают рядом преимуществ перед традиционными системами отопления, которые были подробно изложены в [2].

Классификация систем инфракрасного отопления достаточно обширна и может быть выполнена по нескольким признакам. Однако наиболее часто системы радиационного отопления классифицируют по виду используемого теплоносителя на газовые, водяные и электрические.

Основные преимущества и недостатки газовых, электрических и водяных инфракрасных излучателей (ИКИ) рассмотрены ниже.

Преимущества газовых ИКИ перед другими системами инфракрасного отопления:

- низкая стоимость эксплуатации;
- высокая мощность;
- отсутствие стороннего источника для выработки греющего теплоносителя;
- высокий КПД;
- электрическая энергия, потребляемая в газовых ИКИ, не перегружает сети электроснабжения;
- низкая инерционность системы;
- высокая мощность по сравнению с электрическими ИКИ.

Недостатки газовых ИКИ перед другими инфракрасными излучателями:

- повышенная пожаро- и взрывоопасность;
- высокая стоимость установки;
- большие габаритные размеры;
- необходимость отвода продуктов сгорания;
- сложность монтажа;
- переменный КПД в рабочем диапазоне регулирования мощности;
- необходимость создания дополнительной системы воздухообмена для осуществления устойчивого горения;
- необходимость в проведении ревизии газораспределения, вытяжной и воздухоподогревающей системы на наличие утечек и присосов;
- малый срок службы (не более 15 лет);
- создают в помещении незначительный уровень шума.
- Преимущества электрических ИКИ:
- легкий и быстрый монтаж;
- не загрязняют воздух в помещении;
- не требуют стороннего источника для выработки греющего теплоносителя;
- легкая и удобная регулировка мощности во всем диапазоне без изменения КПД;
- высокий КПД;
- низкая инерционность системы;
- низкая стоимость монтажа;
- малые габаритные размеры;
- возможна эксплуатация в помещениях с высокой степенью загрязнённости воздуха;
- долгий срок службы (около 25 лет);
- полностью бесшумные;
- низкая стоимость ИК излучателя и дополнительного оборудования.

Таблица 1. Преимущества и недостатки ИК – излучателей

Преимущество	Тип излучателей		
	Газовые	Электрические	Водяные
Низкая стоимость эксплуатации	да	нет	нет
Высокая мощность	да	нет	нет
Отсутствие стороннего источника для выработки греющего теплоносителя	да	да	нет
Высокий КПД	да	да	нет
Отсутствие перегрузки сети электроснабжения	да	нет	да
Низкая инерционность системы	да	да	нет
Высокая мощность	да	нет	нет
Легкий монтаж	нет	да	нет
Отсутствие загрязнения воздуха в помещении	нет	да	да
Удобное регулирование мощности	нет	да	нет
Малые габаритные размеры	нет	да	нет
Возможность работы при высокой степени загрязнения воздуха	нет	да	да
Длительный срок службы	нет	да	да
Бесшумны	нет	да	да
Низкая стоимость	нет	да	нет
Пожаро и взрыво-безопасность	нет	нет	да

Примечание: Да – наличие данного достоинства у излучателя; нет – отсутствие данного достоинства, т.е. наличие недостатка по данному профилю.

Недостатки электрических ИКИ:

- высокая стоимость эксплуатации;
- создают значительную дополнительную нагрузку на сеть электроснабжения;

- низкая мощность по отношению к газовым ИКИ;
- повышенная пожароопасность.
- Преимущества водяных ИКИ:
- полностью пожаро- и взрывобезопасны;
- срок службы в диапазоне от 15 до 25 лет;
- не перегружают сеть электроснабжения;
- полностью бесшумны;
- возможность эксплуатации в помещениях с высокой степенью загрязнённости воздуха;
- не загрязняют воздух в помещении.
- Недостатки водяных ИКИ:
- значительный вес системы;
- сложность и трудоемкость монтажа;
- низкий КПД относительно газовых и электрических ИКИ;
- высокая стоимость установки;
- используют промежуточный теплоноситель – воду.

Преимущества и недостатки ИК – излучателей можно представить в виде таблицы.

Излучатели всех типов сведены в базу ИК-излучателей [3]. Излучатели в базе ранжированы по типу и мощности. База содержит около 400 моделей различных инфракрасных обогревателей и используется при проектировании систем лучистого отопления.

В зависимости от типа здания(помещения, комнаты и др.), особенностей технологического процесса и назначения системы отопления (для обогрева помещения целиком или только рабочих зон), следует выбрать тип ИК-излучателей с учетом их положительных и отрицательных характеристик, который полностью удовлетворяет требованиям технического задания.

Список литературы:

1. Солнышкова Ю.С. Совершенствование систем радиационного отопления зданий с целью сбережения энергетических ресурсов: Автореф. Дис. ... канд. тех. наук: 05.14.04; [Место защиты: Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина]. – Иваново, 2012. – 20с.
1. 2.Бухмиров В.В. Обоснование разработки современной методики расчета лучистого отопления[Текст]/ Погодин А.И., Найденко В.А., Бухмиров В.В., Солнышкова Ю.С. // Научное обеспечение жилищно-коммунального хозяйства: Сборник материалов I международной научно-практической конференции/Т.С. Рахимбеков, Д.А. Егизбаев, Н.Ж. Муслимов – Астана, 2012. - С.60 - 63.
2. Свидетельство о государственной регистрации базы данных №20142620131 от 30 января 2012 года «Электронная база инфракрасных излучателей».

Разработка и исследование регулятора давления газа

Погребижская Е.М., Цынаева А.А.

Самарский государственный архитектурно-строительный университет, Россия, г. Самара

katusha3458@rambler.ru

Для снижения давления газа и подачи его потребителям используют регуляторы давления газа. На данный момент существует множество конструкций регуляторов давления [1].

Конструктивно возможно разделить все существующие регуляторы давления газа на дроссельные и вихревые. Оба вида регуляторов имеют недостатки, снижающие эффективность их работы и способствующие снижению надежности данных устройств.

На данный момент наиболее применяемыми в газовой промышленности являются дроссельные регуляторы давления, а именно: **регулятор давления газа универсальный Казанцева** – РДУК (рис.1.), РДГ, РДСК [1].

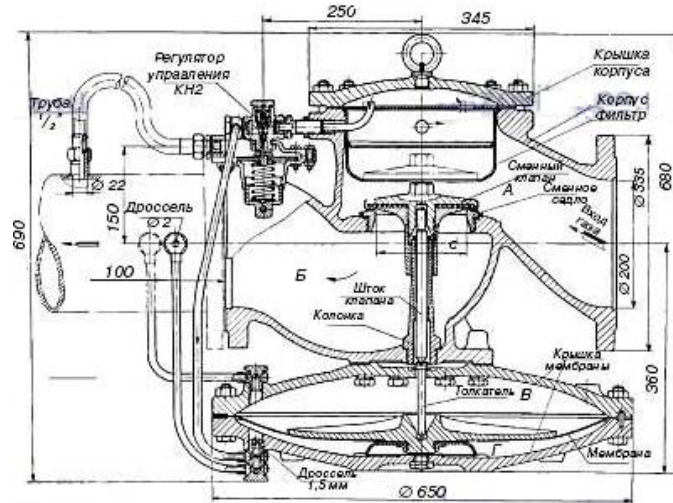


Рис. 1. Схема регулятора давления газа универсального Казанцева

Перечисленные выше дроссельные регуляторы давления газа, кроме своих достоинств имеют ряд конструктивных недостатков. «Слабыми» элементами в их устройстве являются:

мембрана;

пружина пилота управления (или настроечная пружина в беспилотных регуляторах давления);

дроссель;

Так мембрана имеет свойство повреждаться при больших перепадах давлений. В процессе длительной эксплуатации жесткость пружины управления меняется, что ведет к разрегулировке прибора. Принцип дроссельного регулятора основан на эффекте Джоуля-Томпсона. Для природного газа при его прохождении через гидравлическое сопротивление (клапан), температура всегда будет снижаться. Следовательно, будут иметь место негативные последствия этого, заключающиеся в выпадении конденсата на поверхностях регулятора (РДУК), как снаружи, так и внутри устройства. Кроме того, из-за достаточно низкой температуры газа, при которой осуществляется его транспортировка (порядка $+4^{\circ}\text{C}$) снижение температуры при регулировании может привести к обмерзанию поверхностей устройства. Это ведет к наличию усталостных напряжений и снижению ресурса работы устройства [2].

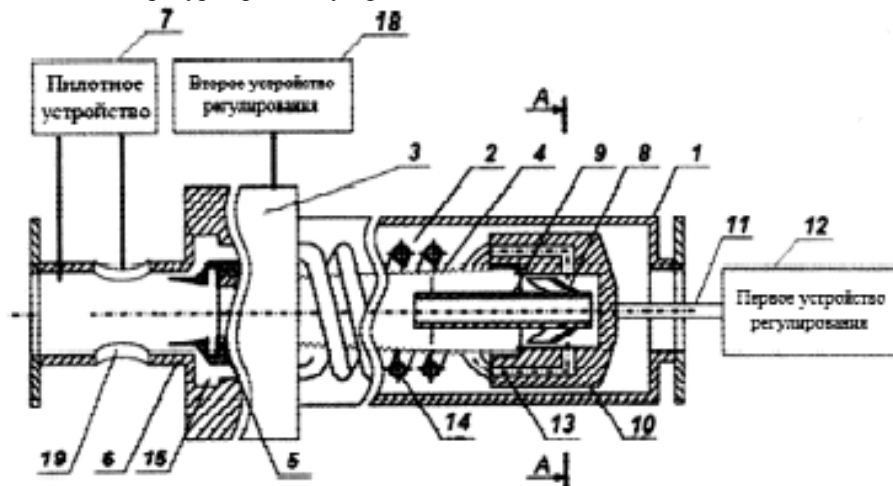


Рис. 2. Вихревой регулятор давления: 1 – подводящий трубопровод; 2 – канал; 3 – узел регулирования потока газа; 4 – устройство температурного разделения; 5 – диафрагма; 6 – отводящий трубопровод; 7 – пилотное устройство

Вихревые регуляторы давления газа на данный момент практически не применяются в газовой промышленности [2, 3, 4], несмотря на то, что на данный момент разработано достаточно большое количество конструкций таких регуляторов.

Принцип действия вихревого регулятора, представленного на рис. 2, заключается в снижении давления природного газа в процессе реализации вихревого эффекта температурного разделения. Газ, поступающий в устройство, проходит в камеру вихревой трубы через тангенциальный вход. Выход газа низкого давления осуществляется через горячий конец вихревой трубы [3].

Принцип действия устройства для снижения газа (рис.3.) также, как и для устройства рис. 2, основан на использовании вихревого эффекта температурного разделения. Основным элементом регулятора является вихревая труба. Газ высокого давления, поступающий в устройство, входит в вихревую трубу. В вихревой трубе газ разделяется на «горячий» и «холодный» потоки, которые смешиваются в общем пространстве корпуса. Газ низкого давления, полученный после смешения, выходит из устройства с той же температурой, что и на входе в устройство [2, 4, 5].

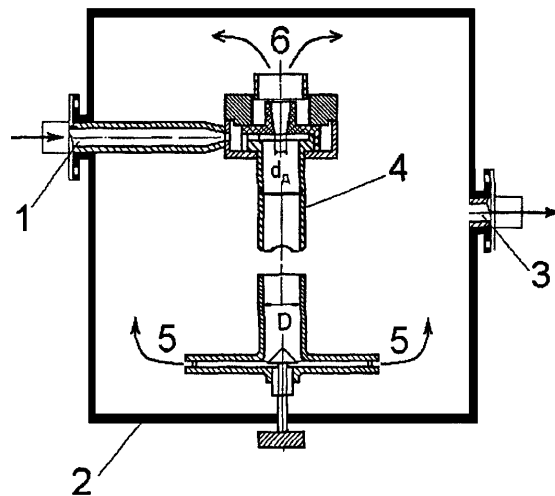


Рис. 3. Устройство для снижения давления газа: 1 – патрубок подвода газа; 2 – корпус; 3 – патрубок отвода газа низкого давления; 4 – дроссель; 5 – патрубок «горячего» потока; 6 – патрубок «холодного» потока

В дальнейшем предполагается провести исследования с целью повышения энергоэффективности работы газораспределительных станций (ГРС) и газорегуляторных пунктов (ГРП).

Для достижения данной цели предполагается поставить и решить следующие задачи:

анализ конструкций существующих регуляторов давления газа;
выявление достоинств и недостатков в конструкциях устройств регулирования давления газа;

разработка математической модели и ее реализация в программном коде среды MathCad.

проведение экспериментальных и численных исследований, на основании которых будет реализована оптимизация конструкции и режимов работы регулятора давления газа в соответствии с нормами регулирования (низкая аварийность, высокая скорость реагирования, достаточно большой перепад давлений на входе и выходе из устройства).

Конструктивно вихревые регуляторы давления газа значительно надежнее дроссельных, хотя и у них есть два типичных риска:

- наличие усталостных напряжений в виду природы вихревого эффекта температурного разделения (потоки газа с различной температурой);
- достаточно высокий уровень шума при работе регулятора.

На рис. 4 представлены результаты экспериментальных исследований работы устройства для снижения давления газа (рис.3).

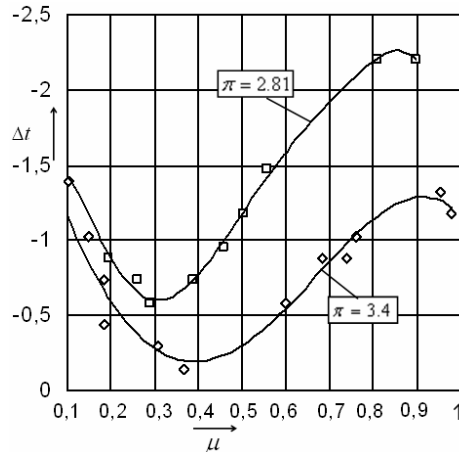


Рис. 4. Снижение температуры газа в устройстве для снижения давления газа в зависимости от относительного расхода «холодного» потока вихревой трубы

Температура газа на входе и выходе из регулятора давления остается практически постоянной (снижение температуры $\Delta t = T_2 - T_1$ достигает 0,5 градуса, что находится в пределах погрешности измерений). Здесь T_1 – температура газа на входе в устройство; T_2 – температура газа на выходе из устройства; $\pi = \frac{p_1}{p_2}$ – перепад давлений на входе и выходе из устройства; $\mu = \frac{G_x}{G_1}$ – относительный расход «холодного» потока вихревой трубы.

При анализе экспериментальных данных (рис. 4) работы устройства для снижения давления газа (рис. 3) выявлено, что параметры работы устройства [3] зависят от параметров работы вихревой трубы (степени расширения газа, относительного расхода «холодного» потока, температуры и давления газа на входе в вихревую трубу).

Полученные результаты исследования показали, что температура газа на выходе из устройства для снижения давления газа в области оптимальной работы его основного элемента (вихревой трубы) остается практически равной температуре газа на входе в устройство.

Список литературы:

1. <http://gazovik-gaz.ru>
2. Об изотермическом регулировании давления природного газа / Н. Н. Ковальногов, Д. Л. Жуховицкий, А. А. Цынаева // Тезисы докладов 4-й научной школы-конференции «Актуальные вопросы теплофизики и гидрогазодинамики», 2006. - С. 35 – 38.
3. Вихревой регулятор давления: пат. 2486573 Рос. Федерация. № 2011145194/28; заявл. 27.07.09; опубл. 27.06.2013, Бюл. № 18. – 9с.
4. Устройство для снижения давления газа (УСДГ): пат. 2226709 Рос. Федерация. № 2002120326/09; заявл. 26.07.2002; опубл. 10.04.2004
5. N.N. Kovalnogov, A.A. Tsinaeva, K.V. Nyashin, D.L. Juhovicki Study of an isothermal pressure governor of gas on the basis of a vortex tube // Minsk: ИТМО , 2008. http://www.itmo.by/pdf/mif_2008_ru/Section%208/8-17.pdf

Особенности математического моделирования двухфазных потоков высокой концентрации

Родионов Г.А., Бухмиров В.В.

Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина, Иваново, Россия, kaftot@gmail.com

Системы пневмотранспорта находят применение во многих отраслях промышленности (пищевая, химическая, производство строительных материалов и т.д.). Этому способствует ряд существенных достоинств данного вида транспортирования: низкие потери транспортируемого материала, высокая производительность установок и т.д. Однако существенным недостатком

систем пневмотранспорта является их высокая энергоемкость. Повышение энергетической эффективности систем пневмотранспорта является актуальной проблемой.

Анализ различных систем пневмотранспорта показал, что удельные затраты на транспортировку материалов составляют от 0,06 до 0,7 кВт·ч/т·м, что в среднем превышает энергоемкость ленточных транспортеров в 15-30 раз.

Одним из способов снижения энергоемкости систем пневмотранспорта может быть изменение термодинамических параметров транспортирующей среды (воздуха). Повышение температуры воздуха может повлиять на снижение требуемой производительности компрессора за счет увеличения удельного объема воздуха после него.

В момент пуска пневмотранспортной установки происходят сложные нестационарные процессы псевдооживления сыпучего материала. Высокие энергетические затраты на транспортировку материала в момент пуска пневмонасоса связаны в основном со следующими явлениями:

- большая часть внутренней энергии воздуха затрачивается на псевдооживление сыпучего материала;
- образование «пробок» из материала вследствие низкой скорости движения сыпучего материала в выходном патрубке материала;
- сверхвысокие концентрации твердой фазы на разгонном участке, что значительно увеличивает потери на трение и лобовое сопротивление движению частиц материала;
- затраты воздуха на заполнение материалопроводов.

Эту проблему можно решить, уменьшая концентрацию на входе в материалопровод в момент пуска, за счет увеличения времени образования пылегазовой смеси, или повышения скорости потока на входе в пневмопровод.

В качестве метода исследования систем пневмотранспорта был выбран метод математического моделирования в среде Fluent Ansys [2]. Исследуя процессы псевдооживления при помощи ПК Fluent можно с высокой точностью провести множество испытаний систем пневмотранспорта без проведения экспериментальных работ. Это позволит выявить наиболее эффективные режимы работы и разработать модель функционирования системы пневмотранспорта, которая учитывает основные физические процессы в двухфазном движущемся потоке и при этом легко алгоритмируется.

При расчете двухфазных потоков при помощи ПК Ansys существует возможность использовать два основных подхода к моделированию многофазных потоков [2]:

- расчет по методу Эйлера;
- расчет по методу Лагранжа.

Принципиальные различия этих методов заключается в том, что по разному рассматриваются поток твердых частиц. В методе Лагранжа рассчитываются траектории каждой частицы отдельно, и параметры твердой фазы получают как совокупность параметров всех частиц потока, однако для расчета потоков с высокими концентрациями твердых частиц этот метод не применим, т.к. это требует огромных вычислительных мощностей. В методе Эйлера поток твердых частиц рассматривается как сплошная среда, что позволяет применять этот метод при расчете потоков с высокими концентрациями твердых частиц.

Математическая модель движения двухфазного потока, основанная на модели Эйлера [3], содержит следующие уравнения:

- переноса импульса твердой фазы

$$\frac{\partial}{\partial t}(\gamma_s \rho_s w_{j,s}) + \frac{\partial}{\partial x_j}(\gamma_s \rho_s w_{j,s} w_{i,s}) = -\gamma_s \frac{\partial P}{\partial x_i} - \frac{\partial P_s}{\partial x_i} + \frac{\partial \tau_{ij,s}}{\partial x_j} + \gamma_s \rho_s g_i + K_{sf}(w_{i,f} - w_{i,s}); \quad (1)$$

- переноса импульса флюида

$$\frac{\partial}{\partial t}(\gamma_f \rho_f w_{j,f}) + \frac{\partial}{\partial x_j}(\gamma_f \rho_f w_{j,f} w_{i,f}) = -\gamma_f \frac{\partial P}{\partial x_j} + \frac{\partial \tau_{ij,f}}{\partial x_j} + \gamma_f \rho_f g_i + K_{fs}(w_{i,s} - w_{i,f}); \quad (2)$$

- неразрывности для твердой фазы

$$\frac{\partial}{\partial t}(\gamma_s \rho_s) + \nabla(\gamma_s \rho_s w_s) = 0, \quad (3)$$

- неразрывности для флюида

$$\frac{\partial}{\partial t}(\gamma_f \rho_f) + \nabla(\gamma_f \rho_f w_f) = 0; \quad (4)$$

где $\tau_{ij,s}$ – тензор напряжений твердой фазы; $\tau_{ij,f}$ – тензор напряжений флюида; V_s и μ_s – объемная и сдвиговая вязкости твердой фазы; μ_f^{eff} – эффективная вязкость флюида; P – давление; γ – относительная объемная концентрация; ρ – плотность; w – скорость; g – ускорение свободного падения; δ – символ Кронекера; K_{fs} – коэффициент взаимодействия частиц твердой фазы с флюидом; индексы s и f – твердая фаза и флюид соответственно.

Список литературы:

1. Кузнецов Ю.М. Пневмотранспорт. Теория и практика. 2005.
2. Moaveni S. Finite Element Analysis Theory and Application with ANSYS. 2008.
3. D. Gidaspow, R. Bezburuah, and J. Ding. Hydrodynamics of Circulating Fluidized Beds// Kinetic Theory Approach. In Fluidization VII, Proceedings of the 7th Engineering Foundation Conference on Fluidization, pages 75–82, 1992.

Исследование повышения эффективности паротурбинных блоков сверхкритических параметров введением многоступенчатого промежуточного перегрева пара

*Ростунцова И.А., Шевченко Н.Ю.**

Саратовский государственный технический университет им. Ю.А. Гагарина, Россия, г. Саратов,

**Камышинский технологический институт (филиал) ВолгГТУ, Россия, г. Камышин*

schewchenkonata1960@mail.ru

Для повышения эффективности паротурбинных блоков КЭС и ТЭС применяют промежуточный перегрев пара. Актуальность проблемы определяется основными направлениями развития теплоэнергетики России на период до 2030 г. обеспечивающие техническое перевооружение и реконструкцию тепловых электростанций, а также ввод новых генерирующих мощностей с использованием новых эффективных технологий производства электроэнергии. С этой целью целесообразно внедрять теплоэнергетическое оборудование с высокими параметрами рабочих, обеспечивающее повышение экономичности существующих ТЭС на 1,5-1,8 % [1].

В настоящее время на КЭС применяют одно- и двухступенчатый промежуточный перегрев пара (ПП) с экономией топлива до 4% [2].

Промежуточный перегрев пара применяют для следующих целей:

- повышения степени сухости пара на выходе из турбины;
 - повышения работоспособности пара и КПД турбины за счет подвода к пару дополнительной теплоты;
 - повышения начального давления пара p_0 сверх сопряженного его значения.
- Промежуточный перегрев пара позволяет повысить КПД турбоустановки на 7 %, с учетом потерь теплоты – на 4 %.

Для паровых котлов на супер-сверхкритические параметры пара требуются материалы с повышенной термической стойкостью на никелевой основе с различными добавками для паропроводов труб острого пара и труб промежуточных перегревателей. В то же время конструкция промежуточного перегрева пара на электростанциях, в зависимости от количества перегревов приводит к увеличению числа труб от котла турбины, так при трёхкратном перегреве, минимальное число труб равно 6 штук с диаметром до 1 м. и более.

Рассматриваемая схема (рис.1) электростанции с промежуточным контуром и паро-паровыми теплообменниками резко сокращает число труб промежуточного перегрева до двух ниток с уменьшением гидравлических сопротивлений в них. Конструкция паро-паровых теплообменников при высоком коэффициенте теплопередачи приводит к улучшению теплообмена и эффективности подогревателей. Теплообменники можно устанавливать непосредственно около турбины. Капитальные затраты на теплообменники не превышают стоимости подогревателей высокого давления питательной воды.

При проектировании новых ГРЭС с двукратным промежуточным перегревом сохраняется традиционная тепловая схема с тремя ПВД и деаэратором, подключённым к холодной магистрали

второго промежуточного перегрева. Число ПНД при этом увеличивается по 5...7 шт. Такое решение позволит иметь КПД до 46% при отсутствии дополнительных капвложений.

В ходе исследований были проведены расчёт и сравнение критериев эффективности турбоустановки К-1200-240 с одной и двумя ступенями промежуточного перегрева. Исходные данные для расчета и давления регенеративных отборов турбины представлены в таблицах 1,2.

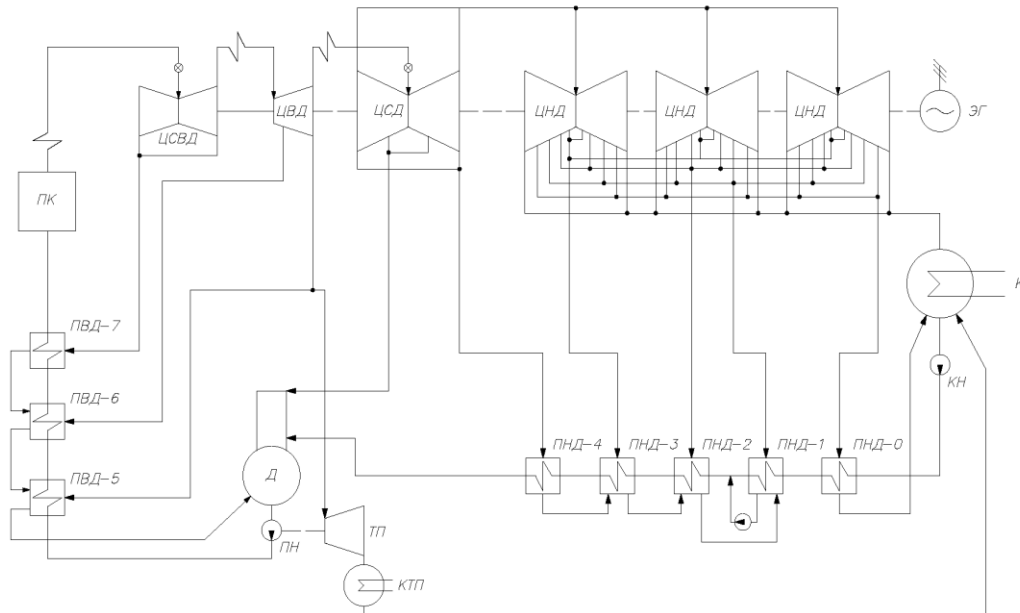


Рис.1 Принципиальная тепловая схема турбоустановки К-1200-240 с двухступенчатым промежуточным перегревом

Таблица 1. Исходные данные для расчёта принципиальной тепловой схемы

P_0 , МПа	t_0 , °С	$P_{пп1}$, МПа	$t_{пп1}$, °С	$P_{пп2}$, МПа	$t_{пп2}$, °С
23,5	540	5,89	540	1,71	540

Таблица 2. Давления регенеративных отборов турбины

P_1 (ПВД-7) МПа	P_2 (ПВД-6) МПа	P_3 (ПВД-6, ТП) МПа	P_4 (Д) МПа	P_5 (ПНД-4) МПа	P_6 (ПНД-3) МПа	P_7 (ПНД-2) МПа	P_8 (ПНД-1) МПа	P_9 (ПНД-0) МПа
6,2	3,9	1,8	0,9	0,4	0,25	0,12	0,05	0,02

В результате расчёта принципиальных тепловых схем блоков с одним и двумя ступенями промежуточного перегрева были получены параметры электрического КПД и удельного расхода топлива, представленные в таблице 3.

Таблица 3. Результаты расчёта тепловой схемы

	P_0 , МПа	t_0 , °С	$t_{пп}$, °С	$P_{пп}$, МПа	q , кДж/кг	l_u , кДж/кг	η_z , %	b_z , кг/(кВт*ч)
1 ПП	22,33	540	540	5,8	2701	1128	41,76	0,295
2 ПП	22,33	540	540	5,8	2932	1266	43,19	0,285

Получены зависимости электрического КПД блока от температуры промежуточного перегрева $t_{пп}$ (рис. 2); начального давления пара P_0 (рис.3) и давления промежуточного перегрева $P_{пп}$ (рис.4).

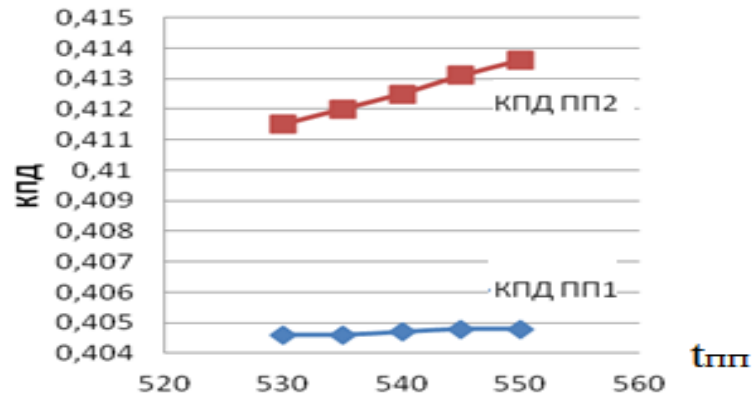


Рис.2. Зависимость электрического КПД блока от температуры промежуточного перегрева $t_{пп}$.

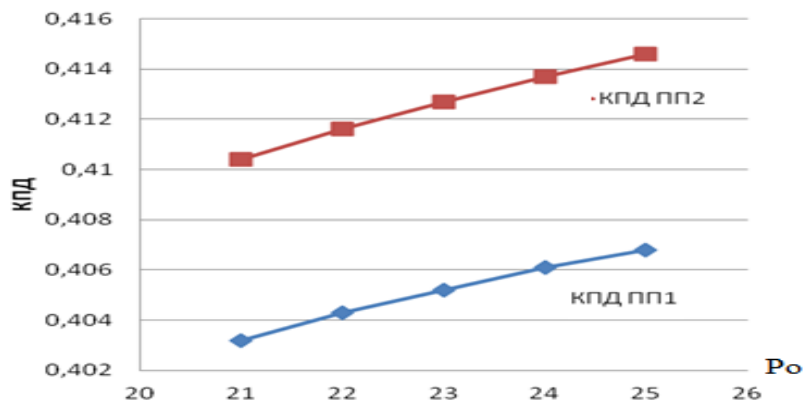


Рис.3. Зависимость электрического КПД блока от начального давления пара P_0 .

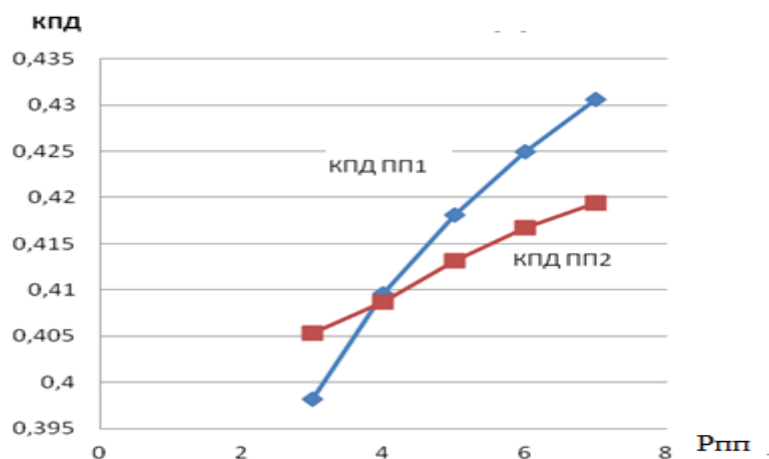


Рис.4. Зависимость электрического КПД установки от давления промежуточного перегрева $P_{пп}$.

В результате теплового расчёта двух принципиальных схем с одной и двумя ступенями промежуточного перегрева были получены следующие значения электрических КПД:

$$\eta_s^{m1} = 0,4176; \eta_s^{m2} = 0,4319.$$

При внедрении дополнительной ступени ПП прирост КПД составил 1,43%, что положительно сказалось на величине удельного расхода топлива, а, следовательно, существенно повысило экономичность станции. Однако такое внедрение повлекло за собой изменения в тепловой схеме традиционного блока К-1200-240, а именно, разделение цилиндра высокого давления на две части ЦСВД и ЦВД. Кроме того в схему был добавлен дополнительный подогреватель низкого давления, что также повысило эффективность цикла.

Введение второй ступени промежуточного перегрева понижает влажность рабочего тела на последних ступенях турбины. По этой причине имеется потенциальная возможность углубления вакуума в конденсаторе, и как следствие, увеличения работы цикла. Также благодаря пониженной влажности уменьшается стоимость изготовления лопаток последних ступеней за счёт возможности использования менее эрозионно-устойчивого металла.

Повышение температуры промежуточного перегрева положительно сказывается на коэффициенте полезного действия. Это справедливо как для установки с одним промежуточным перегревателем, так и для установки с двумя ступенями промежуточного перегрева. Причём эффект от повышения этой температуры на установке с двумя ступенями промежуточного перегрева оказался больше.

Повышение начального давления пара и давления промежуточного перегрева, также, существенно повышают КПД, что видно на графиках рис.3-4.

Таким образом, для достижения максимальной экономичности установки, необходимо стремиться к удержанию температуры промежуточного перегрева на повышенном уровне, и при этом повышать начальное давление и давление в промежуточном перегревателе, перед ЦСД. Однако достижение повышенных показателей эффективности путём варьирования давления экономически более выгодно. При относительно высокой температуре промежуточного перегрева в металле поверхностей нагрева обнаруживаются явления текучести и деформации. В этом случае необходимо применять сплавы с повышенной термической стойкостью.

Выводы

1. Исследована эффективность введения многоступенчатого промежуточного перегрева пара на паротурбинном блоке сверхкритических параметрах (энергоблок К-1200-240);

2. Выполнены расчёт и сравнение критериев эффективности турбоустановки К-1200-240 с одной и двумя ступенями промежуточного перегрева;

3. В результате теплового расчёта двух принципиальных схем с одной и двумя ступенями промежуточного перегрева были получены следующие значения электрических КПД: $\eta_e^{m1} = 0,4176$; $\eta_e^{m2} = 0,4319$. При внедрении дополнительной ступени ПП прирост КПД составил 1,43%, что положительно сказалось на величине удельного расхода топлива, а, следовательно, существенно повысило экономичность станции, что согласуется с выводами изложенными в [3].

Список литературы:

1. <http://hghltd.yandex.net/> Основные положения (Концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г. ОАО РАО «ЕЭС России», 2008.
2. Хлебалин Ю. М. Эффективности использования турбин КЭС для теплофикации // Промышленная энергетика. –2008. –№11.- С.52-54.
3. Андриющенко А. И. Основы технической термодинамики реальных процессов. – М.: Высшая школа, 1967.– 497с.

К вопросу создания пылеугольного энергоблока на суперсверхкритические начальные параметры пара

Матвеев А.С., Саввина Я.Г.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

yanagrigorievna@sibmail.com

В работе рассматриваются вопросы создания угольного энергоблока на суперсверхкритические начальные параметры пара, его целесообразность и основные проблемы разработки.

Стратегической целью развития энергетики Сибири на долгосрочную перспективу является эффективное использование существующего топливно-энергетического потенциала для обеспечения устойчивого роста экономики и улучшения качества жизни населения регионов.

Сибирь благодаря хорошей обеспеченности энергетическими ресурсами является одним из основных регионов генерации электроэнергии, обеспечивая около 14 процентов совокупной выработки электроэнергии по стране.

К 2030 году регион будет устойчиво занимать первое место в России по добыче коксующегося и энергетического угля, второе место по добыче нефти и газа, одно из ведущих мест в российской нефтехимии.

При сооружении станций в Сибири на базе дешевых углей целесообразно по технико-экономическим соображениям использовать установки на сверхкритические параметры пара (24 МПа, 565/565 оС) и модернизированное, более эффективное основное и вспомогательное оборудование, современные схемные решения, что увеличит КПД станции на несколько абсолютных процентов.

Новые и реконструируемые угольные энергоблоки в европейской части страны из-за дефицита твердого топлива в этом регионе должны быть ориентированы на использование суперсверхкритических параметров (ССКП) пара (30 МПа, 600/620 оС).

В целом, главной особенностью отечественной энергетики в перспективе будет изменение структуры топливного баланса электростанций с увеличением в нем доли угля.

Это обусловлено следующими важнейшими факторами:

- разведанные запасы угля более широко распространены на земле по сравнению с нефтью и газом, а по своим масштабам во много раз их превышают;
- цены на уголь на мировых энергетических рынках относительно невысоки и меньше подвержены конъюнктурным колебаниям;
- научно-технический прогресс последних десятилетий позволяет в определенной мере решать экологические проблемы, связанные с загрязнением окружающей среды продуктами сжигания угля на электростанциях.

На рис. 1 показана структура потребления различных видов топлива российскими тепловыми станциями по фактическому состоянию в 2005 и 2008 гг., а также согласно Энергетической стратегии России на период до 2030 г. потребление угольного топлива на ТЭС должно возрасти с 77 млн. т. в 2005 г. до 100 млн. т. в 2013—2015 гг., до 137 млн. т. к 2022 г. и до 185 млн. т. к 2030 г.

В структуре топливного баланса ТЭС использование угля возрастет с 27% в 2005 г. до 40% в период до 2030 г.

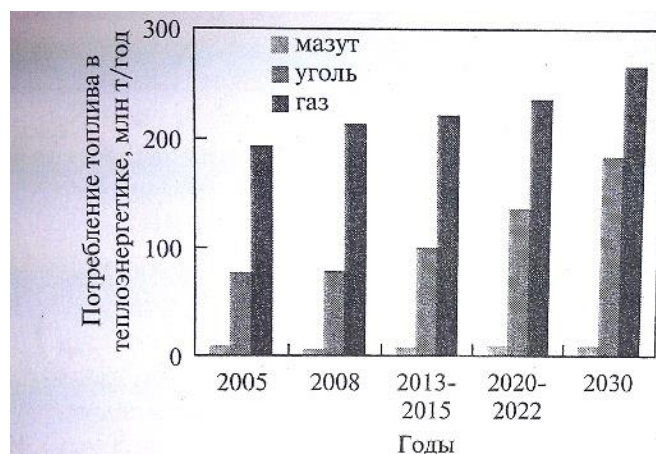


Рис. 1. Структура потребления различных видов топлива российскими тепловыми станциями

Расширение использования углей требует совершенствования технологий его сжигания. В качестве основного направления дальнейшего повышения эффективности угольных тепловых электростанций рассматривается увеличение начальных параметров пара по сравнению с

освоенными (24 МПа, 540°С) при одновременном совершенствовании оборудования и систем паротурбинных электростанций.

Повышение параметров пара в теплоэнергетике совокупно решает несколько важнейших проблем:

1. Увеличение коэффициента полезного действия (КПД) тепловых электростанций (ТЭС). Современные угольные блоки ССКП уровня 600—610° С и 30 МПа, и блоки новых типов — 620°С и 35 МПа, обеспечивают увеличение КПД по электрической нагрузке до 45—47% по сравнению со значениями КПД 32—40% российских энергоустановок высокого и сверхкритического давления, эксплуатирующихся при давлении от 9 до 25 МПа и температуре острого пара 545—560°С.

2. Уменьшение загрязняющих выбросов в виде оксидов азота, сернистых соединений и углекислого газа.

3. Активное вовлечение в энергетику наименее благородного вида топлива – твердого, запасов которого, в отличие от газообразного, хватит на сотни лет.

Переход на новый уровень начальных параметров пара наметился в последнее десятилетие прошлого века. В ведущих странах (США, Япония, Германия, Дания) после 15-20-летнего перерыва с начала ввода в строй блоков СКД на параметры пара 24-25 МПа, 535-540/535-540 °С активизировались исследования и разработки по их дальнейшему техническому совершенствованию, в том числе и путем перехода на ССКП пара 27-31 МПа, 580-600 °С. С одной стороны, этому способствовали достигнутые успехи в проектно-конструкторских разработках и в создании новых материалов, а с другой – возросшая конкуренция на рынке топлива, стремление сократить затраты на природоохранные технологии и выбросы CO₂. В результате в этих странах были созданы и с 1990 г. стали вводиться в строй угольные блоки с повышенной экономичностью. За последние 20 лет энергоблоки на параметры пара 26-30 МПа, 580-600 °С мощностью от 400 до 1000 МВт введены в Германии, Японии, Китае, Дании и других странах.

Необходимо отметить, что первые опытно-промышленные установки на суперкритические параметры пара были созданы и введены в эксплуатацию в России в 40-60-х годах прошлого столетия: котел 60-ОП производительностью 12 т/ч на параметры 30 МПа, 600 °С на ТЭС ВТИ; котел ПК-30 на параметры 40 МПа, 700 °С на ТЭС ЦКТИ; энергоблок СКР-100 с котлом ПК-37 производительностью 710 т/ч на параметры 30 МПа, 650 °С и с турбиной Р-100-30 на Каширской ГРЭС. Этот энергоблок находился в эксплуатации около 40 тыс.ч. и был остановлен из-за выхода из строя турбин среднего давления, наработавших примерно 400 тыс.ч., в которые сбрасывался пар из турбины СКР-100.

В дальнейшем были разработаны технические предложения по созданию энергоблоков мощностью 300-550 МВт на параметры пара 29-30 МПа, 580-600 °С применительно к сжиганию бурых березовских и каменных кузнецких углей марок Г и Д. К сожалению, до настоящего времени эти разработки не получили реального внедрения в нашей стране.

В последние годы специалистами нескольких исследовательских организаций (ОАО ВТИ, ОАО НПО ЦКТИ, ОАО НПО «ЦНИИТмаш», ОАО «Теплоэлектропроект») и энергомашиностроительных компаний (ОАО «ЭМАльянс» и ОАО «Силовые машины») выполнены технические проработки основного оборудования энергоблока на ССКП пара нового поколения мощностью 660 МВт, а по паровой турбине – до 900 МВт.

Предварительные показатели экономической эффективности энергоблока 660 МВт на суперкритические начальные параметры, рассчитанные на основе «Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов», составили:

Чистый дисконтированный доход, млн руб.	3272,8
Срок окупаемости, лет:	
дисконтированный	22,2
простой	9,6
Внутренняя норма доходности, %	10,8
Индекс доходности	1,104
Отношение выгоды/затраты	0,962

Приведенные показатели свидетельствуют о том, что энергоблок эффективен, финансово реализуем и может считаться привлекательным для инвесторов.

На основании анализа зарубежного опыта создания и эксплуатации современного энергетического оборудования ТЭС, а также с учетом состояния отечественных разработок в этой

области и согласно намеченным на перспективу задачам российской тепловой энергетики предпринята попытка унифицировать вновь создаваемое и выпускаемое отечественными заводами теплоэнергетическое оборудование. Результаты этой работы приведены в табл. 1 в виде унифицированного ряда пылеугольных энергоблоков на ССКП пара.

Таблица 1. Унифицированный ряд пылеугольных энергоблоков на суперсверхкритические параметры пара

Мощность энергоблока, МВт	330	660	990
Давление перегретого пара, МПа	28	28	28
Температура перегретого пара/вторичного перегрева, °С	600/620	600/620	600/620
Паропроизводительность котла, т/ч	1000	1970	3000
КПД энергоблока, %	42-46	42-46	42-46

Для создания современного экономичного, удовлетворяющего всем экологическим требованиям, головного отечественного пылеугольного энергоблока на ССКП пара требуются разработка основных технических решений и проектов оборудования и энергоблока в целом, доработка современных отечественных материалов и создание новых марок сталей с обеспечением необходимых свойств, разработка технологий изготовления высокотемпературных элементов оборудования (паропроводов, корпусных деталей, роторов, поверхностей нагрева) из материалов нового поколения, проведение комплексных исследований деталей и элементов оборудования в реальных условиях эксплуатации.

Оборудование, предлагаемое для унификации, большей частью не производится в России, являясь для отечественной энергетики инновационным. Однако оно имеет зарубежные аналоги, а его характеристики представляют собой стандартный уровень техники в странах с передовым развитием энергетики.

По-видимому, в процессе замены морально и физически устаревшего оборудования ТЭС на современное в ближайшей перспективе будет активно использоваться оборудование зарубежных производителей. Задача российских машиностроителей состоит в том, чтобы в кратчайшие сроки освоить производство конкурентоспособного оборудования и при содействии государства предоставить энергетическим компаниям возможность преимущественного использования отечественного оборудования и повышения тем самым энергетической безопасности страны.

Исследовательские и проектно-конструкторские разработки показали принципиальную техническую возможность создания оборудования для энергоблоков на ССКП пара. Выбраны перспективные материалы для изготовления высокотемпературных элементов паропроводов, пароперегревателей острого и промежуточного перегретого пара и паровой турбины. Даны решения по тепловой схеме энергоблока и турбоустановке, разработаны возможные варианты конструктивного профиля котла и турбины.

Вместе с тем существует еще много проблем, для решения которых на последующих стадиях разработки энергоблоков необходимо провести:

- дальнейшие комплексные исследования свойств рекомендуемых материалов, исследования металла фасонных изделий; на основании полученных результатов по уровню служебных свойств основного металла фасонных элементов и сварных соединений решить вопрос об аттестации новых материалов с внесением их в необходимые НТД;

- оптимизацию тепловой схемы энергоблока с учетом конструкции котла и турбоустановки для обеспечения максимально достижимого КПД (не менее 44%);

- технико-экономическое обоснование конструктивного профиля котла и турбины, в том числе выбор давления промежуточного перегрева пара, выбор типа компоновки котла, конструктивного профиля и количества цилиндров паровой турбины;

- технико-экономическое обоснование конструктивного профиля котла и турбины, в том числе выбор давления промежуточного перегрева пара, выбор типа компоновки котла, конструктивного профиля и количества цилиндров паровой турбины;

- обоснование технико-экономических показателей энергоблока в реальных условиях его сооружения на конкретной электростанции.

Создаваемый энергоблок на ССКП пара должен иметь существенные конструктивные преимущества перед уже созданными за рубежом по экономичности, надежности, маневренности,

ремонтпригодности и стоимости. Это позволит создать конкуренцию на мировом рынке в этом классе энергооборудования.

Работа выполнена в рамках государственного задания «Наука».

Список литературы:

1. Журнал «Теплоэнергетика».
2. http://minenergo.gov.ru/aboutminen/energostrategy/ch_7.php.
3. <http://www.sibfo.ru/strategia/strdoc.php>.

Анализ энергоэффективности работы дутьевых вентиляторов энергетического оборудования котельных

Салов А.Г., Савинова А.В., Сагитова Л.А.

Самарский государственный архитектурно-строительный университет, Россия, г. Самара
aleksey-salov@rambler.ru

Экономичность работы производственно-отопительных котельных существенно зависит от величины затрат электрической энергии на собственные нужды – на привод вспомогательного оборудования котельной при переменных режимах работы.

С переходом к рыночным отношениям значительно изменились соотношения между располагаемыми мощностями котельных и потребностью в их услугах предприятий промышленности. Многие предприятия в период перехода к рыночным отношениям прекратили свое существование, и достаточно большое количество промышленных предприятий отказались от услуг теплоснабжающих предприятий, отдав предпочтение созданию собственных источников тепловой энергии.

В этих условиях источники тепловой энергии потеряли промышленных потребителей, нуждающихся в постоянной тепловой нагрузке в течение года. Производственно-отопительные котельные превратились в отопительные котельные, имеющие до 90% отопительной нагрузки.

Переход на теплофикационный режим предусматривает работу оборудования котельной в нерасчётных режимах, поскольку котельная была спроектирована под реализацию другого теплового графика.

Особенно существенное отличие тепловой нагрузки оборудования котельной от номинальной наблюдается в летний период, когда теплом обеспечиваются только нужды горячего водоснабжения. Нагрузка котельной в летний период не превышает 15% от максимальной (рис.1).

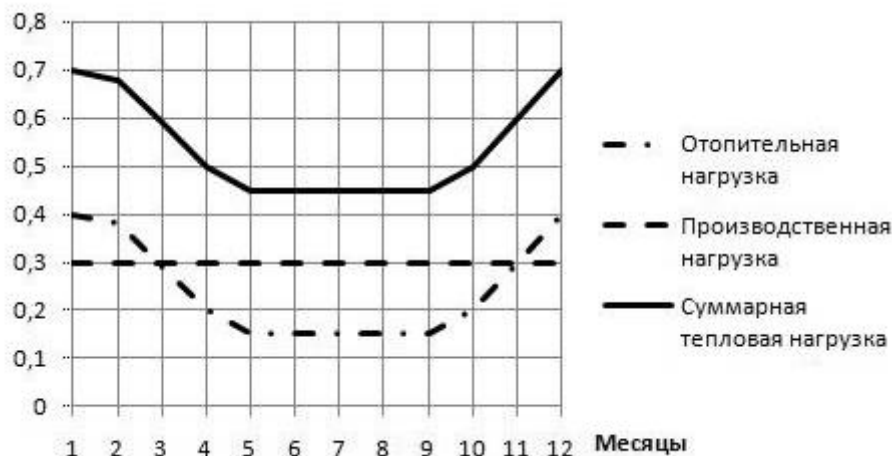


Рис. 1. – График изменения величины собственных нужд станции в течение года.

При работе основного оборудования в нерасчётных режимах, вспомогательное оборудование также работает с повышенными расходами электрической энергии на привод.

В работе [1] предлагается методика оценки затрат электрической энергии на привод дутьевых вентиляторов котлов при использовании регулируемого привода – для выбора гидромолты или двигателя с частотным регулированием производительности.

При регулировании производительности дутьевых вентиляторов регулируемые приводами при снижении производительности вентилятора снижаются затраты электрической энергии на привод.

На первом этапе необходимо оценить среднемесячные нагрузки котельного оборудования в течение нескольких предшествующих лет и для средних их значений необходимо произвести расчет потребляемой электрической энергии для различного типа приводов.

По виду сжигаемого котлами топлива (в нашем случае газ) рассчитывается теоретически необходимое количество воздуха для горения [2]:

Производительность вентилятора определяем по соотношению:

$$V_{x.v.} = B_p V^0 \cdot (\alpha_T - \Delta\alpha_T - \Delta\alpha_{ВП}) \cdot \frac{(t_{xв} - 273)}{273}, [\text{м}^3/\text{ч}] \quad (1)$$

где B_p – часовой расход топлива [м³/ч], принимается из режимных карт котлов для соответствующей нагрузки; V^0 – теоретически необходимое количество воздуха [м³/м³]; α_T – коэффициент избытка воздуха в топке, берётся из режимной карты соответствующего котла; $\Delta\alpha_T$ – присосы воздуха в топку, берутся из режимных карт; $\Delta\alpha_{ВП}$ – относительная утечка воздуха в воздухоподогревателе, принимается равной величине присосов в нём по газовой стороне.

На втором этапе рассчитываем потребляемую электрическую мощность электродвигателя для среднемесячных производительностей котла в течение года по соотношению:

$$P_э = \frac{V_{x.v.} \cdot H_в}{3600 \cdot 102\eta}, [\text{кВт}], \quad (2)$$

где $H_в$ – напор вентилятора при соответствующей его производительности [мм водяного столба]; $V_{x.v.}$ – производительность вентилятора, рассчитанная по формуле (1) для каждого месяца по среднемесячному расходу топлива [м³/час]; η – коэффициент полезного действия вентилятора для соответствующей производительности.

На третьем этапе рассчитываем электрическую мощность вентиляторов при применении частотно-регулируемого привода:

$$P_{чрп} = P_{\max} \left(\frac{Q}{Q_{\max}} \right)^3, [\text{кВт}], \quad (3)$$

где $P_{чрп}$ – электрическая мощность электродвигателя вентилятора при частотном регулировании его производительности, P_{\max} – максимальная мощность электродвигателя, указанная в его паспорте, Q – среднемесячная производительность вентилятора, рассчитанная по формуле (2), Q_{\max} – максимальная производительность вентилятора, соответствующая электрической мощности двигателя P_{\max} .

На четвёртом этапе оцениваются затраты электрической энергии на провод двигателя вентилятора при установке гидромуфты.

Электрическая мощность при регулировании гидромуфтой определяется по следующей формуле:

$$P_{ГМ} = P_{\max} \left(\frac{Q_{\max}}{Q} \right)^{1/3}, [\text{кВт}], \quad (4)$$

где $P_{ГМ}$ – мощность электродвигателя при регулировании производительности вентилятора с помощью гидромуфты; P_{\max} – максимальная мощность электродвигателя, [кВт]; Q_{\max} – максимальная производительность вентилятора, [м³/час];

Сопоставление результатов расчётов по формулам (2), (4) и (5) приведено на рисунке 2 в относительном виде.

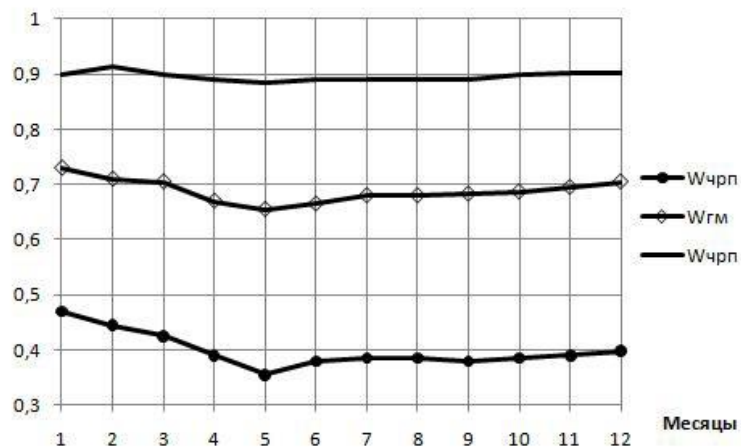


Рис.2. Динамика изменения относительных величин потребляемой энергии дутьевым вентилятором в зависимости от способа регулирования его производительности.

Приведённые на рисунке зависимости показывают:

1. Применение регулируемых приводов при пониженных значениях нагрузок дает наиболее существенное снижение потребляемой электрической энергии на собственные нужды дутьевых машин.
2. При применении частотно-регулируемого привода наблюдается почти пропорциональное снижение потребляемой электрической энергии на привод вентилятора.

Список литературы:

1. Гаврилова А.А., Салов А.Г. Направления повышения энергоэффективности теплоэлектростанций – Труды пятой международной школы-семинара молодых ученых и специалистов «Энергосбережение Теория и практика. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 163-169 с.
2. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод) – Издательство НПО ЦКТИ, СПб, 1998. – 257 с.

Водяной (паровой) калорифер новой конструкции, преимущества и опыт применения

*Киселев Ю.Е., Гецман А.Е. Сливной В.Н.**

Институт угля СО РАН,

**Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф.Горбачева, Россия, г.Кемерово*

wiknik@rambler.ru

Из всех проблем, связанных с прикладной теплоэнергетикой, наиболее актуальной, на наш взгляд, является грамотное, эффективное и надежное потребление тепла, т.е. организация максимально возможного отбора тепла от теплоносителя «вода» и «пар». Наиболее эффективным решением этой задачи является воздушное отопление на базе водяных калориферов.

Во-первых, общепринято считать эффективность последних намного выше обычных отопительных приборов (регистров).

Во-вторых, одним из главных преимуществ применения калориферов является возможность осуществлять воздухообмен при условии нагрева наружного воздуха в зимнее время.

Вентиляция необходима в промышленности, сельском хозяйстве (особенно с вредными выбросами), в общественных, административных и жилых помещениях. Особенно большое значение калориферы приобретают для вентиляции подземных горных предприятий (и линий метрополитена), вынужденных подогреть воздух в зимнее время для отопления шахтных стволов (подогрева вентиляционного воздуха).

Калориферные установки шахт являются, наряду с подъемами и главными вентиляторами, установками I категории, т.е. такими, от которых зависит жизнь работающих под землей людей и безопасное функционирование элементов подъема. Не говоря уже о производительности горного

предприятия, которая прямым образом зависит от количества и качества подаваемого в шахту воздуха.

К сожалению, в стране исторически сложилась ситуация, что наша промышленность (единственный калориферный завод в г. Костроме) выпускает до сих пор устаревшие, практически неработоспособные для работы от наружного воздуха с отрицательными температурами при расчетных соотношениях «вода-воздух» калориферы. Они не выдерживают нагрузки холодного воздуха и разрушаются при замерзании воды. В крайнем случае, для обеспечения их работоспособности требуется перерасход теплофикационной (циркулирующей) воды в 3-5 раз, что не всегда возможно по условиям котельной

Условиями незамерзаемости калорифера являются (при полной загрузке калорифера):

- 1) температура циркулирующей воды;
- 2) скорость движения воды по трубкам.

Типичный 4-х,6-ти ходовой заводской калорифер имеет в ходу параллельное включение 12-15 трубок. При растекании расчетного количества теплофикационной воды по трубкам скорость потока падает, так как уменьшается количество поступающей воды в каждую трубку.

Учитывая перепад (снижение) температуры воды, протекающей по трубкам, от начала хода к концу ходов и по глубине калорифера, со стороны набегающего потока последнего хода, трубки из-за температурной недостаточности и малой скорости течения перемерзают, разрушаются, выводя весь калорифер из строя. На практике (особенно на шахтах) находят выход из положения увеличением расхода воды или уменьшением количества подаваемого в шахту воздуха со всеми вытекающими последствиями.

Известно, что в себестоимости поставки тепла 30% составляют затраты электро энергии на перекачку воды. А по общим энергозатратам калориферные установки шахт потребляют до 50% энергоресурсов горных предприятий. Кроме того, имея огромный перерасход, теплогенерирующие предприятия не справляются с подготовкой теплоносителя ни по параметрам (температура, перепады давлений), ни по физико-химическому составу, что в итоге приводит к преждевременному выходу из строя теплотрасс, катастрофическому забиванию наносными частицами (в основном продуктами коррозии) трубок калориферов, вызывая неоправданно частую замену. Все это приводит к срывам производства, снижает уровень безопасности и повышает затраты.

В промышленности, сельском хозяйстве, больницах, школах и т.д. также перерасходуют теплофикационную воду и избегают перемерзания калориферов приточных установок, работая на рециркуляцию, чем откровенно ухудшают здоровье людей.

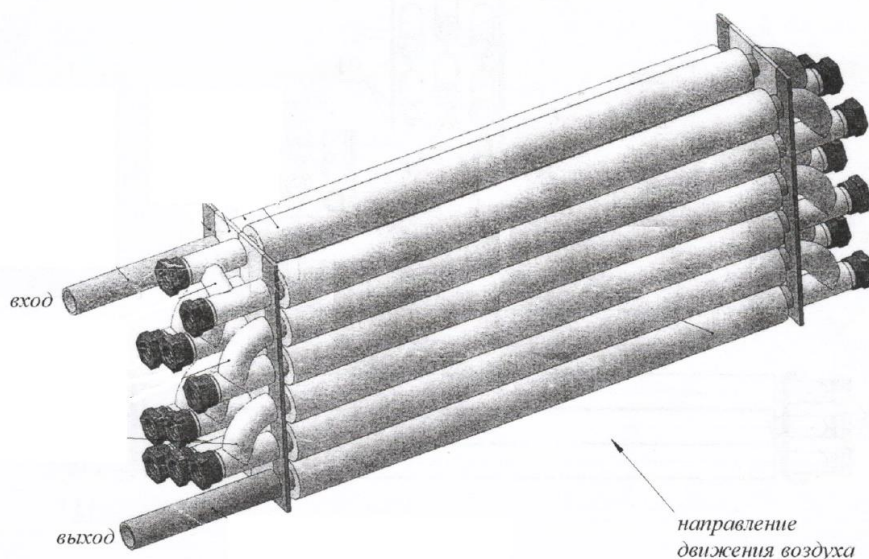


Рис.1. Калорифер новой конструкции

В то же время решение проблемы подготовки вентиляционного воздуха для шахт было найдено и реализовано на ряде шахт Кузбасса еще в 70-е годы (автор и разработчик Шушпанников В.А.), затем через КузПИ (Л.Л.Моисеев) в 80-е годы успешно внедрено на пяти воздухоподающих стволах Норильских рудников [1]. Успех был достигнут за счет водяного калорифера новой конструкции (КНК), обеспечивающего стабильную и эффективную работу от наружного воздуха при расчетных соотношениях «вода-воздух» и значительно превосходящего по своим прочим потребительским качествам импортные аналоги (рис.1).

Кардинальным отличием КНК от заводских калориферов явилось соединение теплообменных трубок последовательно, что соответственно увеличило скорость потока расчетного количества воды и обеспечило незамерзаемость (а стало быть, неразрушаемость) калорифера при экстремальных наружных температурах. (Прототипы - шведский калорифер, теплообменники криогенной техники).

Повышение потребительских качеств новых калориферов в российских условиях было достигнуто установкой на межтрубных переходах ремонтных пробок для возможности периодической чистки внутренних полостей трубки от наносных продуктов коррозии и пр. Ремонтные пробки оснащаются предохранительными мембранами, защищающими трубки от разрушения при аварийных ситуациях (отключение подачи воды, авария котельной и т.д.)

Сравнительные испытания были проведены на стендовой установке, разработанной и смонтированной в Кузбасском технопарке. Установка состоит из двух агрегатов с разными калориферами: заводским и КНК, имеющими:

- одинаковые поверхности нагрева,
- идентичные габаритные размеры и рядность,
- одинаковые аэродинамические сопротивления воздуха и идентичные вентиляторы,
- одинаковые циркуляционные насосы,
- одинаковые температуры воздуха на входе,
- разную обвязку теплообменных трубок,
- подключение к одной теплофикационной сети.

Характеристика установки и результаты испытаний и расчетов приведены в табл. 1,2.

Таблица 1. Техническая характеристика стендовых калориферных установок

№ п/п	Наименование параметра	Заводская установка	Установка КНК
1	Поверхность теплообмена по воздуху, м ²	16	16
2	Теплообменная трубка	Стальная с алюминиевым оребрением d=48 мм	
3	Количество трубок	48	48
4	Количество модулей	1	3
5	Количество ходов в модуле	4	16
6	Количество трубок в ходу	14-12-12-10	1
7	Подключение трубок	параллельное	Последовательно-параллельное
8	Количество рядов	4	4
9	Расположение трубок по воздуху	шахматное	шахматное
10	Габаритные размеры, мм	530x530x170	530x530x170
11	Производительность осевого вентилятора, м ³ /ч	2312	2312
12	Циркуляционный насос	ИРС-25/80	ИРС-25/80
13	Контроль расхода воды	водосчетчик	водосчетчик
14	Контроль температуры	ТРМ-1,2	ТРМ-1,2
15	Контроль давления	Образцовые манометры МО-1,6, МО-4	
16	Снятие гидравлической характеристики	Мерный сосуд 28 л	
17	Контроль расхода воздуха	Термоанемометр	
18	Измерение нагрузки (силы тока) насоса	Токоизмерительные клещи	

Таблица 2. Результаты замеров и расчетов стендовых калориферных установок

№ опыта	Скорость воды в трубках, м/с		Разность температуры воды, °С		Разность температур воздуха, °С		Расход воды через калорифер, л/час		Нагрузка двигателя насоса, А	
	КНК	Заводской	КНК	Заводской	КНК	Заводской	КНК	Заводской	КНК	Заводской
1	0,699	0,15	4,9	2,5	11,3	8,3	1920	1920	0,4	0,4
2	0,699	0,15	4,4	3,5	11,6	9,0	1920	1920	0,4	0,4
3	0,699	0,15	6,0	3,6	9,8	7,7	1920	1920	0,4	0,4
4	0,699	0,15	4,3							
5	0,699	0,15	4,4							
6	0,699	0,15	3,4							

Выводы по стендовым испытаниям:

Скорость движения воды по трубкам у КНК выше в 4,5 раза

Тепло, снятое с КНК больше в 1,59 раз.

Коэффициент теплопередачи КНК больше в 2,3 раза.

На калорифер получен сертификат соответствия № РОСС RU.МГ09.Н00008.

Применение КНК позволило разработать технологию подготовки вентиляционного воздуха для рудников «Норильского Никеля», обеспечивающую высокую эффективность, надежность работы шахтных стволов, и комфортность (температурную) примыкающих к ним надшахтных зданий, башенных копров.

Успешное апробирование КНК для отопления и вентиляции было осуществлено в 90-х годах на анилинокрасочном заводе (г. Кемерово), на свинокомплексе «Юбилейный» (п. Плотниково), камвольно-суконном комбинате (г. Ленинск-Кузнецк), в институте Культуры, в пассажирском автотранспортном предприятии №1 (г. Кемерово) и т.д.

Показатели эффективности КНК.

- Более высокий теплосъем (на 40% выше заводских) за счет:
 - противотока теплоносителей;
 - большой скорости течения воды и, соответственно, турбулизации потока;
 - Незамерзаемость в рабочем режиме даже при перегрузках за счет большой скорости движения воды.
 - Возможность восстановления качества (чистка трубок) при работе на «грязной» воде.
 - Неразрушаемость при перемерзании трубок в аварийных случаях за счет срабатывания предохранительных мембран на пробках для чистки.
 - Легкий монтаж и взаимозаменяемость при эксплуатации.
 - Меньшая потеря тепловой мощности установки при единичном выходе из строя одного калорифера (модуля) из всей сборки (между собой модули соединяются параллельно).
 - Сокращение расхода воды способствует повышению ее качества и снижению затрат электроэнергии на ее перекачку.
 - Уменьшение габаритов и металлоемкости установок.
 - Увеличение срока службы и сохранение стабильности параметров на весь срок службы.
 - Обеспечение нормируемого микроклимата (внутренняя экология закрытых пространств):
 - сокращение проф. заболеваний;
 - повышение работоспособности.
 - Сохранение строительных элементов зданий и сооружений от разрушения мерзлотными явлениями (за счет избыточного давления внутри зданий при приточной вентиляции).
 - Снижение стоимости изготовления за счет:
 - применения новых материалов и технологий при изготовлении (в частности, оребрение алюминиевых трубок методом деформирующего резания и др.);
 - более высокой технологичности производства КНК.
 - Более гибкая шкала типоразмеров (система «под заказ»).
 - Возможность индивидуального расчета по фактическим параметрам сети.
- Внедрение КНК позволило пересмотреть и решить ряд других сопутствующих проблем существующего теплотехнического хозяйства, а именно:

1. Регулирование распределения теплоносителя в разветвленных и сложных сетях и объектах.
2. Эффективное и энергосберегающее использование теплоносителя «пар» в технологии и отоплении.
3. Комплексная автоматизация теплотехнических систем.

В настоящее время имеются все предпосылки для организации серийного производства caloriferов КНК и широкого внедрения их в первую очередь на горных предприятиях и других объектах.

Список литературы:

1. Киселев Ю.Е., Тимошенко Н.Е. Совершенствование тепловых систем подготовки вентиляционного воздуха на рудниках // Управление газодинамическими явлениями в шахтах. Сб. научных трудов ИГД СО РАН. – 1986. – С.114-120.

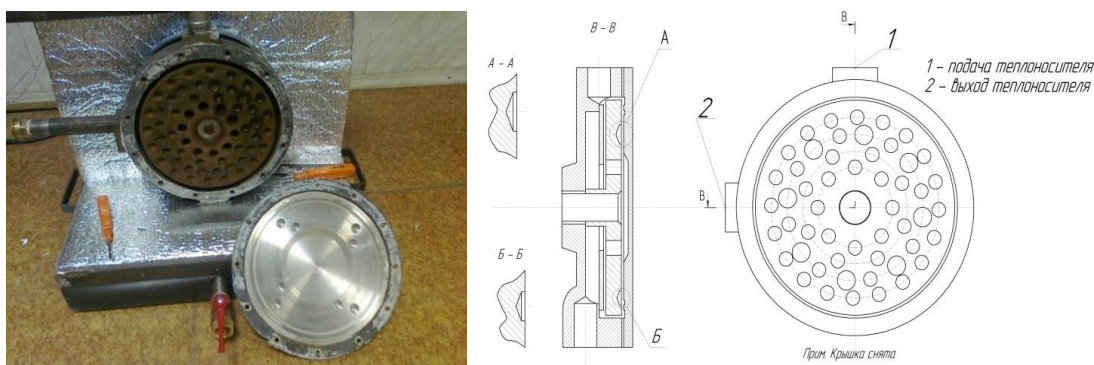
Исследование процессов тепловыделения в дисковом кавитационном теплогенераторе Беспалов В.И., Беспалов В.В., Коротких А.Г., Слюсарский К.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск
slyuskonst@gmail.com

В качестве одного из способов теплоснабжения зданий рассмотрен дисковый теплогенератор, принцип действия которого основан на выделении тепла в жидкости за счет образования и схлопывания кавитационных полостей, перепада давления и сил трения жидкости с диском [1–3].

Исследуемый кавитационный теплогенератор представляет собой диск (рис. 1), насаженный на ротор, который размещен в корпусе между двумя неподвижными дисками (статорами) с зазором.

Для увеличения коэффициента шероховатости диска и числа зарождающихся кавитационных полостей дополнительно в диске высверливаются конические углубления.



а)

б)

Рисунок 1 – Дисковый кавитационный теплогенератор: а) общий вид; б) схема конструкции

Водяной теплоноситель подается в верхний патрубок 1 и распределяется в зазоре между диском и статором. Вал диска жестко закреплен с валом электродвигателя и вращается с заданной окружной скоростью. За счет сил трения жидкости между подвижной и неподвижной поверхностями пластин и схлопывания кавитационных пузырей происходит выделение тепла, что приводит к увеличению температуры теплоносителя в камере теплогенератора, который затем выходит через патрубок 2 и далее поступает к тепловому потребителю.

Схема включения исследуемого дискового теплогенератора приведена на рис. 2. Подающая линия запитана от бытового трубопровода холодной воды. На подающей линии установлен блок учета расхода воды на установку, состоящий из шарового крана 13 и крыльчатого водосчетчика 5. Обратная линия (дренаж) предназначена для утилизации нагретой в теплогенераторе воды, она сливает теплоноситель в хозяйственно-бытовую канализацию. Для контроля изменения температуры теплоносителя по длине трубопровода и повышения точности измерений температуры нагретой воды, на обратной линии установлены два биметаллических

термометра марки БТ 4. Для определения величины рециркуляции жидкости в аппарате на подающей и обратной линиях между переключкой и генератором закреплены термомпары 9, подключаемые к универсальному преобразователю 8 для измерения температуры. Также на трубопроводе после теплогенератора установлен водосчетчик 14, для непосредственного определения расхода теплоносителя через теплогенератор. Теплогенератор оборудован программируемым автоматическим регулятором, действующим по сигналу термомпар и связанный с электродвигателем 2, вариатором числа оборотов электродвигателя и электронным счетчиком электроэнергии 6, смонтированных на контрольно-измерительной панели.

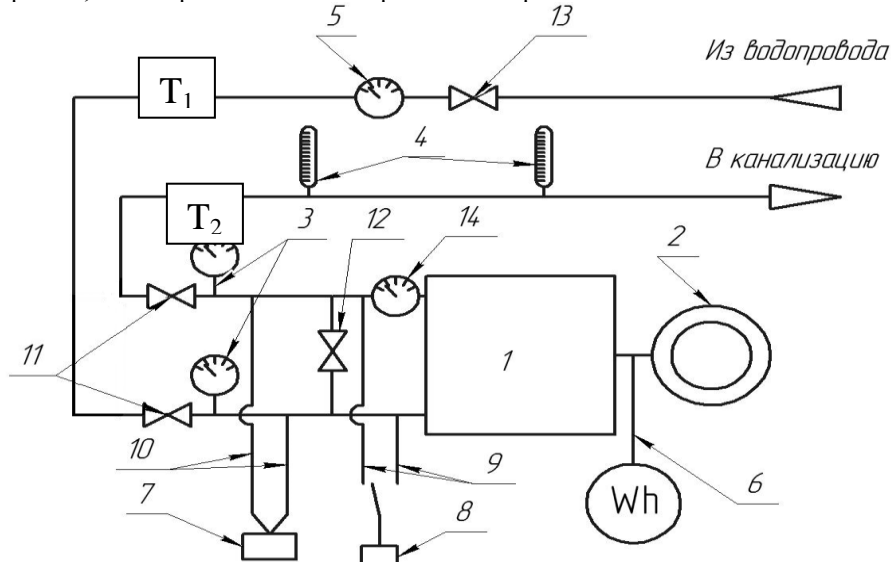


Рисунок 2 – Принципиальная схема установки: 1 – теплогенератор кавитационный; 2 – асинхронный электродвигатель с вариатором; 3 – манометры; 4 – термометры биметаллические; 5 – расходомер крыльчатый; 6 – электронный счетчик электроэнергии; 7 – термопреобразователь сопротивления; 8 - преобразователь универсальный; 9 – термомпары и компенсационные провода; 10 – термометры сопротивления и соединительные провода ТПС; 11 – краны на циркуляционной линии; 12 – кран на переключке; 13 – кран на узле учета расхода воды; 14 – расходомер рециркуляции крыльчатый.

Основные технические характеристики используемого теплогенератора приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные для расчета

Параметр	Обозначение	Единицы измерения	Значение (или диапазон)
Частота вращения вала	ω	с^{-1}	40..50
Характеристики теплоносителя			
Плотность теплоносителя	ρ	кг/м^3	1000 (для воды)
Температура воды	T	К	278..378
Массовый расход теплоносителя	G	кг/с	0..2
Объемный расход теплоносителя	V	$\text{м}^3/\text{с}$	0..0,002
Конструктивные характеристики			
Радиус положения отверстий перетока	R_3	м	0,0412
Радиус ротора	R_2	м	0,11
Осевой зазор	h	м	0,003

Прочие характеристики, такие как количество и расположение отверстий в диске, зависят от конфигурации шероховатости на поверхности ротора. Далее в предлагаемой методике расчета тепловыделений в жидкости эти характеристики приведены в явном виде.

Процесс выделения тепла в жидкости рассматриваемого дискового теплогенератора преимущественно зависит от сил трения между жидкостью и диском, искусственной шероховатости (количества отверстий в статоре и роторе) и гашения перепада давления в зоне рециркуляции.

Расчет тепловыделения в жидкости выполнен с использованием трех уравнений: Закона Ньютона [4]:

$$N_t = k_{mp} \frac{u^3 \cdot (2 \cdot R_2)^2 \cdot \rho}{2}, \text{ Вт,}$$

где u – окружная скорость, м/с; k_{mp} – коэффициент трения, определяемый по

формуле:

$$k_{mp} = 2,5 \cdot 10^{-2} \left(\frac{h}{R_2} \right)^{0,1} \text{Re}_u^{-0,2}, \quad \text{Re}_u = \frac{u \cdot 2h}{\nu}$$

– число Рейнольдса для течения жидкости на поверхности диска, ν – кинематическая вязкость, принята равной $10^{-6}, \text{ м}^2 / \text{с}$.

Формулы Вейсбаха для местных сопротивлений [5]:

$$N_r = \zeta_{\Sigma} \cdot \rho \cdot V \cdot \frac{u^2}{2}, \text{ Вт,}$$

где V – расход в линии рециркуляции, м³/с; ζ_{Σ} – суммарный коэффициент местного сопротивления для всей поверхности диска. Вычислим его, сложив все местные сопротивления, формируемые углублениями по формуле:

$$\zeta_{\Sigma} = \sum \zeta_i;$$

Закона сохранения энергии для линии рециркуляции [6]:

$$N_p = dp \cdot Q, \text{ Вт,}$$

где dp – гасимый в контуре рециркуляции напор теплоносителя, Па.

Для анализа результатов расчета проведено экспериментальное измерение параметров при разных расходах теплоносителя через дисковый кавитационный теплогенератор. Результаты измерения параметров теплоносителя представлены в табл.2. Количество выделившегося тепла при нагреве теплоносителя на Δt равно:

$$Q = G \cdot c_p \cdot \Delta t, \text{ Вт,}$$

где c_p – изобарная массовая теплоемкость воды, $\text{кДж} / \text{кг} \cdot \text{°C}$; Δt – перепад температур между подающей и обратной линией, °C .

Таблица 2 – Измеренные параметры теплоносителя и установки.

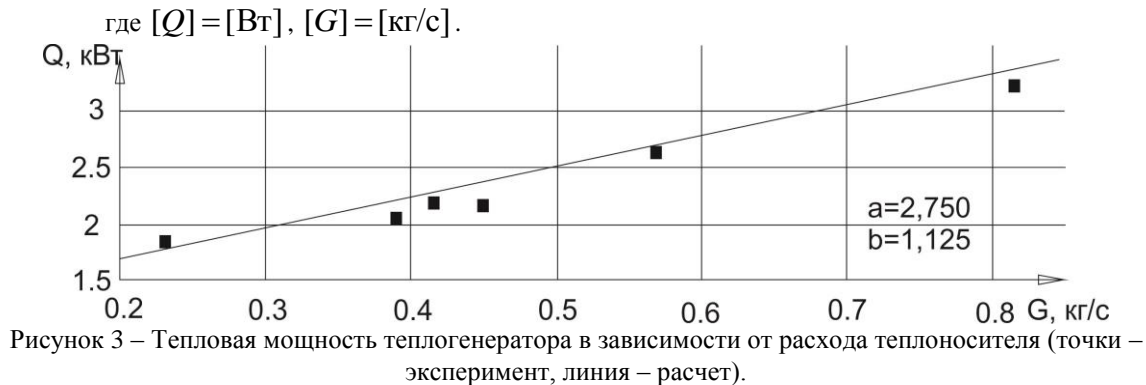
№ опыта	G , кг/с	Q_3 , кВт	Q , кВт	η , %	Кратность циркуляции	Δt , °C
1	0,22	2,28	1,84	80,7	2,415	4,60
2	0,39	2,61	2,07	79,2	4,160	5,20
3	0,41	2,61	2,18	83,6	4,480	5,60
4	0,45	2,52	2,16	85,7	4,839	5,54
5	0,57	3,06	2,63	85,9	6,111	6,75
6	0,81	3,84	3,22	83,9	8,789	8,29

Здесь Q_3 – потребляемая электрическая мощность, кВт; η – КПД теплогенератора, %, определялся по формуле: $\eta = (Q / Q_3) \cdot 100\%$.

Результаты расчета и измеренных значений тепловыделений Q приведены на рис. 3. Относительная погрешность измерения Q (характеризующая отклонение опытных данных) составляет не более 2%.

Аппроксимация опытных данных проводилась методом наименьших квадратов с использованием линейной зависимости:

$$Q = a \cdot G + b, \text{ Вт,}$$



Анализ полученных результатов показал, что с увеличением расхода теплоносителя тепловая мощность теплогенератора возрастает за счет кинетической энергии, энергии, передаваемой теплоносителю статором и ротором (ростом сдвиговых напряжений между жидкостью и поверхностью) и потерь энергии, происходящими при движении жидкости от входного до выходного сечения (роста потерь давления).

Выводы:

Предложена методика расчета тепловыделения в жидкости в кавитационном теплогенераторе. Получены результаты расчета тепловыделения в зависимости от расхода теплоносителя. Отклонение расчетных данных от экспериментальных составляет 9%.

Увеличение G приводит к увеличению Q за счет роста потерь давления и возросших сдвиговых напряжений в зазоре между жидкостью, статором и ротором дискового кавитационного теплогенератора.

Коэффициент полезного действия теплогенератора не превышает 86% и растет по мере роста снимаемой тепловой мощности.

Список литературы:

1. Байков О.В. Вихревые гидравлические машины. М.: Машиностроение, 1981. – 111 с.
2. Материалы сайта ОАО «Тепловые эффективные системы»: <http://www.ecoteplo.ru/>.
3. Роторный насос-теплогенератор. Патент RU 2159901, 2000 г.
4. Турбины тепловых и атомных электрических станций: Учебник для вузов./ А.Г.Костюк, В. В. Фролов, А. Е. Булкин, А. Д. Трухний. – М.: Издательство МЭИ, 2001 – 488 с.
5. Чугаер Р.Р. Гидравлика: Учебник для ВУЗов. – Л.: Энергоиздат, 1982. 672 с.
6. Основы теории и расчета деталей роторного аппарата: Учебное пособие / В.М.Червяков, Ю.В. Воробьев. – Тамбов: Изд-во Тамбовского государственного ун-та, 2008 – 386 с.

Исследование топочных процессов при сжигании природного газа в камерной топке

Гиль А.В., Д.В. Лебедь Д.В

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

ОАО «Дальневосточная генерирующая компания», Россия, г. Владивосток

andgil@tpu.ru

Разработка газовых месторождений Сахалина и развитие системы магистральных газопроводов позволяет перевести котельные агрегаты тепловых электрических станций Дальнего Востока и Приморского края на природный газ. Данный вид ископаемого топлива оказывает минимальное воздействие на окружающую среду и требует значительно меньшее количество операций в процессе его подготовки к сжиганию. К тому же на восточном направлении потребление природного газа невелико по отношению к поставкам газа на запад, что отражается на его ценообразовании и соответственно для рассматриваемого природного газа установлена более низкая цена.

В качестве объекта исследования приняты котельные агрегаты БКЗ-210-140 Владивостокской ТЭЦ-2 которые в настоящее время принято перевести с сжигания местных твердых топлив на природный газ. При этом задача перевода сопровождается возможностью, на основании принятой схемы сжигания природного газа, организовать сжигание угля.

Котел БКЗ-210-140Ф вертикально-водотрубный, однопарабанный, с естественной циркуляцией, П-образной компоновки, с твердым шлакоудалением. Топочная камера объемом 1093 м³ оборудована четырьмя тангенциально установленными прямоточными горелками.

Основные технические характеристики котла БКЗ-210-140Ф: номинальная паропроизводительность 210 т/ч; давление перегретого пара 14 МПа; температура перегретого пара 570 °С; расчетный КПД (брутто) 90,3 %. Проектным топливом является чихезский бурый уголь.

Основные сложности перевода котельных агрегатов подобной конструкции связаны с возможностью оптимального расположения газовых горелок и газопроводов совместно с действующим оборудованием котла с целью достижения полного выгорания топлива и не допущения высоких температурных напряжений на стенах топочной камеры в зоне активного горения топлива.

В данной работе к установке приняты шесть комбинированных пылегазовых горелок с периферийной подачей газа в амбразуру горелки (рис. 1) по схеме треугольником вниз на боковых стенах топки. Поскольку горелки с периферийной подачей газа принципиально лучше, чем с центральной. Так как, в периферии на единицу длины радиуса по сечению горелки приходится большая масса воздуха, чем в центральной части горелки. Поэтому в первую очередь и рекомендуется подавать газ в периферийные слои [1].

Пылепроточная часть горелки выполнена в виде телескопической трубы. Благодаря такому устройству можно втягивать конус - рассекатель и раструб внутрь горелки при работе на газе, предохраняя их от сгорания, и выдвигать их в топку при переходах на сжигание угольной пыли. Передняя часть трубы 1 неподвижная, является направляющей для второй части трубы 2, несущей на конце чугунный раструб 3 и конус 4. Для исключения возможных перекосов и облегчения осевого перемещения подвижная часть трубы опирается на каретку 5 с двумя роликами. При работе котла на пыли подвижная часть трубы 2 выдвигается в топку вращением винта посредством штурвала. Винт, ввинчиваясь в гайку, перемещает при помощи тяги 6 конус и раструб. Чтобы неподвижная часть телескопической трубы не вращалась, к ней приварен палец, который может перемещаться только в осевом направлении в щели, прорезанной в неподвижной части телескопической трубы. Для защиты от угольной пыли в периоды работы на пыли резьба винта заключена в защитное устройство, оканчивающееся сальниковым уплотнением.

Газовая часть горелки состоит из кольцевой камеры 7, приваренной к наружной стороне обечайки воздушного канала 8. В стенке этой обечайки, являющейся стороной газовой камеры, просверлены семь рядов отверстий диаметром 5 мм для выхода газа.

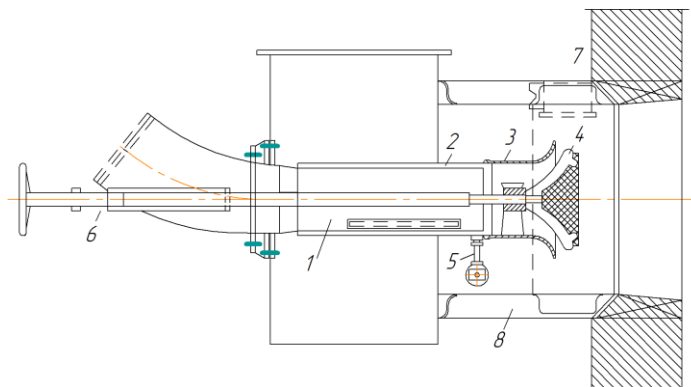


Рис. 1 Комбинированная пылегазовая горелка с периферийной подачей газа в амбразуру горелки (на базе пылеугольной горелки ОРГРЭС-ТКЗ)

В представляемом исследовании использован Эйлерово способ описания аэротермохимических процессов на базе пакета прикладных программ FIRE 3D [2]. Турбулентные характеристики газа рассчитываются с использованием двухпараметрической «к-ε» модели турбулентности. Радиационный теплообмен представляется в рамках P1 приближения метода сферических гармоник, который показывает.

Поставленная задача решалась численно на неравномерных шахматных сетках в декартовой системе координат методом установления. Дискретизация исходных дифференциальных уравнений осуществлялась с помощью метода контрольного объема. Диффузионные потоки на гранях контрольного объема аппроксимировались центральной разностной схемой, имеющей второй порядок точности. Для определения конвективных потоков использовалась схема монотонизированная противопотоковая схема второго порядка Ван Лира.

На рисунке 2 представлены результаты расчета аэродинамической структуры высокотемпературных потоков и распространения горелочных струй в топочном объеме при сжигании газа в комбинированных пылегазовых горелках в вертикальном сечении по продольной оси котла.

Выше уровня расположения горелочных устройств (рис. 2, а) вследствие выгорания топливно-воздушной смеси и повышения объема продуктов сгорания скорость потока топочной среды у фронтальной и тыльной стены возрастает примерно до 10 м/с, что положительно отразится на теплообмене и в дальнейшем на формировании потока в зоне поворота в горизонтальный газопровод. В поворотной области отсутствуют масштабные зоны рециркуляции, которые могли бы негативно отразиться на равномерности теплообмена в данной области.

Зона повышенных температур (активного горения) располагается на высоте от 5–15 м (рис. 2, б), что соответствует уровню расположения горелочных устройств. Непосредственный контакт зоны активного горения со стенами топочной камеры отсутствует, а средний пристенный температурный уровень составляет 1200-1300 К.

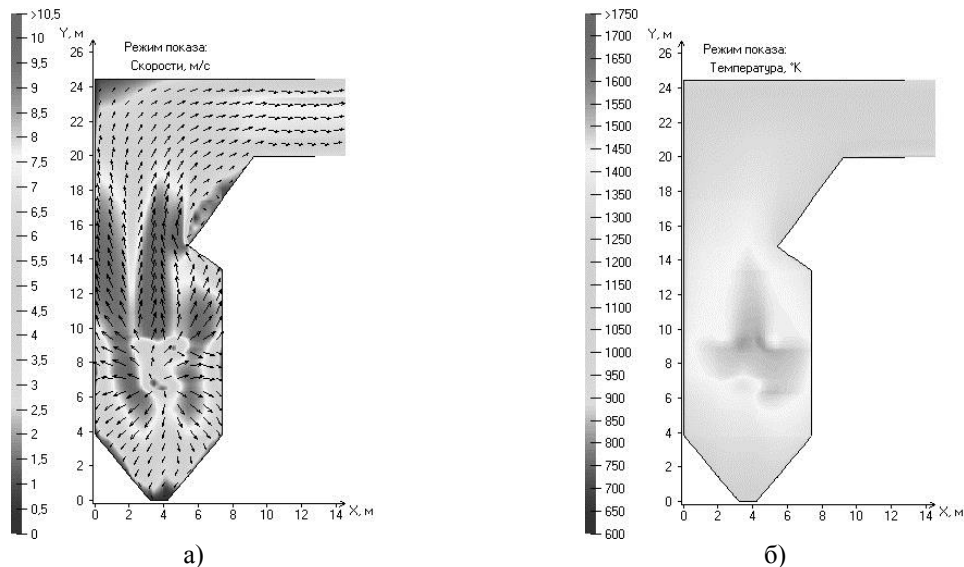


Рис. 2 Результаты численного моделирования топочного объема по продольной оси топки: а) аэродинамическая структура потоков; б) температурные поля

Горелочные струи полноценно распространяются по ширине топочной камеры (рис. 3, а), взаимодействуя в центре топки и, образуя при этом периферийные, относительно факелов, рециркуляционные зоны продуктов сгорания, способствующие воспламенению газозвушной смеси.

Температурные поля на уровне расположения горелочных устройств характерны процессу выгорания газозвушной смеси (рис. 3, б). На выходе из горелочных устройств температуры соответствуют значению температуры горячего воздуха и в дальнейшем температура увеличивается до максимальных значений в процессе окисления горючих веществ.

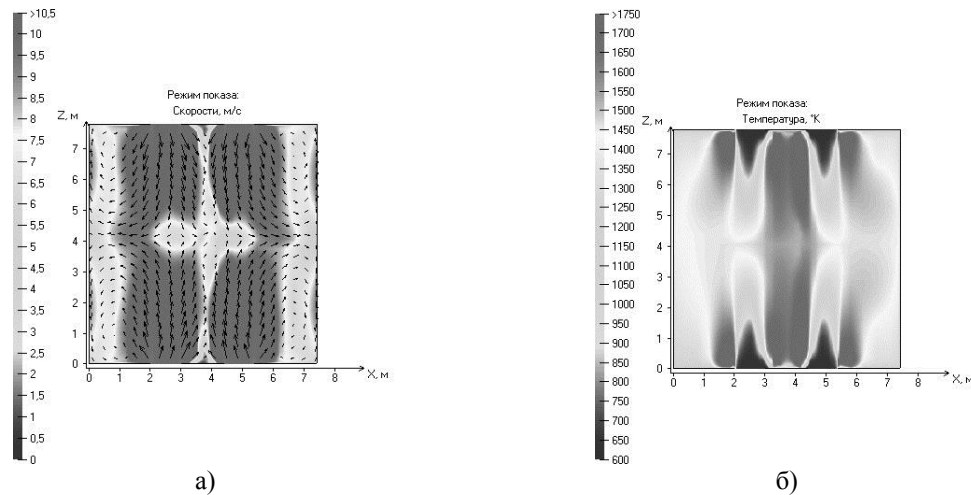


Рис. 3 Результаты численного моделирования топочного объема в горизонтальном сечении по оси горелочных устройств: а) аэродинамическая структура потоков; б) температурные поля

По графику температурного уровня по высоте топочной камеры (рис. 4) можно отметить, что на уровне середины холодной воронки температура составляет около $950\text{ }^{\circ}\text{C}$. В дальнейшем, значение температур увеличивается и достигает максимального ($1260\text{ }^{\circ}\text{C}$) на высоте $9,8\text{ м}$. Затем температуры снижаются и на выходе из топки составляют $1050\text{ }^{\circ}\text{C}$, что согласуется с поверочным расчетом ($1030\text{ }^{\circ}\text{C}$) по нормативному методу теплового расчета котлов [3].

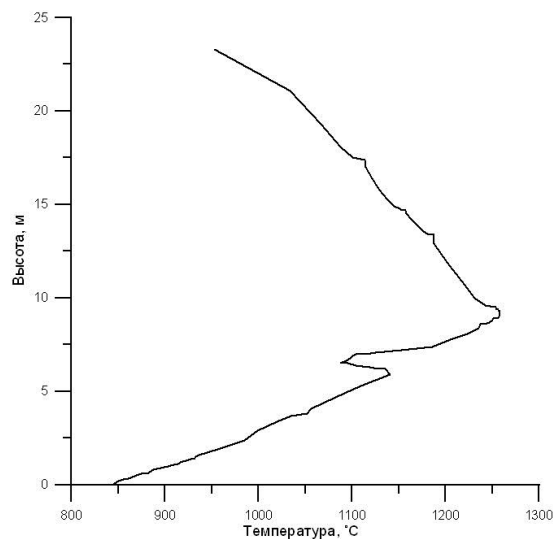


Рис. 4 График изменения средне интегральных значений температур по высоте топочной камеры

В заключение можно отметить, что согласно принятой компоновке горелочных устройств распределение топочной среды характеризуется благоприятными условиями теплообмена с экранными поверхностями нагрева, равномерное распределение температурных полей у стен обеспечивает надежность циркуляции.

1. Список литературы:

1. Иванов Ю.В. Основы расчета и проектирования газовых горелок. – М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1963. – 360 с.
2. Гиль А.В., Старченко А.С. Математическое моделирование физико-химических процессов сжигания углей в камерных топках котельных агрегатов на основе пакета прикладных программ FIRE 3D // Теплофизика и аэромеханика. – 2012. – Т. 19. – № 5. – С. 655–671.
3. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод). – СПб.: Изд-во НПО ЦКТИ, 1998. – 256 с.

Определение экономической эффективности применения энергосберегающего промышленного испарителя сжиженных газов

Рулев А.В., Разманов А.А.

Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А., г. Саратов, Россия

nautech@inbox.ru

Отсутствие надежной информации о ценовой динамике на близлежащую и длительную перспективу, особенно на топливо, тепловую и электрическую энергию, сложность и противоречивость инфляционных процессов, в условиях перехода к устойчивой рыночной экономике, затрудняют применение детерминированных математических моделей, необходимой составляющей которых, является наличие достоверной экономической информации в части стоимостной оценки затрат по системам регазификации сжиженного углеводородного газа (СУГ).

Предлагаемый алгоритм обоснования зон применения конкурирующих вариантов промышленных трубных испарителей (ПТИ) сжиженного углеводородного газа с промежуточной теплопередающей средой (ПТС) получен, согласно основным положениям системного анализа при обосновании теплоэнергетического оборудования [1], для временного интервала $t = 0, 1, 2 \dots T$ в условиях неопределенности конвертирования ценовых факторов [2]. В качестве критерия оптимальности целевой функции, согласно [2,3], принят минимум интегральных затрат в промышленный регазификатор СУГ:

$$Z_i = \sum_{t=1}^T a_t \cdot C_{it} \cdot Q_{in} \cdot \tau / \eta_{it} + \left[\sum_{f=1}^F a_f \left(\sum_{p=1}^{p=P_k} K_{ip} + \sum_{p=P_k}^p J(t=0) \cdot K_{ip,доп} \right) + \sum_{t=1}^T a_t \cdot J(t) \sum_{m=1}^M I_{im} \right] = \min \quad (1)$$

$$at = (1 + E) \cdot t; \quad af = (1 + E) \cdot f; \quad i = \overline{1, I}; \quad p = \overline{1, P}; \quad t = \overline{1, T} \quad (2)$$

где t - расчетный год эксплуатации ПТИ с ПТС; T - срок службы ПТИ с ПТС, лет; принимается равным сроку службы системы энергоснабжения $T_{сл} = 25$ лет; C_{it} - удельная стоимость энергии в пункте отпуска энергоносителя промышленному объекту, руб./МВт·ч; Q_{in} - общее годовое потребление энергоносителя, полезно используемого i -м вариантом ПТИ с ПТС, МВт; τ - число часов работы ПТИ с ПТС в течение года, ч; η_{it} - коэффициент полезного действия ПТИ с ПТС, д.е; f - количество замен p -го элемента в течение срока службы всей системы ПТИ с ПТС, $f = T / t_p$; t_p - срок службы p -го элемента ПТИ с ПТС, год; E - норма дисконта, 1/год; принимается равной 0,12, то есть средней кредитной ставке банка; $J(t=0)$, $J(t)$ - коэффициенты относительного удорожания [2], учитывающие удорожание топливно-энергетических ресурсов при переводе последних на мировые цены и характеризующие неопределенность конвертирования цен, соответственно для года сооружения ПТИ с ПТС при $t = 0$ (2013 г) и для текущего года эксплуатации t ; K_{ip} , $K_{ip, доп}$ - соответственно, основные и дополнительные капиталовложения в изготовление p -го элемента i -го варианта ПТИ с ПТС, руб.; I_{im} - m -й вид эксплуатационных затрат i -го варианта ПТИ с ПТС, руб./год.

Обоснование зон применения конкурирующих вариантов ПТИ с ПТС осуществлялось в детерминированной постановке путем минимизации целевой функции (1) во временной динамике, охватывающей период от начала сооружения (2013 г.) до конца периода эксплуатации (2038 г.) и учитывающей во времени изменение цены на энергоносители, различие в сроках службы отдельных элементов в течение срока службы ПТИ с ПТС.

Для сравнения были отобраны промышленные испарители, обеспечивающие расчетную паропроизводительность G во всем рассматриваемом диапазоне от 32 до 600 кг/ч. Сравнение конкурирующих вариантов осуществляется с учетом их сопоставимости и в первую очередь по назначению.

Предварительно проведенный анализ показал, что в настоящее время в отечественной и зарубежной практике газоснабжения наиболее технически и экономически целесообразны следующие варианты ПТИ с ПТС: 1) на базе огневого испарителя с жидкой промежуточной теплопередающей средой на основе диэтиленгликоля; 2) на базе электрического испарителя с твердотельной промежуточной теплопередающей средой из алюминия.

Экономический эффект от применения варианта 2 по сравнению с вариантом 1 определяется по графику (см. рисунок) как разность детерминированных затрат $Z_{p2} - Z_{p1}$. Так, для электрического регазификатора паропроизводительностью 100 кг/ч (точка 1 на

рисунке) экономический эффект составляет $\Delta = 589$ ТЫС. рублей на один испаритель (разность детерминированных затрат между точками 4 и 5 на рисунке).

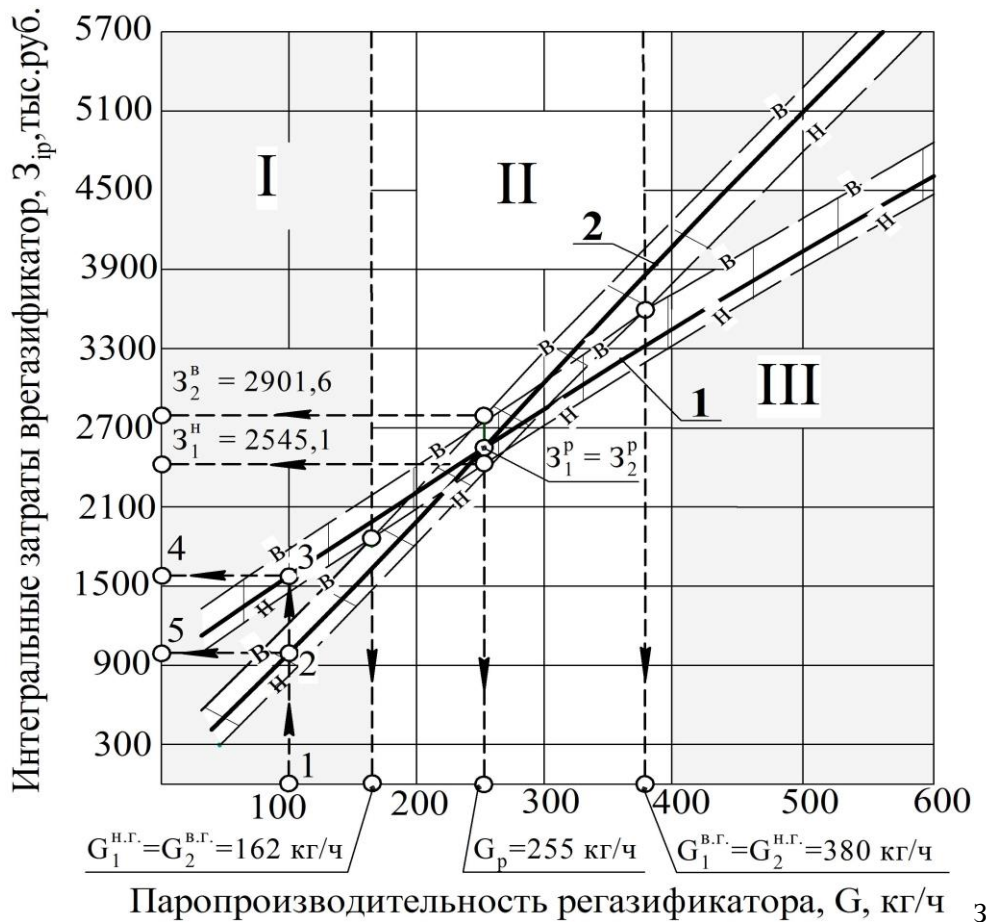


Рис.1. Обоснование границ зон применения конкурирующих вариантов промышленных испарителей СУГ с промежуточной теплопередающей средой

I- зона применения электрического испарителя с твердотельной ПТС; II-зона экономической неопределенности; III- зона применения огневого испарителя с жидкой ПТС.

- 1,2 - конкурирующие варианты;
 - в - - в - - верхняя (в) граница затрат;
 - - н - - н - - нижняя (н) граница затрат.

Таким образом, для промышленных объектов с расчетным расходом газа до 380 кг/ч наиболее экономичным является применение установок искусственной регазификации, оснащенных из условия надежности и безопасности двумя электрическими испарителями с твердотельной промежуточной теплопередающей средой из алюминия паропроизводительностью 200 кг/ч каждый.

Список литературы:

1. Попырин Л.С. Математическое моделирование и оптимизация теплоэнергетических установок/ Л.С. Попырин.– М.: Энергия, 1978. – 416 с.
2. Системные исследования по повышению интенсивности теплообмена регазификаторов сжиженного углеводородного газа: монография/ А.П. Усачев, Шурайц А.Л., А.В. Рулев и др. – Саратов: Саратов. гос. техн. ун-т, 2010. – 244 с.
3. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. Утв. Минэкономки РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ от 21 июня 1999 г. N ВК 477. – М.: Информэлектро, 1999. – 84 с.

Математическое моделирование зажигания водоугольной частицы с учетом пиролиза угольной компоненты топлива

Сыродой С.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск
ssyrodoy@yandex.ru

В связи с Энергетической стратегией развития энергетики России до 2030 гг. планируется возврат к широкомасштабному использованию низкосортных и низкокачественных углей для тепло-электрогенерации [1]. В результате возникают проблемы разработки новых инновационных технологий по переработке и сжиганию такого «грязного» топлива. Одной из них является технология водоугольного топлива.

Однако, несмотря на проведенные теоретические и экспериментальные исследования по зажиганию частицы ВУТ, на сегодняшний день воспламенение остается слабо разработанной проблемой, связанной с построением более строгой математической модели, в полной мере описывающей весь комплекс гетерогенных и гомогенных процессов сопровождающих зажигание частиц ВУТ. Существующие модели зажигания частицы ВУТ, содержат в своей основе ряд существенных допущений, связанных с разделением процесса на отдельные стадии [2-6]. В данной работе был осуществлен поиск более точных параметров зажигания частицы ВУТ с учетом испарения влаги и термического разложения горючей части угольного топлива.

Постановка задачи

Задача зажигания частицы ВУТ решалась в рамках одномерной модели теплопереноса (Рис.1.) исходя из типичных условий топочного пространства энергетического котла.

Предполагается что, в начальный момент времени ($\tau = 0$) частица ВУТ попадает в высокотемпературную среду, интенсифицирующей процесс испарения влаги, фронт которого продвигается вглубь частицы. Испарившаяся влага вследствие перепада давления фильтруется сквозь образовавшийся пористый углеродистый каркас, охлаждая его за счет конвекции и эндотермической реакции ($C + H_2O = CO + H_2 - 118,485M18$). Дальнейший прогрев частицы приводит термическому разложению обезвоженной угольной компоненты топлива с выделением летучих. Продукты термической деструкции и реакции химического взаимодействия водяного пара с углеродом выходят на поверхность, формируя газовую смесь, воспламеняющуюся при достижении критических значений температуры и концентрации. Таким образом, область решения можно условно разделить на две зоны — сухую и влажную (рис.1).

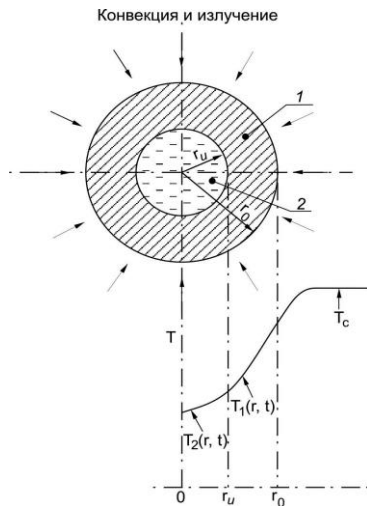


Рис. 1. Схема области решения задачи зажигания частицы ВУТ

Зона сухого остатка фильтруемая водяным паром

Зона исходного топлива

При постановке задачи для упрощения модели принимались следующие допущения:

- Теплофизические свойства топлива не зависят от температуры.
- Тепло к частице подводится совместно конвекцией и излучением.
- В качестве критерия регистрации зажигания являлось установление нулевого температурного градиента на границе системы «частицы ВУТ—высокотемпературная среда».

Математическая модель и методы решения

Система нестационарных дифференциальных уравнений соответствующая вышеизложенной физической модели имеет следующий вид:

$$t > 0, r_{II} < r < r_0, T \geq T_{II} \quad \frac{\partial T_1(r,t)}{\partial t} = a_1 \cdot \left[\frac{\partial^2 T_1(r,t)}{\partial r^2} + \frac{2}{r} \cdot \frac{\partial T_1(r,t)}{\partial r} \right] + \sum Q_{хим} \cdot W - v_p C p_p \cdot \rho_p \frac{\partial T_1(r,t)}{\partial r} \quad (1)$$

$$t > 0, 0 < r < r_{II}, T \leq T_{II}; \quad \frac{\partial T_2(r,t)}{\partial t} = a_2 \left[\frac{\partial^2 T_2(r,t)}{\partial r^2} + \frac{2}{r} \cdot \frac{\partial T_2(r,t)}{\partial r} \right] \quad (2)$$

$$t > 0, r_{\xi} < r < r_0, \quad \frac{\partial \eta_1(r,t)}{\partial t} = (1 - \eta(r,t)) \frac{k_0}{C_{p1}} \cdot \exp\left(-\frac{E}{R \cdot T_1(r,t)}\right) \quad (3)$$

$$t > 0, r_{\xi} < r < r_0, \quad \frac{\partial P_p(r,t)}{\partial t} = \frac{m \cdot \xi \cdot Z}{K_p} \left(\frac{\partial P_p^2(r,t)}{\partial r^2} + \frac{2}{r} \frac{\partial P_p(r,t)}{\partial r} \right) \quad (4)$$

$$t > 0, r_{II} < r < r_0, \quad v_p = -\frac{K_p}{\xi} \frac{\partial P_p}{\partial r} \quad (5)$$

$$\lambda_1 \frac{\partial T_1(r,t)}{\partial r} \Big|_{r=r_u+0} - \lambda_2 \frac{\partial T_2(r,t)}{\partial r} \Big|_{r=r_u-0} = Q_{ucn} \cdot W_{ucn}; \quad T_1(r_u, t) = T_2(r_u, t) = T_u; \quad r = r_{II}$$

Система уравнений (1-5) решалась при следующих замыкающих соотношениях:

$$0 < r < r_0; \quad T(r,0) = T_0; \quad P(r,0) = P_0; \quad \eta(r,0) = \eta_0;$$

$$-\lambda_1 \frac{\partial T_1(r_0,t)}{\partial r} = \alpha \cdot [T_c - T_1(r_0,t)] + \varepsilon \cdot \sigma \cdot [T_c^4 - T_1^4(r_0,t)] + \sum Q_i \cdot W_i \quad (6)$$

$$\frac{\partial T_2(0,t)}{\partial r} = 0 \quad \frac{\partial P(r_{II},t)}{\partial r} = \frac{K_p}{\mu} V_p(r_{II};t) \quad P(r_0;t) = P_{атм} \quad (7)$$

Скорость реакции типа (C + H₂O) по аналогии с [6] из следующего выражения:

$$W = 3.79 \cdot 10^4 \cdot c_i \cdot \rho_p \cdot \exp\left(-\frac{36207}{T_1(r;t)}\right) \quad (8)$$

Скорость пиролиза углеродистого остатка определяется из выражения:

$$W = (1 - \eta(r,t)) \cdot k_0 \cdot \rho_2 \cdot \exp\left(-\frac{E}{R \cdot T_1(r,t)}\right) \quad (9)$$

Для определения скоростей реакций окисления горючих компонентов использовалась Аррениусовская зависимость:

$$W = k_0 \cdot c_i \cdot \rho_3 \cdot \exp\left(-\frac{E}{R \cdot T_1(r,t)}\right) \quad (10)$$

ρ — плотность газообразных компонентов находилась из уравнения состояния:

$$\rho = \frac{P \cdot \mu}{T(r_0;t) \cdot R} \quad (11)$$

Координата границы испарения находилась из решения системы уравнений (1)-(11) по формуле:

$$r_{II} = r_0 - \int v_{ж} \cdot d\tau$$

$$\text{Где: } v_{ж} = \frac{W_{исп}}{\rho_{ж}} - \text{линейная скорость продвижения фронта испарения } \frac{м}{с}.$$

Массовая скорость испарения находилась из выражения [7]:

$$W_{исп} = V_0 \cdot \exp\left(\frac{Q_{исп} \cdot \mu \cdot (T_1 - T_0)}{R \cdot T_0 \cdot T_1}\right)$$

Полученные результаты и их обсуждение

Дадим оценку временам основных стадий сопровождающих воспламенение частицы ВУТ различного форсуночного распыла от 100÷900мкм выполненной из антрацита Листвянского

месторождения [8], сравнив полученные данные при использовании разработанной математической модели и экспериментальные данные, приведенные в изданной литературе [9].

На рис.2. приведены результаты сопоставления характеристик зажигания для системы «частица ВУТ—высокотемпературная среда», полученных из численного решения системы (1-11) и имеющихся экспериментальных данных.

Как можно констатировать отклонение времени задержки зажигания при варьировании диаметра распыла в пределах $700 \div 900 \mu\text{м}$ не выходит за рамки погрешности эксперимента. Однако частиц диаметром $< 700 \mu\text{м}$ отклонения результатов выходят за рамки допустимой погрешности. Таким образом, мы можем констатировать, что представленная математическая модель может использоваться для расчёта временных характеристик зажигания достаточно крупных водоугольных частиц.

На рис.2. показано, что отсутствие учета эндотермических эффектов термического разложения и испарения воды приводит к существенному ускорению зажигания частицы, что в свою очередь приводит к серьёзному искажению результата. Полученные результаты теоритических исследований представленные на рис.2 позволяют сделать вывод о том, что применение для описания процессов теплопереноса во водоугольной частице в типичных условиях топочногo пространства упрощенных моделей испарения воды и термического разложения угольной компоненты топлива может привести к достаточно большим ошибкам в определении характеристик зажигания. Образовавшийся в результате испарения пористый угольный каркас, фильтруемый водяным паром, препятствует продвижению теплового потока, тем самым замедляя процессы испарения и термического разложения, или другими словами существенно затягивает пиролиз угля и достижения высоких температур поверхностью частицы.

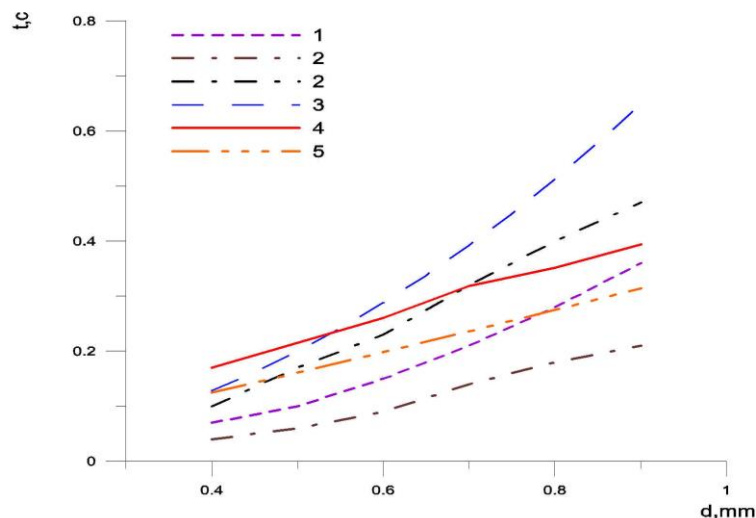


Рис.3. Зависимость времени задержки зажигания частиц от характерного размера распыленных частиц:

- 1 – время задержки зажигания частиц ВУТ, полученное экспериментально в [12];
- 2 – кривые характеризующие предел разброс экспериментальных данных [12].
- 3 – время задержки зажигания, определенное по эмпирическим формулам, приведенным в [12];
- 4 – время задержки зажигания, найденное из численного расчета системы (1-11).
- 5 – время задержки зажигания частицы ВУТ без учета экзотермических эффектов испарения влаги и пиролиза сухой части топлива.

В заключение необходимо отметить, что впервые для описания воспламенения частицы ВУТ была представлена математическая модель, учитывающая фронтальную природу испарения влаги, внутренний теплоперенос, химическое взаимодействие водяных паров с пористым угольным каркасом и так же термическую деструкцию угля.

Список литературы:

1. Саломатов В.В. Состояние и перспективы угольной и ядерной энергетик России // Теплофизика и аэромеханика. – 2009. – Т.16, №4. – С. 531-544.
2. Делягин Г.Н. Вопросы теории воспламенения и горения распыленной водоугольной суспензии //

- В кн.: Кинетика и аэродинамика процессов горения топлива. – М.: Наука, 1969. – С. 111-127.
3. Саломатов В.В, Кравченко И.В. Теоретическое исследование горения капли водоугольного топлива // Горение и плазмохимия: – ч. 1, 2007, вып. 3, с. 178-188; – ч. II, 2007, вып. 3, С. 187-197; – ч. III, 2008, вып. 1, С. 56-59; – ч.IV, 2008, вып. 4, с. 178-187.
 4. Huang Z. et all. Theoretical analysis on CWM drop combustion history // Proc. 8-th Intern. Symp. Coal Slurry Fuels Preparation and Utilization. USA, Orlando. Part 1. – 1986. – p. 343-358.
 5. Matthews K.J., Jones A.R. The effect of coal composition on coal-water slurry combustion and ash deposition characteristics // Proc. 8-th Intern. Symp. Coal Slurry Fuels Preparation and Utilization. USA, Orlando. Part 1. 1986. – p. 388-407.
 6. Гремячкин В.М. О взаимодействие пористой частицы углерода с водяным паром// Химическая физика. Т.26, – №5, – 2007, – С. 26-33.
 7. Френкель Я.И Кинетическая теория жидкости, Л., 1975.
 8. Антрациты Листьянского месторождения – коллект. Монография / под ред. Юдницкого Г.Е. – М.: Недра, 1999. – 207 с.
 9. Бабий, В.И. Воспламенение и горение капель водоугольной суспензии / В.И. Бабий, В.М. Барабаш, А.М. Хидиятов, В.А. Степашина // Мат. 9 Всерос. симп. по горению и взрыву. – Черногловка. – 1989. – С. 56 – 59.

Определение характеристик конструкционных материалов с целью уточнения параметров объектов теплоэнергетики в процессе эксплуатации

Троицкий О.Ю., Медведев В.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

tor_43@mail.ru

atptef@tpu.ru

Изменение характеристик конструкционных материалов в процессе эксплуатации приводит к значительным изменениям тепловых потоков в технологическом оборудовании и трубопроводных системах объектов теплоэнергетики. Наличие эффекта тепловой усталости, приводящего к изменениям значений теплофизических характеристик (ТФХ) конструкционных материалов (в некоторых случаях до двукратного), вызывает необходимость периодического уточнения этих характеристик. Традиционные экспериментальные калориметрические методы определения ТФХ [1] требуют длительного периода подготовки и проведения эксперимента. Для многослойных материалов, к которым можно отнести конструкционные материалы объектов теплоэнергетики с упрочняющими и защитными покрытиями, которые получают все большее распространение, а также для материалов, имеющих высокую теплопроводность и/или малую толщину традиционные методы имеют существенные погрешности определения ТФХ, достигающие 50 % от действительного значения ТФХ.

Для оперативного определения ТФХ конструкционных материалов объектов теплоэнергетики предпочтительно использование импульсного теплового метода. Модификации импульсного теплового метода, а именно, двухсторонний метод, в котором температура измеряется на поверхности, противоположной поверхности, на которую направлен тепловой поток источника импульсного нагрева (лазера или другого источника нагрева) и односторонний импульсный тепловой метод, в котором температура измеряется на той же поверхности, на которую направлен тепловой поток от источника нагрева, позволяют значительно ускорить процесс определения ТФХ и снизить его погрешности. Импульсный тепловой метод позволяет оперативно производить определение ТФХ непосредственно на технологическом объекте. Этот метод позволяет также определять ТФХ многослойных конструкционных материалов.

Основной задачей при определении момента времени начала обработки температурной кривой, характеризующей изменения температуры поверхности исследуемого объекта, является нахождение момента времени начала регуляризации температурного режима, т. е. такого момента времени, после которого определение теплофизических характеристик материала объекта контроля, являющееся решением обратной задачи теплопроводности, сводится к простейшим математическим соотношениям.

Определение ТФХ производится путем измерения длительностей временных интервалов от момента времени окончания импульса нагрева до моментов времени, соответствующих характерным точкам температурной кривой, описывающей изменение температуры поверхности

объекта контроля. После определения соответствующих интервалов времени производится или непосредственный расчет ТФХ, или производятся дополнительные вычисления, в частности, определяется шаг интегрирования температурной кривой, характеризующей изменение температуры поверхности исследуемого объекта после наступления момента регуляризации температурного режима, а затем вычисляются значения теплофизических характеристик. В частности, для помехозащищенного метода «пошагового интегрирования» [2] вычисление значений ТФХ производят по формулам:

$$a = \frac{L^2}{\pi^2 \Delta \tau} \ln \frac{I_2 - I_1}{I_3 - I_2}, \quad \gamma = \frac{Q \Delta \tau (2I_2 - I_1 - I_3)}{L(I_2^2 - I_1 I_3)}, \quad \lambda = a \gamma,$$

где a - коэффициент температуропроводности материала; L - толщина материала; $\Delta \tau$ - шаг интегрирования температурной кривой, $\Delta \tau = 0,1 \Delta t$, $\Delta t = t^* - t_0$; t^* - момент времени начала регуляризации температурного режима; t_0 - момент времени окончания импульса нагрева;

$$I_1 = \int_{t^*}^{t_1} T dt, \quad I_2 = \int_{t_1}^{t_2} T dt, \quad I_3 = \int_{t_2}^{t_3} T dt;$$

T - избыточная температура поверхности материала; γ - объемная теплоемкость материала; Q - количество поглощенной энергии; λ - коэффициент теплопроводности материала.

Для конструкционных материалов с упрочняющими или защитными покрытиями после определения ТФХ покрытий из условия $F_0 \geq 0,25$, $F_0 = a_1 t / L_1^2$, где a_1 - коэффициент температуропроводности материала покрытия, t - интервал времени от момента окончания импульса нагрева до текущего момента времени, L_1 - толщина покрытия, определяется момент времени $t_{12} = 0,25 L_1^2 / a_1$ начала обработки информации об избыточной температуре поверхности материала, необходимой для вычисления с помощью метода «пошагового интегрирования» совместных (эффективных) ТФХ λ_{12} , γ_{12} , a_{12} для покрытий и основных конструкционных материалов. Затем определяют ТФХ основного конструкционного материала по соотношениям:

$$\lambda_2 = \frac{m}{\frac{1}{\lambda_{12}} - \frac{1-m}{\lambda_1}}, \quad \gamma_2 = \frac{\gamma_{12} - (1-m)\gamma_1}{m}, \quad a_2 = \frac{\lambda_2}{\gamma_2};$$

где $m = L_2 / (L_1 + L_2)$, L_2 - толщина основного конструкционного материала.

Моменты времени начала регуляризации температурного режима при использовании одностороннего импульсного теплового метода определяются с помощью метода «скользящей касательной» [3], в котором нахождение момента времени регуляризации температурного режима сводится к нахождению момента времени равенства нулю функции

$$F = T + k \Delta t T^1,$$

где k - постоянный коэффициент, Δt - интервал времени от момента времени окончания импульса нагрева до текущего момента времени, T^1 - первая производная от избыточной температуры поверхности материала по времени.

В случае фронтального мониторинга на участке регуляризации температурного режима решение прямой задачи теплопроводности для исследуемого материала сводится к соотношению

$$T = \frac{Q}{\gamma L} [1 + 2k_1 \exp(-\pi^2 a t / L^2)]$$

где L - толщина материала, k_1 - постоянный коэффициент, определяемый из начальных условий;

а ТФХ материала определяют по формулам:

$$a = -L^2 \frac{\ln F}{\pi^2 \Delta \tau}, \quad \gamma = \frac{Q(1-F)}{LD};$$

где F и D - функционалы, значения которых вычисляют на основании измерений избыточной температуры поверхности материала через интервалы времени $\Delta\tau$ после момента времени начала регуляризации температурного режима.

В процессе эксплуатации неизвестны с достаточной точностью структуры и характеристики конструкционных материалов технологических объектов. Для таких объектов необходимо одновременное определение ТФХ конструкционных материалов и их толщины. Невозможность одновременного определения вышеуказанных величин имеет две причины: теоретическую и экспериментальную. Экспериментальные проблемы тесно связаны с теоретическими, поскольку отсутствуют алгоритмы одновременного определения искомого величин. Теоретические проблемы вызваны тем, что искомые величины входят в состав решения дифференциальных уравнений теплообмена в виде сомножителей и их сложно разделить. Экспериментальные проблемы, которые необходимо решить при наличии готовых алгоритмов, связаны с метрологическими характеристиками инструментальных средств эксперимента, поскольку требуется высокоскоростное измерение температуры поверхности конструкционных материалов.

Предлагаемый подход к решению указанной проблемы, основанный на использовании импульсного теплового метода, заключается в следующем. Для анизотропных материалов с температуропроводностью a аксиальная компонента a_x может быть найдена по формуле [4]:

$$a_x = -\frac{b^2 \ln F}{\Delta\tau\pi^2}, \quad F = \frac{\sum_{k=1}^n T^k \sum_{k=1}^n T^{k-1} - n \sum_{k=1}^n T^k T^{k-1}}{(\sum_{k=1}^n T^{k-1})^2 - n \sum_{k=1}^n (T^{k-1})^2}, \quad (1)$$

где T_k - температура, измеренная в момент времени t_k в центре пятна нагрева; n - число измерений температуры, проведенных в той же точке с шагом по времени $\Delta\tau$; b - толщина слоя исследуемого материала.

Радиальную компоненту a_r определяют с использованием соотношения [5]:

$$a_r = \frac{\frac{T_i^k - T_i^{k-1}}{\Delta t}}{\frac{T_{i+1}^k - T_i^{k-1}}{2r_i \Delta r} + \frac{T_{i+1}^k - 2T_i^k + T_{i-1}^k}{(\Delta r)^2}}. \quad (2)$$

В уравнении (2) T_{ik} представляет собой температуру, измеренную в момент времени t_k на поверхности исследуемого материала в точках $r=r_i$. Временные Δt и пространственные Δr интервалы определяются соотношениями $\Delta t = t_k - t_{k-1} = t_{k+1} - t_k$, $\Delta r = r_{i+1} - r_i$. Сведения о точности рассмотренного способа определения ТФХ представлены в работах [4, 5].

Для однородных изотропных конструкционных материалов $a_x = a_r = a$, что позволяет составить систему из двух уравнений (1, 2) с двумя неизвестными – температуропроводностью a и толщиной материала b . Решая эту систему, определим, в соответствии с соотношением (2), величину $a = a_r$, а также толщину конструкционного материала

$$b = \left(-a \frac{\Delta\tau\pi^2}{\ln F}\right)^{0.5}.$$

Таким образом, поставленная задача может быть решена для однослойных конструкционных материалов и материалов с изоляционными или защитными покрытиями. Появляется также возможность определения толщины и ТФХ покрытий и модифицированных поверхностных слоев различных конструкционных материалов, а также возможность определения расположения дефектов. Результаты определения значений ТФХ предложенным способом могут использоваться в расчетах параметров тепловых потоков на объектах теплоэнергетики и диагностике тепловой усталости конструкционных материалов, что повысит эффективность и надежность технологических объектов. По изменениям значений ТФХ в процессе эксплуатации можно судить о термическом старении конструкционных материалов, упрочняющих и защитных покрытий, а также о плотности дефектов в кристаллических структурах конструкционных материалов.

Список литературы:

1. Платунов Е. С., Буравой С. В., Курепин В. В. Теплофизические измерения и приборы. – Л.:

- Машиностроение, 1986. – 256 с.
2. Троицкий О.Ю. Импульсный тепловой неразрушающий контроль слоистых материалов // Механика композитных материалов. – 1992. - №6. – С. 843 – 847.
 3. Троицкий О.Ю. Новый подход в импульсном методе при исследовании слоистых материалов // Механика композитных материалов. - 1999. - Т. 35, №3. – С. 393 – 400.
 4. O. Yu. Troitsky, H. Reiss. Remote nondestructive monitoring of coatings and materials by the flash technique//High Temperatures - High Pressures. 2000. V. 32. P. 391 - 395.
 5. O. Yu. Troitsky, H. Reiss. A numerical simulation to propose a flash method for in-situ detection of the thermal diffusivity of anisotropic thin film materials// Int.J.Thermophysics. 2009. V. 30. №4. P.1283-1299.

Автоматизация процесса горения попутного нефтяного газа

Хамматова Р.И., Ваньков Ю.В.

*Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение Высшего профессионального образования Казанский государственный энергетический университет,
Россия, г. Казань
rezida91@yandex.ru*

Попутный нефтяной газ является ценным сырьем для энергетики, благодаря своей высокой теплотворной способности, достигающей 62 МДж/м³. Использование нефтяного газа в качестве топлива для выработки электроэнергии и тепла на нефтегазовых месторождениях позволяет не только сократить энергопотребление, но и минимизировать выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Сегодня подобные проекты реализует большинство крупных представителей нефтегазового комплекса, среди которых: Лукойл, ТНК-ВР, Татнефть, Новатек, Газпром и другие. [1]

При утилизации попутного газа в энергоустановках необходимо тщательное отслеживание качества топливного газа. В отличие от природного газа, нефтяной газ характеризуется повышенным содержанием этана, пропан-бутановых и пентановых фракций, присутствуют гексаны, гептаны и более тяжелые углеводороды. Содержание тяжелых углеводородов в попутных газах достигает 20...40 %, иногда 60...80 %. Неуглеводородные компоненты попутного нефтяного газа представлены азотом и углекислым газом с примесью сероводорода и инертных газов, иногда встречается водород.

В связи с этим, обоснованы следующие требования по подготовке попутного нефтяного газа к сжиганию в энергоустановках:

1. Попутный газ перед поступлением в систему подачи газа в энергоустановку должен быть максимально отсепарирован от примесей и обезвожен. Допустимое значение наличия влаги должно быть не более 9 мг/нм.

2. Очистка газа от сероводорода и двуокиси углерода с целью предотвращения их коррозирующего воздействия на оборудование. Содержание соединений серы должно быть не более 0,2 % (по массе).

3. Отбензинивание газа (полное или частичное) должно быть применено для удаления из газа пропан-бутановых и более тяжелых углеводородных компонентов с целью предотвращения образования жидкостных пробок.

4. Каждая фракция газа имеет свою температуру воспламенения, поэтому появляется неустойчивый режим горения газа (детонационный режим), который определяется минимально допустимым метановым числом, могут быть применены различные способы подготовки газа.

Таким образом, в сравнении со стандартной технологией подготовки газа к сжиганию, добавляется операция по удалению тяжелых фракций углеводорода во избежание налипания этих фракций на поверхностях установок с образованием пробок и поддержания оптимальных условий горения топлива. [2]

Сам процесс горения газа в энергоустановках характеризуется высокой температурой и большой скоростью протекания химических реакций. Для начала горения необходим энергетический импульс, чаще всего нагревание горючего. Для газообразного топлива существует такая температура нагрева, при которой газо-воздушная смесь загорается сама без какого-либо внешнего источника воспламенения. [3]

Топливный газ и воздух подаются в камеру сгорания в определенном соотношении. Как недостаток воздуха, так и его избыток снижают КПД энергоустановки. Низкий коэффициент избытка воздуха приводит к дымлению и загрязнению поверхностей нагрева. При высоком коэффициенте избытка воздуха повышаются потери тепла с химическим недожогом и уходящими газами.

В настоящее время в большинстве используемых установках оптимизация режима горения обеспечивается путем поддержания соотношения давления топлива и воздуха в соответствии с режимной картой. При составлении режимных карт допускают наличие значительного избытка воздуха, чтобы ни при каких условиях не допустить возникновения химического недожога. В результате в некоторых режимах количество воздуха превышает оптимальное значение в 1,5...2 раза, что увеличивает расход электроэнергии на его подачу и приводит к необходимости нагрева избыточно подаваемого воздуха, т.е. к дополнительному расходу топлива. [4]

Современные конструкции газовых горелок и свойства газового топлива создают благоприятные условия для автоматизации процессов сжигания газа. Автоматическое регулирование процесса горения повышает надежность и безопасность эксплуатации газоиспользующих агрегатов и обеспечивает их работу в соответствии с наиболее оптимальным режимом.

Рассмотрим применение автоматического регулирования процесса горения газа в котле. При этом обеспечиваются:

- подача топлива в топку в зависимости от нагрузки котла,
- поддержание оптимального соотношения расходов газ-воздух,
- поддержание устойчивого разрежения в топке.

Для обеспечения сбора значений параметров технологических процессов котельный агрегат и его технологическое оборудование должны быть оснащены датчиками, а для управления параметрами – исполнительными устройствами.

Для осуществления анализа значений контролируемых параметров, формирования управляющих воздействий необходимо вычислительное устройство – автоматический регулятор, обеспечивающий сравнение полученных значений параметров.

При работе котлоагрегата основным возмущением является изменение потребления пара. При сбросе нагрузки, например, давление в барабане растет. Давление пара поддерживается в пределах допустимых отклонений, что обуславливается требованиями заданного режима работы. Давление пара отклоняется от расчетного значения во всех случаях небаланса между количествами потребляемого пара и вырабатываемого и регулируется посредством изменения тепловыделения в топке, т.е. главным образом изменением подачи топлива. [3]

Таким образом, роль регулятора нагрузки выполняет регулятор давления пара в барабане котла, воздействующий на изменение подачи топлива.

Схема включает регулирующий прибор, в который поступает сигнал от датчика регулируемой величины. Датчик — первичный прибор, который воспринимает изменение регулируемого параметра и преобразует его в электрический сигнал. Функция регулирующего прибора — принять команду в виде электрического сигнала от задатчика, сравнить ее с электрическим сигналом датчика, усилить имеющуюся разность электрических сигналов и дать команду на включение исполнительного механизма. Исполнительный механизм воздействует на регулирующий орган. Обратная связь улучшает качество регулирования. [5]

Для конкретных условий сжигания топлива имеется определенное значение коэффициента избытка воздуха, соответствующее минимуму потерь теплоты. Соотношение подач топлива и воздуха в топку должно поддерживаться специальным регулятором с высокой точностью, обеспечивающей максимальный КПД котла и минимум потерь теплоты. [4]

Также для нормального протекания топочного режима в верхней части топки котла поддерживается разрежение. Создание устойчивого разрежения в топке должно осуществляться автоматически в пределах от -20 до -30 Па. В противном случае наблюдается выбивание пламени из топки при уменьшении разрежения или присосы холодного воздуха через кладку топки при увеличении разрежения.

При отклонении разрежения от нормы подается сигнал на контроллер, который воздействует на направляющие аппараты дымососов. Значение разрежения в верхней части топки с датчика разрежения поступает на контроллер, где оно сравнивается с заданным значением и где

формируется закон управления. Управляющий сигнал от контроллера поступает на исполнительное устройство, расположенное на трубопроводе дымовых газов. [3]

В целом, автоматизация процессов горения газов энергоустановках приводит к снижению вредных выбросов, сокращению расхода топлива и электроэнергии, а также повышению безопасности и надежности процесса выработки энергии.

Список литературы:

1. Парфенова О.Е., Сердюкова А.А. Энергоэффективные технологии утилизации ПНГ // Экологический вестник России. – 2010. – № 10. – С. 10–15.
2. Ильина М.Н. Требования к подготовке попутного нефтяного газа для малой энергетики // Известия Томского политехнического университета. – 2007. - № 2. – С. 167-171.
3. Волкова П.И., Дмитриева В.В. Разработка комплексной системы регулирования котельного агрегата // Научный вестник Московского государственного горного университета. – 2011. – № 10. – С. 54 – 60.
4. Автоматизация котельных: Обзорная статья // Автоматизация в промышленности. – 2008. – № 3. С. 55–56.
5. Соколов Б. А. Котельные установки и их эксплуатация. – М.: Издательский центр «Академия», 2007. — 432 с.

Состояние и перспективы угольных энергоблоков на суперсверхкритические параметры пара

Цибульский С.А., Галашов Н.Н.

Национальный Исследовательский Томский Политехнический Университет, Россия, г. Томск.

E-mail: s.tzibulsky@yandex.ru, gal@tpu.ru

Под суперсверхкритическими параметрами (ССКП) пара принято понимать параметры – давление выше 24,1 МПа и температура выше 565 оС.

Первый в мире котел на суперсверхкритических параметрах пара 60-ОП паропроизводительностью 12 т/ч был пущен в России на ТЭЦ ВТИ в ноябре 1949 г.

Первая энергоустановка ССКП мощностью 325 МВт на начальные давление и температуру острого пара 35,9 МПа 648 оС начала работать в США на Эддинстоун-1 в 1954 г [1].

Примером достижения научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ по увеличению эффективной работы традиционных энергоустановок, работающих на угле, являются технологии применения суперсверхкритических параметров. Данная технология уже подтвердила высокие показатели надежности и эффективности работы на современной японской мощной пылеугольной электростанции бухты Татибана мощностью 1050 МВт на начальные параметры пара перед турбиной 25 МПа, 600 оС, 610 оС [2].

Состояние российской энергетики на данное время требует внедрения комплексных инвестиционных проектов с целью наращивания энергетических мощностей [3].

Повышение эффективности энергоблоков ТЭС – актуальная задача, которая способна в совокупности решить сразу несколько проблем [4]:

увеличение КПД тепловых станций;

уменьшение загрязняющих выбросов в виде оксидов азота, сернистых соединений и углекислого газа;

активное вовлечение в энергетику твердого топлива запасов которого, в отличие от газообразного, хватит на сотни лет.

В настоящее время в европейских странах, Японии, США и Китае действуют более 40 энергоблоков на суперсверхкритические параметры пара, сжигающих угольное топливо. В период до 2015 года в этих странах планируется ввести в эксплуатацию более 50 тепловых энергоагрегатов на угольном топливе мощностью 500 – 1100 МВт [4].

Основным направлением отечественного развития перспективных угольных энергоблоков ССКП является внедрение и освоение унифицированных энергоблоков мощностью 660 МВт с начальными параметрами пара: $t_0=600$ оС и $p_0=30$ МПа. Паровой котел разработан ОАО «ЭМАльянс» и ОАО «ВТИ», паровая турбина спроектирована и построена ОАО «Силовые машины». Предполагается достичь экономических показателей блока ССКП: КПД котла до 94 %, КПД турбоустановки на уровне 48 % и КПД блока в итоге до 45 % [5].

Замещение существующих угольных энергоблоков, выработавших свой проектный ресурс, на энергоблоки ССКП технически возможно, экономически и экологически целесообразно, так как обеспечивает:

- максимальное увеличение термодинамического КПД до 15 % (абс);
- сокращение удельного расхода топлива на выработку электроэнергии на 10–20 % (отн);
- снижение концентрации CO₂ в дымовых газах на 90–120 г/кВт·ч;
- максимальное использование инфраструктуры действующей ТЭС с экономией на 30–40 % капитальных затрат и сокращением на 2–3 года срока сооружения по сравнению с сооружением энергоблока на сверхкритические параметры.

В [5] показано, что в России в качестве приоритетного развития энергетики в ближайшем будущем предлагается внедрять унифицированные блоки на суперсверхкритические параметры пара перед турбиной мощностью 330 и 660 МВт (30 МПа, 600 оС). Уже на начальном этапе реализации программы использования ССКП и унификации оборудования можно получить: удельное потребление топлива на выработку электроэнергии ниже на 20 %; снижение себестоимости отпускаемой электроэнергии на 15 %; сокращение выбросов парниковых газов в атмосферу на 20–30 % ниже существующего; соответствие современным требованиям выбросов вредных веществ в окружающую среду.

Центральной проблемой разработки энергоблоков ССКП явилось создание металлов с необходимыми характеристиками работы в экстремальных условиях: длительной прочности, трещиностойкости и малоциклового усталости [6].

Для этого в первую очередь было разработано и освоено производство нового класса жаропрочных материалов, в частности, для таких ответственных высокотемпературных и высоконагруженных элементов оборудования, как роторы паровых турбин, паропроводы, пароперегреватели и коллекторы котельного оборудования.

Конструкционные материалы для этих элементов должны соответствовать следующим требованиям:

- необходимая длительная прочность за ресурс 200 тыс. ч при рабочей температуре 600 оС и выше;
- высокая длительная пластичность;
- оптимальное значение критической температуры хрупкости;
- сохранение высокого уровня пластичности и вязкости материала в течение всего эксплуатационного периода;
- удовлетворительная сопротивляемость коррозионному воздействию высокотемпературной паровой среды, продуктов сгорания топлива (для поверхностей нагрева);
- высокая технологичность в условиях металлургического и машиностроительного передела (при выплавке, ковке, горячей деформации, сварке и термообработке).

При разработке новых материалов применен метод многокомпонентного легирования, который дал возможность получать высокие жаропрочные свойства при минимальном содержании дорогих и дефицитных легирующих элементов. По этому методу разработаны зарубежные и отечественные стали, применяемые для оборудования блоков ССКП: X10CrMoVNb (P-91), 10X9MФБ (Ди 82), X11CrMoWVNb (E-911), X10CrMoWVNbN (P-92) и др.

Разработанные и внедряемые сегодня в зарубежной и отечественной энергетике современные высокожаропрочные хромистые стали мартенситного (мартенситно-ферритного) класса, изготовленные с использованием специальных технологий выплавки, деформации и термической обработки, должны обеспечить следующий уровень требований, предъявляемых к материалу ротора [4]:

- длительная прочность не менее 70–100 МПа при температуре 600–620 оС и ресурсе 100 тыс. ч;
- длительная пластичность не менее 10 %;
- вязкость разрушения не менее 70 МПа·м²;
- критическая температура хрупкости не выше 20–40 оС.

С повышением параметров пара помимо технических проблем большое значение приобретает экономический аспект: стоимость элементов конструкций из жаропрочных никелевых сплавов возрастает с повышением жаропрочности экспоненциально и более чем в 10 раз превышает стоимость хромомолибденовых сталей, применяемых на современных котлах с ССКП [7].

Перспективой повышения потенциала рабочей среды в проточной части турбины на энергоблоках ССКП может быть использование второй ступени промперегрева, которая может уменьшить влажность на выхлопе от 15 % до 5 % и капельно-ударный износ рабочих лопаток последних ступеней ЦНД. Такая схема пароводяного цикла на суперсверхкритическое давление с двумя промперегревами реализована на энергоблоке мощностью 375 МВт Nordjylland в Дании. В схеме энергоблока используются также 10 ступеней регенеративного подогрева основного конденсата и питательной воды, которая позволяет нагреть питательную воду до температуры 300 оС. Такая компоновка схемы позволяет достичь КПД до 47 % [8].

Большую роль в повышении экономичности энергоблоков ССКП имеет совершенствование основного и вспомогательного оборудования, в первую очередь, турбин, котлов и насосов.

Так на немецкой ТЭС (г. Боксберг) мощностью 907 МВт были достигнуты рекордные внутренние относительные КПД турбины: ЦВД – 94,2% и ЦСД – 96,1%. Российским заводом ЛМЗ изготавливается турбины, разработанные ОАО «Силловые машины», мощностью 330 и 660 МВт с однопоточным ЦСД [6]. Относительные внутренние КПД ЦВД, ЦСД, ЦНД турбины мощностью 660 МВт находятся на уровне 93%, 94,5%, 88%. Положительный опыт в эксплуатации паровой турбины ЛМЗ К-330-240-2, работающей на ССКП имеет энергоблок №3 Каширской ГРЭС [9]. Предлагается к разработке вариант турбины К-900-30 с одним или двумя четырехступенчатыми ЦНД [10].

При разработке паровых котлов нового поколения большое внимание уделено эффективным способам сжигания угля, так предлагается широкое использование сжигание в циркулирующем кипящем слое (ЦКС), применение газификации угля.

На блоке мощностью 660 МВт по [5] предлагается использовать паровой котел башенной компоновки с системой селективного каталитического восстановления (СКВ), номинальной паропроизводительностью 1750 т/ч. Расчетный КПД котла находится в районе 94,5%. Номинальные параметры пара 29,4 МПа и 610/620 оС. На Каширской ГРЭС применяется двухкорпусный прямоточный паровой котел П-50Р – Пп-1050-25-545 с системой конверсии газов в жидкость (КГЖ), производительностью 1050 т/ч с начальными давлением и температурой пара 25 МПа и 545 оС, принятый в эксплуатацию еще в 1968 году, разработанный ОАО «ЗиО-Подольск» [10].

Для повышения давления до требуемого значения на мощных блоках ССКП разрабатываются насосы нового поколения [11]. Предлагаются инновационные идеи по созданию и совершенствованию конструкций современных питательных и бустерных насосов. В [12] представлена концепция и описание конструкции нового модернизированного питательного турбонасоса ПТН 1150-340-М для применения на блоке 330 МВт.

Перспективным является применение для привода питательных насосов (ПН) газотурбинных двигателей (ГТД) [13, 14], которые достигли эффективного КПД 35–40 %. При этом использование теплоты их уходящих газов в котле или для нагрева питательной воды позволяет увеличить коэффициент использования тепла до 85 %. Кроме того, большой коэффициент избытка воздуха в уходящих газах ГТД позволяет разгрузить на 25–30 % дутьевые вентиляторы. В результате применение ГТД для привода ПН вместо электродвигателей позволяет на 3–3,5 % сократить затраты электроэнергии на собственные нужды энергоблока ССКП, а – вместо парового турбопривода ПН на 2,5–3 % увеличить отпуск электроэнергии. При отсутствии природного газа на ТЭС для привода ГТД потребуется установка газификации угля.

Также перспективным направлением является применение бинарного цикла [15]. При этом верхний цикл работает на водяном паре, а нижний – на низкокипящем веществе (НКВ). Применение НКВ позволяет понизить температуру отвода тепла в конденсаторе и в результате повысить термический КПД цикла, а также существенно уменьшить габариты работающей на НКВ части турбины и конденсатора и отказаться от системы отсоса воздуха из конденсатора.

Список литературы:

1. Ильин Е.Т., Тишин С.Г. Опыт использования суперсверхкритических параметров пара. // Перспективные технологии и энергоустановки для производства тепловой и электрической энергии: URL: <http://nst.e-apbe.ru/book/6.1.4.pdf> (дата обращения 12.11.2013).
2. Мураяма Х., Секита М. Опыт эксплуатации электростанций, работающих при сверхкритических параметрах, и опыт применения других передовых технологий. // Энергохозяйство за рубежом. – 2003, – №10. – С. 58–68.
3. Русских Е.Е., Ноздренко Г.В. Определение эффективности строительства новых генерирующих

- мощностей на базе ЦКС – технологий. // Проблемы теплоэнергетики. – 2007, – № 9. – С. 10–19.
4. Дуб А.В., Скоробогатых В.Н. Материаловедческая и технологическая база для создания перспективного теплового энергооборудования. // Теплоэнергетика. – 2012, – №4. – С. 7–13.
 5. Тумановский А.Г., Алтухов М.Ю., Шварц А.Л. Разработка пылеугольного энергоблока на суперкритические параметры пара мощностью 660 МВт. // Электрические станции. – 2010. – №1. – С. 18–27.
 6. Трухний А.Д. Новый энергоблок на суперсверхкритические параметры пара. // Теплоэнергетика. – 1998 – №5. – С. 61–72.
 7. Рогалев Н.Д., Голодницкий А.Э., Тумановский А.Г. Состояние разработок в области создания угольных паротурбинных электростанций с параметрами пара, превышающими 30,5 МПа и 700 оС. // Электрические станции. – 2013. – №3. – С. 12 – 21.
 8. Ковецкий В.М., Ковецкая М.М. Повышение энергоэффективности угольных энергоблоков и уменьшение выбросов CO₂. // Тепловая энергетика. – 2009. – №8. – С. 21–25.
 9. Торхунов С.Ф., Шварц А.Л., Авруцкий Г.Д. Освоение и эксплуатация блока №3 Каширской ГРЭС. // Электрические станции. – 2012. – №6. – С.13–21.
 10. Хоменок Л.А., Моисеева Л.Н., Бреус В.И., Пичугин И.И. Конструктивные решения по основному и вспомогательному оборудованию для перспективных угольных энергоблоков. // Теплоэнергетика. – 2012. – №6. – С. 3–6.
 11. Моргунов Г.М. Разработка насосов нового поколения питательной системы мощных энергоблоков. // Теплоэнергетика. – 2013. – №2. С. 42–53.
 12. Демьянов В.А. Пылев И.М., Ильин С.Я., Александров В.А. Разработка на ЛМЗ модернизированных питательных насосов для крупных блоков ТЭС. // Вестник Южно-Уральского государственного университета. – 2005. – №1 (41). – С. 47–57.
 13. Галашов Н.Н. Эффективность замены парового турбопривода механизмов собственных нужд энергоблоков ТЭС газотурбинным приводом. // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Том 321. – № 4. – С. 7–11.
 14. Галашов Н.Н. Эффективность использования газотурбинных двигателей для привода механизмов собственных нужд ТЭС. // Электрические станции. – 2013. – №2. – С. 32–35.
 15. Канаев А.А., Копп И.З. Неводяные пары в энергомашиностроении. – Л.: Машиностроение, 1973. – 216 с.

Повышение эффективности систем вентиляции с теплоутилизационными установками

Степанова А.А., Таркаева А.Д., Цынаева А.А.

*Самарский государственный архитектурно-строительный университет, Россия, г. Самара
tarkaeva93@mail.ru*

На современном этапе развития экономики все чаще поднимается вопрос об энергоэффективности [1]. В системах вентиляции и кондиционирования этот вопрос так же актуален. Посредством вытяжной системы вентиляции удаляется воздух из здания. Как правило, температура удаляемого воздуха намного больше, чем температура воздуха из окружающей среды. Т.е. энергия затрачивается на нагрев приточного воздуха, поступающего в помещение, а затем выбрасывается в атмосферу вместе с удаляемым вытяжным воздухом.

Для возврата и полезного использования этой энергии существует несколько способов. Например, устройство системы вентиляции с рециркуляцией. Однако такие системы возможны только в зданиях, где нет значительного выделения вредных веществ. Это связано с достаточно большими затратами на очистку вытяжного воздуха перед смешением с наружным [2].

В качестве другого метода утилизации тепла в вентиляции может использоваться рекуперация [2,3].

В настоящее время к наиболее распространенным теплообменникам можно отнести: роторные, пластинчатые, рекуператоры с промежуточным теплоносителем, камерные рекуператоры, установки с тепловыми трубами [4].

Для систем вентиляции наиболее эффективными оказываются роторные теплообменники (рис. 1), которые включают в себя камеру, ротор, выполняемый, как правило, из алюминия [6].

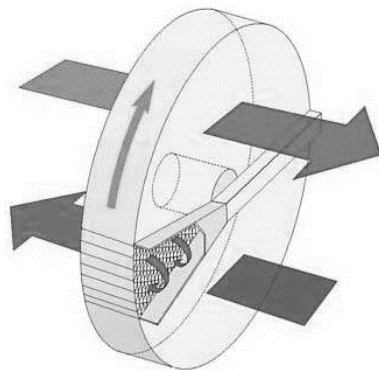


Рис. 1. Принцип работы роторного рекуператора

Роторный теплообменник с развитой поверхностью теплообмена, структура которой представлена на рис. 2, приводится в движение мотором-редуктором с возможностью реализации частотного регулирования. Сам роторный теплообменник представляет собой цилиндр, внутри которого располагаются слои гофрированной алюминиевой фольги, чередующиеся со слоем гладкой фольги [7]. Своеобразные каналы, по которым проходит воздух, могут быть различной геометрии, что зависит от высоты волны алюминиевой фольги (рис. 3). Роторный теплообменник является противоточным теплообменником. Между встречными потоками воздуха происходит теплообмен по регенеративному принципу. Вытяжной воздух, проходя через сектор роторного теплообменника, отдает тепло сектору насадки (слоям алюминиевой фольги). При вращении вала роторного теплообменника нагретый сектор насадки попадает во встречный поток наружного воздуха. При взаимодействии с которым, этот сектор насадки роторного теплообменника охлаждается, отдавая свое тепло воздуху, поступающему в помещение.

Чем мельче каналы (рис. 2), тем больше площадь поверхности теплообмена, а, значит, выше значение передаваемого теплового потока от удаляемого воздуха к приточному. Однако, при этом происходит значительный рост гидравлического сопротивления устройства.

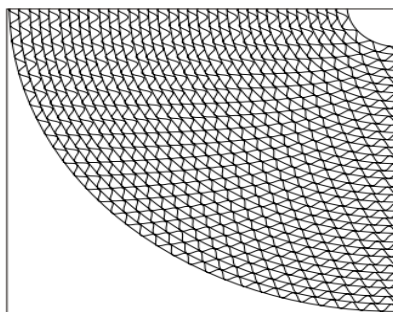


Рис. 2. Геометрическая структура насадки роторного теплообменника

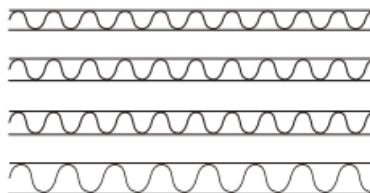


Рис. 3. Волны фольги

Высота волн (рис. 3) зависит от условий использования роторного теплообменника, определяется в зависимости от загрязненности удаляемого из помещений воздуха и уровня температур вытяжного и приточного воздуха.

В настоящее время предполагается проведение исследования, цель которых заключается в повышении эффективности систем вентиляции и установок для них.

Для повышения эффективности роторных теплообменников в системах вентиляции предлагается выполнять поверхность алюминиевой насадки с лунками овально удлиненного

профиля [5]. В результате исследований [5] обнаружено, что при определенных параметрах воздуха и геометрических размеров углублений сопротивление облуненной поверхности может быть таким же, как сопротивление гладкой поверхности. Нашей исследовательской группой в дальнейшем предполагается проведение экспериментальных и численных исследований характеристик гидравлического сопротивления и теплообмена облуненной поверхности для параметров, реализуемых в системах вентиляции общественных и промышленных зданий.

Список литературы:

1. Федеральный закон от 23.11.2009 N 261-ФЗ (ред. от 02.07.2013) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_148960/
2. Каменев П.Н., Тертичник Е.И. Вентиляция. – М.: Изд. АСВ, 2008. – 624 с.
3. Назмеев Ю.Г., Лавыгин В.М. Теплообменные аппараты ТЭС: Учеб. пособие для ВУЗов. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.
4. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. – 9-е изд., стереот. – М.: Изд. МЭИ, 2010. – 472 с.
5. Титов А. А. Экспериментальное исследование влияния поверхностных углублений на теплообмен и сопротивление в потоке сжимаемого газа // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – М.: Изд. ОИВТ РАН, 2010. – 20 с.
6. <http://nrgsaver.ru/vse-o-teplovyh-nasosah/rekuperacija-tepla.html>
7. <http://www.c-o-k.ru>

Повышение коэффициента использования топлива котельными установками за счет снижения потерь с уходящими газами

Тарабрина О.М., Цынаева А.А.

Самарский государственный архитектурно-строительный университет, Россия, г. Самара
olechka.1692.92@mail.ru

В настоящее время температура уходящих дымовых газов за котельным агрегатом обуславливается следующими факторами: необходимостью увеличения естественной тяги для предотвращения конденсации водяных паров, негативно отражающейся величине напора дымососа и резерве работы оборудования. Эту температура принимают порядка 120...130 °С при сжигании природного газа [1]. При этом теплота уходящих газов и скрытая теплота парообразования (конденсации) водяных паров может быть полезно использована за счет метода глубокой утилизации теплоты уходящих дымовых газов. Такой метод позволяет увеличить КПД котельной установки на 2... 7% [1,3].

Данная тема является актуальной, так как большое количество тепла выбрасывается в атмосферу с уходящими с дымовыми газами. Для снижения теплового загрязнения окружающей среды предлагаются различные решения, позволяющие полезно использовать эту теплоту. В работе предлагается рассмотреть ряд подобных разработок, проанализировать их работу, сравнить возможности, выявить преимущества и недостатки.

Метод глубокого охлаждения дымовых газов с использованием контактных теплоутилизаторов-экономайзеров получил значительное распространение [1,2].

Принцип действия таких экономайзеров (рис. 1) заключается в следующем: холодная вода, подаваемая в экономайзер, охлаждает уходящие от котлов дымовые газы, проходя через слой пассивной насадки [1], стекая по ней в виде тонкой пленки. На поверхности пленки происходит теплообмен между холодной водой и горячими дымовыми газами. В нижней части экономайзера скапливается нагретая вода, и направляется на производственные нужды, а охлажденные дымовые газы отводятся из верхней части экономайзера.

Рассматриваемый теплоутилизатор-экономайзер обладает достаточно высокой тепловой эффективностью, однако имеет и свои особенности. Одна из основных особенностей, заключается в том, что качество нагретой воды не соответствует требованиям ГОСТ 51232 – 98 к питьевой воде. Так, как вода в процессе контактного подогрева в теплоутилизаторе насыщается различными соединениями (в том числе, токсичными), входящими в состав дымовых газов. В этой связи, такую воду можно использовать исключительно на производственные нужды (на собственные нужды котельной, на нужды промышленных предприятий).

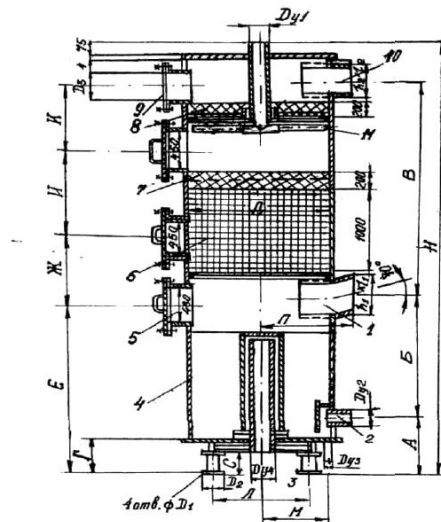


Рис. 1. Схема блочного контактного экономайзера: 1 – входной патрубок горячих газов; 2 – штуцер для отвода горячей воды; 3 – переливной патрубок; 4 – корпус; 5 – люк; 6 – слой кольцевых насадок; 7 – слой кольцевых насадок, загруженных навалом; 8 – капле улавливающий насадочный слой; 9 – люк; 10 – патрубок для отвода охлажденных газов; 11 – водораспределитель

В настоящее время получают распространение когенерационные системы (рис.2) на основе паровой котельной установки [4] с использованием теплоты уходящих газов.

Рассматриваемая система (рис.2) предназначена для одновременной выработки электроэнергии и тепла. Принцип действия системы заключается в том, что вырабатываемый пар из котла, под высоким давлением проходит через паровую турбину, где за счет вращения лопаток турбины производится механическая энергия, преобразуемая в электрическую электрогенератором.

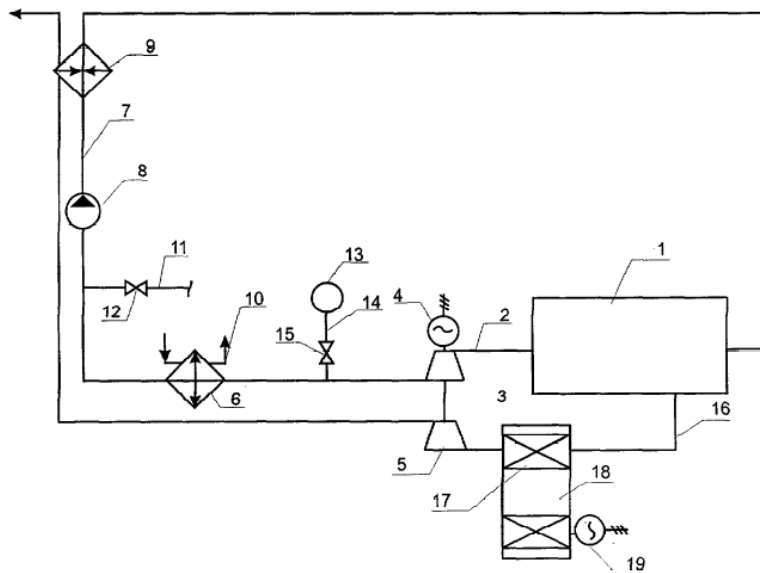


Рис. 2. Схема когенерационной системы: 1 – паровой котел; 2 – линия пара; 3 – турбина; 4 – электрогенератор; 5 – компрессор уходящих дымовых газов; 6 – конденсатор пара; 7 – линия конденсата; 8 – циркуляционный насос; 9 – теплообменник – подогреватель; 10 – система внешнего теплоснабжения; 11 – регулирующий вентиль; 12 – регулировочный вентиль; 13 – потребитель пара; 14 – линия; 15 – регулирующий вентиль; 16 – дымоход; 17 – нагреватель; 18 – Двигатель Стирлинга; 19 – электрогенератор

Отличительная особенность установки заключается в следующем: энергия дымовых газов на выходе из котла используется для работы двигателя Стерлинга, а энергия пара, срабатываемая в турбине, расходуется на работу привода компрессора для сжатия удаляемых дымовых газов после двигателя Стерлинга. Таким образом, параметры уходящих дымовых газов увеличиваются (давление и температура). После компрессора дымовые газы направляются в теплообменник-подогреватель, в котором за счет теплообмена с уходящими дымовыми газами происходит нагрев подпиточной воды и конденсата.

Такая система имеет ряд преимуществ: автономность; достаточно высокая эффективность использования топлива; снижение затрат на передачу электрической энергии; размещение непосредственно у потребителя.

Основные недостатки системы (рис. 2) заключаются в ограничении мощности, наличии установок с вращающимися элементами с высокой величиной износа, необходимость привлечения высококвалифицированного персонала для обслуживания установки (рис. 2). Путем решения проблемы ограниченной мощности может служить установка нескольких когенерационных установок, в том числе резервных установок, которые будут обеспечивать бесперебойную и надежную работу системы. Остальные недостатки могут быть скомпенсированы преимуществами таких когенерационных систем.

На (рис.3) представлена котельная установка [3], используемая для теплоснабжения предприятий, за счет установленной системы газолучистого отопления с излучающими панелями. В данной установке осуществляется утилизация теплоты уходящих дымовых газов.

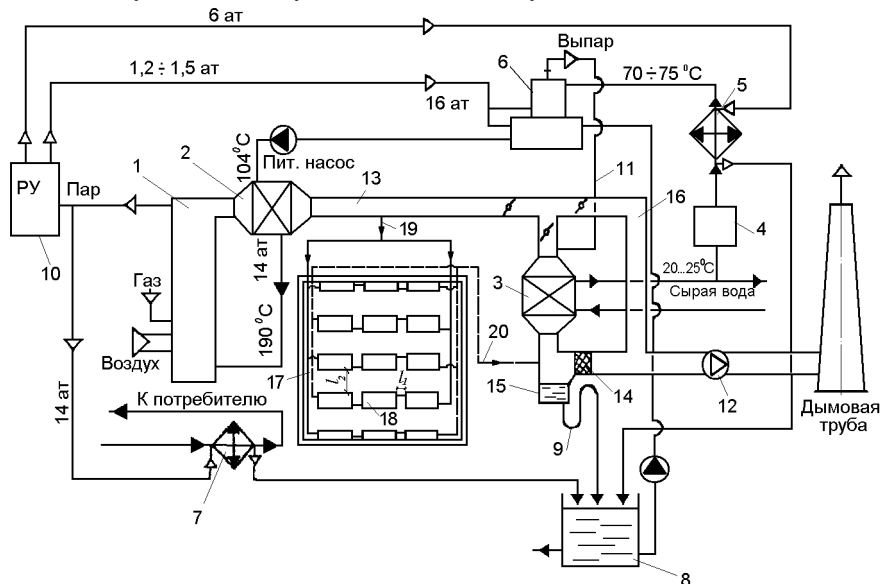


Рис. 3. Котельная установка: 1 – паровой котел; 2 – водяной экономайзер; 3 – теплоутилизатор; 4 – теплообменник химически очищенной воды; 5 – теплообменник; 6 – термический деаэратор; 7 – теплообменник; 8 – сборный конденсатный бак; 9 – гидравлический затвор; 10 – редуцирующая установка; 11 – трубопровод выпара; 12 – дымосос; 13 – основной газоход; 14 – сепарационное устройство; 15 – сборник конденсата; 16 – байпасный газоход; 17 – система газолучистого отопления; 18 – излучающие панели; 19 – отвод; 20 – обратный газоход

Вода изначально поступает в теплоутилизатор, где она подогревается, затем направляется в систему химводоочистки (ХВО). После чего, вода поступает в теплообменник, где происходит ее нагрев. Нагретая вода поступает в термический деаэратор, затем в экономайзер для дальнейшего подогрева, а далее направляется в котел. Выработываемый в котле пар поступает в теплообменник, где конденсируется. Полученный конденсат отводится в конденсатный бак, а пар направляется на нужды потребителей. Часть пара из котла подается в редукционную установку, где происходит снижение давления пара. Этот пар подается в теплообменник в качестве греющего теплоносителя, а так же в термический деаэратор для деаэрации воды из подпиточного бака.

Для создания тяги в дымовой трубе при выбросе дымовых газов в атмосферу используется дымосос. Дымовые газы из парового котла направляются в водяной экономайзер, где охлаждаются. Этот поток дымовых газов далее направляется по основному газоходу, разделяясь на три части. Первая часть дымовых газов поступает в теплоутилизатор, вторая часть движется по байпасному газоходу, не охлаждаясь, а третья часть подается в систему газолучистого отопления с излучающими панелями. В теплоутилизаторе происходит передача тепла исходной воде, при этом часть дымовых газов охлаждается вместе с выпаром из термического деаэраатора, и направляется в сепарационное устройство. Поток дымовых газов, поступивший в систему газолучистого отопления, охлаждается за счет передачи тепла излучением помещению промышленного цеха. Благодаря такой системе отопления достигаются комфортные условия в помещении промышленного цеха. По обратному газоходу из системы газолучистого отопления в сепарационное устройство подается поток охлажденных дымовых газов. Охлажденные дымовые газы после смешиваются с неохлажденными дымовыми газами, проходящими по байпасному газоходу, что позволяет предотвратить выпадение конденсата на поверхностях газохода и дымовой трубы. Дымовые газы дымососом отводятся через дымовую трубу в атмосферу. Таким образом, обеспечивается эффективное охлаждение дымовых газов за счет утилизации тепла в теплоутилизаторе и в системе лучистого отопления, и снижаются затраты на отопление промышленного предприятия.

Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод о том, что очевидная необходимость повышения эффективности энергетических установок [6] делает востребованным использование установок, способствующих глубокому охлаждению дымовых газов. Так как, на сегодняшний день подавляющее большинство паровых и водогрейных котельных агрегатов, сжигающих природный газ, не оснащены установками, использующими скрытую теплоту парообразования водяных паров, это тепло теряется вместе с уходящими газами.

Рассмотренные выше установки могут значительно увеличить КПД. Помимо повышения КПД, установки могут выполнять другие полезные функции, например, такие как: выработка электроэнергии, отопление помещений промышленных объектов и т.д.

Кроме того, при использовании таких установок происходит уменьшение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. Это будет способствовать повышению экологической безопасности энергетической отрасли.

Список литературы:

1. Кудинов А.А. Энергосбережение в теплогенерирующих установках. – Ульяновск: УлГТУ, 2000. – 139 с.
2. Аронов И.З. Контактный нагрев воды продуктами сгорания природного газа – 2 – е изд., перераб. и доп. – Л. : Недра, 1990. – 280 с.
3. Голдарев С.В., Дюкарев И.Е. Об эффективности применения теплоутилизаторов в теплотехнике // Электронное издание <http://www.lib.tpu.ru/fulltext/c/2012/C03/036.pdf>.
4. Котельная установка: пат. 2334913 Рос. Федерация. № 2007106471/06; заявл. 20.02.2007; опубл. 20.02.2007, Бюл. № 27. – 6 с.
5. Когенерационная система на основе паровой котельной установки с использованием теплоты уходящих газов: пат. № 2278279 Рос. Федерация. № 2004112207/06; заявл. 21.04.2004; опубл. 21.04.2004, Бюл №17. – 5 с.
6. Федеральный закон от 23.11.2009 N 261-ФЗ (ред. от 02.07.2013) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_148960/.

Повышение эффективности работы питательных насосов производственно-отопительных котельных

Салов А.Г., Гаврилова А.А., Штыкова Н.В., Петрова К.Н.

*Самарский государственный архитектурно-строительный университет, Россия, г. Самара
natylichka.smile@bk.ru*

Повышение энергоэффективности в настоящее время определено важнейшим среди основных приоритетов модернизации и технологического развития экономики страны. Это направление является системообразующим, оно взаимосвязано со всеми остальными сферами

деятельности и в определяющей степени влияет на результативность работы в других важнейших направлениях экономического развития.

Энергоэффективность экономики России является весьма низкой, и после 1990 года она продолжает падать. Удельные энергетические затраты российской экономики возросли с 1990 до 2008 года в 1,45 раза. В настоящее время энергоёмкость российского валового внутреннего продукта выше, чем в передовых экономически развитых странах, в 2,5-3,5 раза.

Такие высокие энергетические затраты значительно уменьшают конкурентоспособность российской экономики, что дополнительно ухудшает экономическую обстановку в стране в период мирового системного кризиса. Повышаются тарифы на тепловую и электрическую энергию, снижается жизненный уровень населения, исчезают стимулы к развитию реального производства, к вложению инвестиций в инновационные проекты, как в сфере энергосбережения, так и в других отраслях.

Потенциал энергосбережения в России огромен. Затраты на реализацию энергосберегающих мероприятий в три раза меньше, чем альтернативные капитальные вложения, требуемые для наращивания производства такого же количества энергии.

В сфере производства тепловой энергии снижение эффективности связано, главным образом, с кризисным поведением промышленного производства, вызвавшим значительное сокращение объёмов и изменение структуры выработки как тепловой, так и электрической энергии. При этом нарушились нормативные производственные технологии, и энергетическое оборудование стало вынужденно работать в нерасчетных режимах.

В результате структурных перестроек промышленного производства отдельных отраслей промышленности одна из производственно-отопительных котельных после 2000 года превратилась в отопительную котельную. Общая нагрузка котельной упала почти до 50%, а в течение летнего сезона, когда отопительная нагрузка отсутствует, она вырабатывает не более 15% от максимальной нагрузки.

В этих условиях долее чем в два раза выросли относительные затраты электрической энергии на привод вспомогательного оборудования котельной. В общей структуре затрат электрической энергии на собственные нужды котельной 30-40% составляет привод питательных насосов [1].

В данной работе приводится оценка эффективности применения регулируемого привода питательных насосов котельной.

На рисунке 1 приведены графики изменения потребляемой электрической энергии электродвигателем питательного при регулировании его производительности напорной задвижкой (кривая 1) и частотно-регулируемым приводом (кривая 2).

Из приведённых зависимостей видно, что при нагрузках в диапазоне от 30% до 80% частотное регулирование даёт существенное снижение потребляемой электрической энергии.

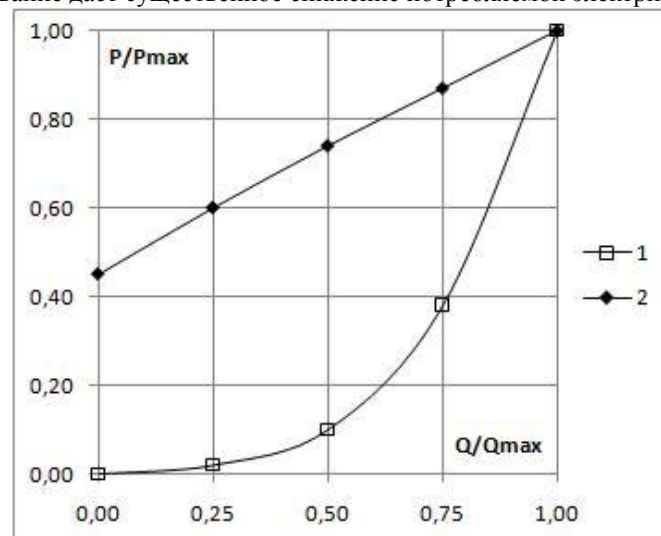


Рисунок 1. Зависимость энергетических затрат при регулировании расхода питательного насоса. 1 – регулирование производительности задвижкой на напоре, 2 – регулирование производительности насоса частотно-регулируемым приводом.

В работе приводится оценка эффективности применения частотно-регулируемого привода питательным насосом котельной. Три питательных насоса работают параллельно, поэтому на одном из них предлагается установить частотно-регулируемый привод, и этот насос будет работать в режиме регулирования на пониженных нагрузках.

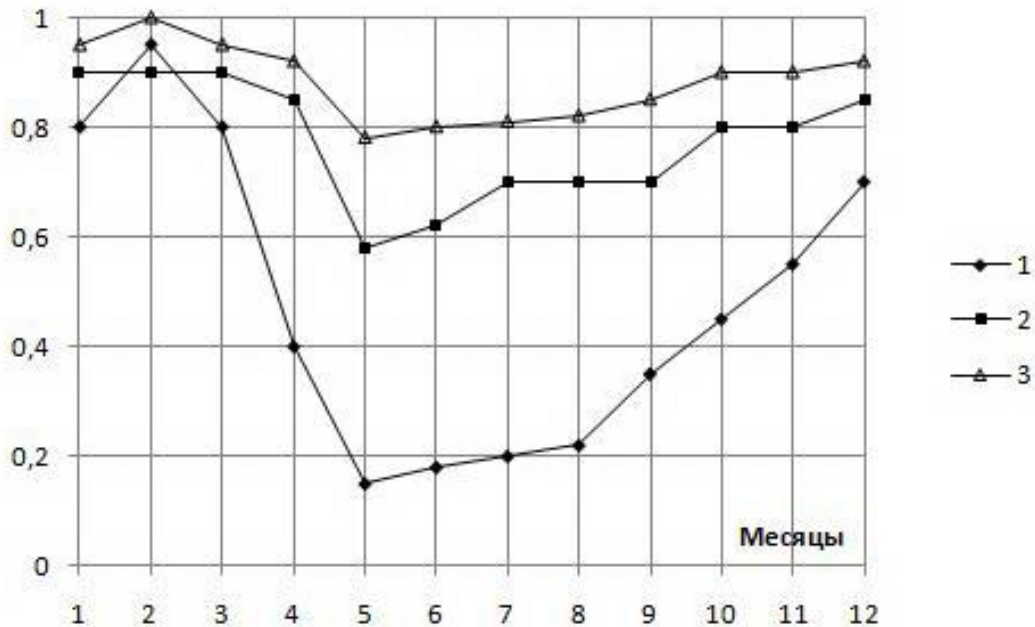


Рисунок 2. Графики изменения среднемесячной производительности питательного насоса, среднемесячных относительных величин потребляемой энергии при различных способах регулирования. 1- график потребления энергии при регулировании задвижкой на напоре, 2 – график изменения среднемесячной производительности питательного насоса, 3 - график потребления энергии при регулировании производительности частотным приводом.

Из анализа режимов работы питательного насоса за предыдущий календарный год оценивается среднемесячная его нагрузка. Динамика изменения нагрузки питательного насоса в относительных величинах приведена на рисунке 2 (кривая 2).

Из приведенной зависимости видно, что питательный насос в течение всего года работает с пониженной нагрузкой. В летний период нагрузка питательного насоса снижается до 60-65%. При такой производительности имеет место значительный перерасход электрической энергии, как следует из сопоставления кривых 1 и 2 на рисунке 1.

По рассчитанным нагрузкам определяем электрическая мощность двигателя насоса для каждого месяца при регулировании его производительности задвижкой на напоре по следующей формуле [2]:

$$P_э = \frac{Q_H \cdot H_H}{3600 \cdot 102 \eta}, \text{ кВт,}$$

где Q_H - средняя производительность питательного насоса, [м³/час]; H_H -напор насоса, [метры водяного столба], η - коэффициент полезного действия насоса.

Результаты расчёта приведены на рисунке 2 (кривая 1). Из анализа зависимостей 1 и 2 следует, что при снижении нагрузки насоса расход электрической энергии снижается незначительно. В мае месяце насос работал с нагрузкой 65% от номинальной, при этом он потребляет 80% электрической энергии.

Оценим потребляемую электрическую энергию насос в случае установки частотно-регулируемого привода при работе на этих же нагрузках по соотношению:

$$P_{\text{чрп}} = P_{\text{max}} \left(\frac{Q_H}{Q_{\text{max}}} \right)^3, \text{ кВт},$$

где P_{max} - мощность электродвигателя при номинальной производительности, [кВт];
 Q_{max} - номинальная производительность питательного насоса, [м³/час]; Q_H - среднемесячная производительность питательного насоса, [м³/час].

Результаты расчетов приведены на рисунке 2 (кривые 1 и 2). Анализ этих зависимостей показывает, что при применении частотно-регулируемого привода значительно сокращается расход электрической энергии на собственные нужды вспомогательного оборудования котельной.

Список литературы:

1. Гаврилова А.А., Салов А.Г. Направления повышения энергоэффективности теплоэлектроцентралей – Труды пятой международной школы-семинара молодых ученых и специалистов «Энергосбережение Теория и практика. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 163-169 с.
2. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод) – Издательство НПО ЦКТИ, СПб, 1998. – 257 с.

Импульсная очистка теплообменного оборудования

Шумаева Е.А.

*Казанский Государственный Энергетический Университет, Россия, г. Казань
 evgenija.shumaeva@rambler.ru*

Система шариковой очистки (сокращенно СШО) - современное техническое решение. Система шариковой очистки предназначена для поддержания в исходно-чистом состоянии как внутренней поверхности трубок теплообменника, так и межтрубного пространства.

Основной причиной ухудшения эксплуатационных свойств теплообменника по сравнению с нормативными значениями (до 90 %) является загрязнение трубок и межтрубного пространства с водяной стороны. Образующиеся отложения ухудшают теплопередачу и являются одной из причин их коррозионного разрушения. Система шариковой очистки – уникальная энергосберегающая технология, дающая быстрый и ощутимый экономический эффект [1].

Предлагается усовершенствование существующей технологии СШО путем создания гидравлических пульсаций. Это усовершенствование позволяет:

- повысить качество очистки
- снизить потребление электроэнергии
- уменьшить время обработки

Устройство шариковой очистки межтрубного пространства теплообменного аппарата представляет собой технологическую систему, присоединяемую к основному тракту охлаждающей воды непосредственно перед и после теплообменника (рис. 1). Пористые резиновые шарики, диаметр которых на 1÷2 мм больше внутреннего диаметра труб теплообменника, вводятся в контур циркуляционной системы в напорный водовод перед теплообменником.

После прохождения через межтрубное пространство теплообменника шарики улавливаются специальной сеткой, установленной в сливном водоводе вблизи выходной водяной камеры теплообменника (или непосредственно в камере). Из выходного патрубка шарикоулавливающей сетки внешним трубопроводом шарики с потоком воды подводятся к водоструйному эжектору (или насосу), который подает шарики снова в напорный патрубок, замыкая контур циркуляции.

Было решено модернизировать данную систему шариковой очистки и установить теплообменный аппарат в рабочей зоне пульсационного аппарата U-образной формы, который состоит из двух колен, с соответствующими площадями поперечного сечения S1 и S2. Условно весь аппарат можно разделить на четыре зоны: пульсационную камеру, загрузочно-транспортную зону, рабочую зону и разделительно-разгрузочную зону.

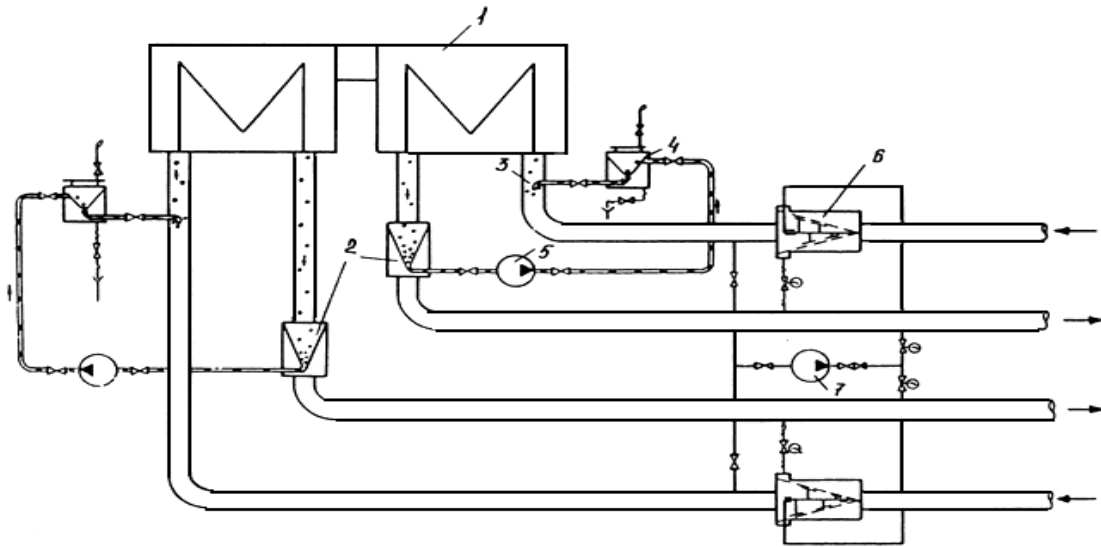


Рис. 1. Принципиальная схема установки шариковой очистки теплообменного аппарата:
1 - теплообменник; 2 - шарикоулавливающее устройство; 3 - узел ввода шариков в циркуляцию; 4 - загрузочная камера; 5 - насос сортировки шариков; 6 - осевой фильтр предочистки; 7 - насос промывки фильтров

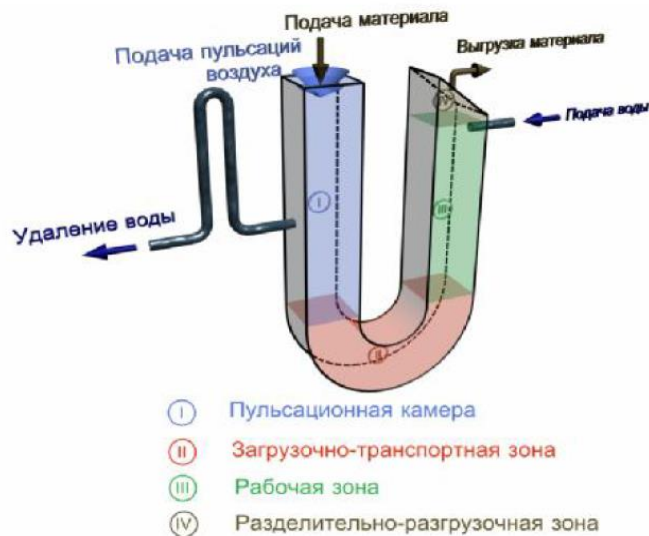


Рис. 2.10. Схема разрабатываемого пульсационного аппарата.

После того, как шарики достигают загрузочно-транспортной зоны 2, в аппарат через колено 1 осуществляется подача пульсаций воздуха. За счет пульсаций, создаваемых компрессором, аппарат работает в непрерывно-периодическом режиме, т.е. пульсационно. Пульсационная пневматическая система, управляемая автоматическим устройством (УВМ) подает воздух через клапан, соединенный с аппаратом в колено 1 в пульсационную камеру. Давление воздуха приводит в движение жидкую фазу, которая, в свою очередь, увлекает за собой шарики. Происходит очистка межтрубного пространства шариками. УВМ регистрирует время длительности периода транспорта, и подает команду о закрытии клапана. После закрытия клапана, давление в колене 1 постепенно срабатывается, и жидкая фаза возвращается в исходное состояние [2]. За отслеживанием состояния воды, к системе прикреплен датчик мутности воды Turbimax CUS65 [3].

Для определения особенностей и режимов движения воды с шариками во время стадии очистки межтрубного пространства теплообменника, гидродинамическую систему можно представить в виде колебательного звена, где возвратно-поступательное движение общей массы

$m = 2\rho SH$ определяется тремя силами: силой трения $F_{TP} = \xi \frac{2H}{d} \frac{\rho w^2}{2} S$; возвращающей силой (за счет веса жидкости без учета давления в воздушной подушке ресивера) $F_{ВОЗВР} = 2\rho g x S$; и внешней силой $F_{ВНЕШН} = \Delta P \cdot S$, где ΔP - внешнее давление.

Если изменение скорости невелико, то можно принять для $w^2 = wx'$, где $w = x'$ - мгновенная скорость жидкости. В этом случае уравнение движения будет иметь вид вынужденных колебаний:

$$x'' + 2 \cdot \delta(w) \cdot x' + \omega_0^2 \cdot x = \frac{\Delta P \cdot S}{m},$$

$$\delta(w) = \frac{\xi \cdot w}{4 \cdot d}, \quad \omega_0^2 = \frac{g}{H}.$$

где $\delta(w)$ - параметр трения, ω_0 - собственная частота колебаний, ξ - коэффициент трения, d - диаметр труб, H - высота столба воды, ρ - эффективная плотность промывочной жидкости. Все параметры и уравнения записаны из условия, что проходные сечения труб и эффективного сечения межтрубного пространства совпадают.

В решении данного уравнения, параметр δ изменяется в зависимости от скорости и гидродинамического режима.

В случае, когда трение не велико $\omega_0^2 - \delta^2 > 0$, решение представляет собой затухающие колебания. Степень затухания зависит от δ .

При расчете выберем насос для откачивания пористых резиновых шариков при помощи рабочей точки для чистой воды:

$H_{чв} = 24\text{м}$ ($H_{ш} = 23,8$) и $Q = 50\text{л/сек}$ [4].

Подобранный насос: HS 5150.300 с двигателем мощностью 35 kW [5]. Погружной насос для перекачки смеси воды с буровой, каменной крошкой или песком. В нашем случае шарики.

Внедрение Системы шариковой очистки полностью заменяет необходимость в других способах очистки, т.е. кроме экономии за счет снижения удельного расхода топлива происходит снижение ремонтно-эксплуатационных затрат [6].

При этом

- Процессы очистки производятся непосредственно во время работы оборудования,
- Нет необходимости полной или частичной остановки энергоблока,
- Снижает затраты ручного труда.
- Снижаются выбросы SO₂, NO_x, CO₂ вследствие экономии сжигаемого топлива.
- Отсутствует повышенный расход охлаждающей воды,
- Снижается тепловое загрязнение окружающей среды,
- Значительно уменьшается объем хлорирования и другой спецобработки воды.

Список литературы:

1. Методические указания по наладке и эксплуатации систем шариковой очистки конденсаторов паровых турбин, РД 34.30.403-93.
2. С.М.Карпачева, Б.Е.Рябчиков. Пульсационная аппаратура в химической технологии (Процессы и аппараты химической и нефтехимической технологии). - М.: «Химия», 1983. - 224с.
3. <http://www.ru.endress.com/eh/sc/europe/ru/ru/home.nsf/#product/CUS65>
4. http://www.pumpfundamentals.com/slurry/flygt_slurry_handbook.pdf
5. <http://www.aquanvk.ru/catalog/seriya-h-5100-5150-flygt/>
6. <http://www.findpatent.ru/patent/205/2058008.html>

**Повышение эффективности работы газоперекачивающих агрегатов в жаркое время года
путем применения впрыска влаги в камеру сгорания**

Калмыкова Т.П., Антропов П.Г., Соколов А.А.

Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А., Россия, г.

Саратов

energy77@bk.ru

В летний период в связи с ростом температуры наружного воздуха достаточно существенно снижается мощность газовых турбин. В некоторых случаях задача поддержания мощности в этот период является принципиально важной. Так, например, это касается работы газоперекачивающих агрегатов (ГПА) в период закачки в подземные хранилища, который как раз приходится на период самого жаркого времени года – с мая по сентябрь. Существует много способов поддержания мощности и параметров ГПА в жаркое время года, среди них, такие как пережог топлива, использование входных направляющих аппаратов, использование впрыска влаги в камеру сгорания (КС).

Использование впрыска влаги в КС ГПА позволяет поднять мощность за счет увеличения теплоемкости рабочего тела газовой турбины (ГТ). Изменение процентного содержания влаги в рабочем теле (дымовых газах) позволяет решить не только задачу повышения мощности ГТ, но и улучшения её экологических показателей [1]. Алгоритм расчета составлен таким образом, что эффективная мощность установки поддерживается на постоянном уровне (8 МВт), вследствие чего, в жаркое время при высоких температурах наружного воздуха, чтобы не допустить снижения мощности, увеличивается подача топлива в КС. Температура газов на входе в газовую турбину (ГТ) задана и постоянна при различных температурах наружного воздуха (1240 К).

Расчет термодинамического цикла ГТУ выполнен по общеизвестному алгоритму [2], позволяющему учитывать влияние температуры наружного воздуха и физических свойств рабочего тела на характеристики ГТУ.

Результаты расчета тепловой схемы при различных температурах наружного воздуха представлены на рисунках 1,2,3,4.

Анализируя результаты, полученные в ходе расчета тепловой схемы ГТУ при различных температурах наружного воздуха, видно, что с увеличением температуры наружного воздуха возрастают теплоперепад в компрессоре N_k , кДж/кг; мощность турбины N_t , МВт; мощность компрессора N_k , МВт; расход топлива B , кг/с, при этом эффективный КПД ГТУ η_e , % падает.

Впрыск влаги в КС способствует увеличению эффективного КПД и снижению расхода топлива. Это достигается за счет увеличения теплоемкости продуктов сгорания независимо от температуры наружного воздуха.

Увеличение теплоемкости газов приводит к увеличению работы расширения в турбине N_t , вследствие чего увеличивается эффективная энергия Ne и, как результат, расход газа через турбину G_t и расход топлива B уменьшаются.

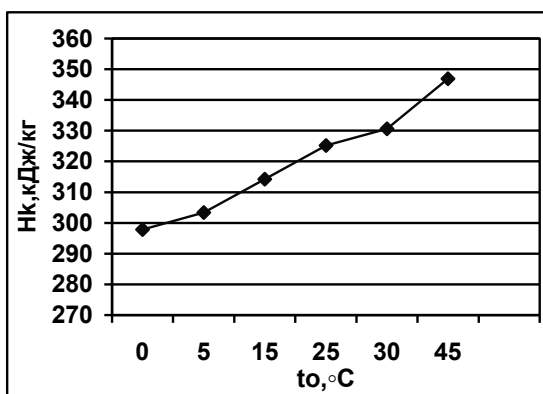


Рис. 1. График зависимости теплоперепада в компрессоре N_k , кДж/кг от температуры наружного воздуха t_o , $^\circ\text{C}$.

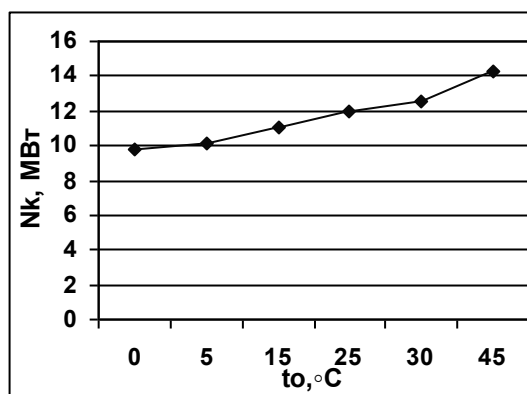


Рис. 2. График зависимости мощности компрессора N_k , МВт от температуры наружного воздуха t_o , $^\circ\text{C}$.

Содержание в уходящих газах оксидов азота (NOx), являющихся вредными для экологической ситуации вокруг КС веществами, в два – три раза уменьшается при увеличении доли впрыска. Это обусловлено падением температуры стенки камеры сгорания, в результате которой резко ухудшились условия для реакции получения оксидов азота, т. к. оксиды азота получаются при высоких температурах (порядка 2000 градусов Кельвина).

Для предотвращения заносов проточной части ГТУ солями, содержащимися во влаге, необходимо обеспечить высокое качество питательной воды.

Результаты сравнения эффективного КПД и расхода топлива без впрыска и с впрыском влаги представлены на рисунках 5,6.

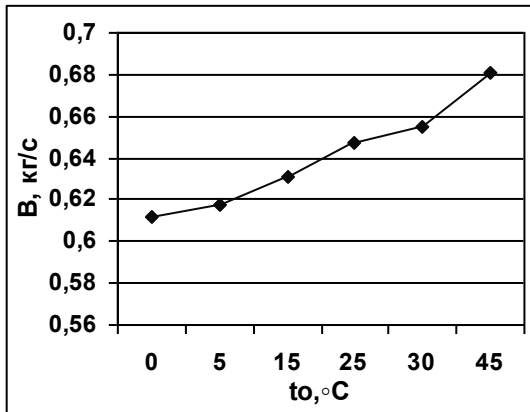


Рис. 3. График зависимости расхода топлива В, кг/с от температуры наружного воздуха to, °C.

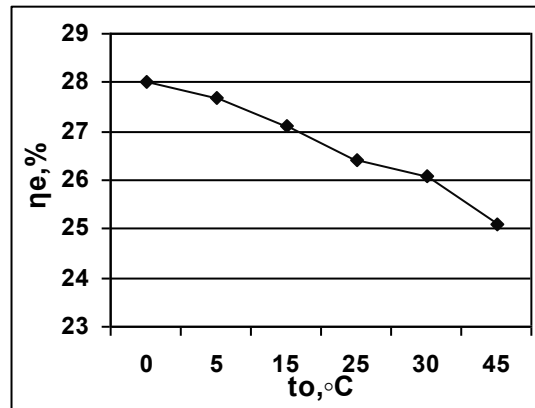


Рис. 4. График зависимости эффективного КПД, % от температуры наружного воздуха to, °C.

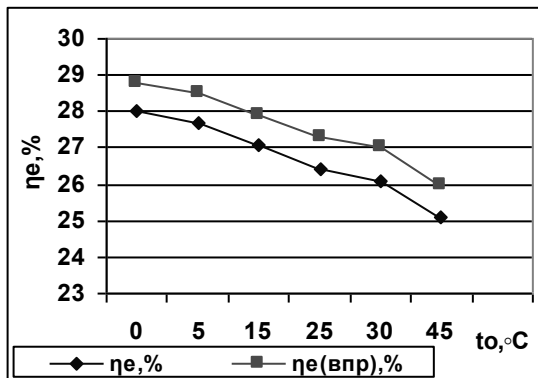


Рис. 5. График сравнения величин эффективного КПД, % и эффективного КПД, % с учетом впрыска влаги от температуры наружного воздуха to, °C.

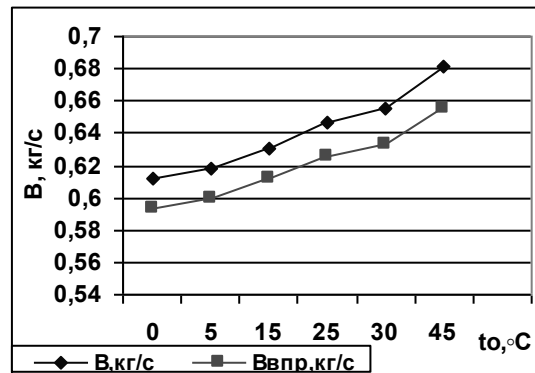


Рис. 6. График сравнения величин расхода топлива без впрыска влаги В, кг/с и с впрыском Ввпр, кг/с от температуры наружного воздуха to, °C.

Впрыск влаги наиболее целесообразно применять в жаркое время года, когда наибольший расход топлива и наименьший КПД, экономия топлива в диапазоне температур +15...+45 °C составляет 0,022 кг/с. В период с мая по сентябрь, компрессорная станция работает 3672 ч, тогда экономия топлива:

$$R_{\text{эпр}} = 3672 \cdot \rho_n \cdot V_{\text{впр}} \quad \text{м}^3; \quad (22)$$

где ρ_n - плотность компримируемого газа при 20 °C и 0,1013 МПа, кг/м³;

Экономия топлива по одному агрегату в рублях:

$$R = R_{\text{эпр}} \cdot C_{\text{ТГ}} \quad \text{руб/год}, \quad (23)$$

где $C_{\text{ТГ}}$ - стоимость топливного газа, руб/м³;

Затраты на приготовление воды принимаются из расчета 800 руб/ м³.

Анализ представленных результатов указывает на чувствительность мощности, расхода топлива и эффективного КПД к использованию впрыска влаги. Так, в диапазоне температур наружного воздуха +15...+45 °С наблюдается снижение расхода топлива (0,022 кг/с), повышение КПД, что в итоге позволяет поддерживать производительность ГПА на заданном уровне.

Вместе с тем, для принятия обоснованных решений по внедрению впрыска влаги в КС ГПА требуется проведение технико-экономических расчетов, учитывающих безвозвратные потери воды, затраты на водоподготовку, эксплуатационные издержки и т.п. Кроме того, сдерживающими факторами могут оказаться наличие необходимого количества первичной воды вблизи компрессорной станции, её химический состав и др.

Проведенный предварительный технико-экономический расчет для климатических условий Ставрополя. Применение впрыска на уровне 5 % в КС агрегатов типа ГПА-Ц-8 в период закачки позволяет сэкономить 0,022 кг/с топливного газа. Ожидаемый срок окупаемости проекта 7-8 лет.

Дальнейшее повышение эффективности путем установки контактных теплообменников и системы очистки конденсата, улавливающих, конденсирующих и очищающих впрыскиваемую влагу, при рассматриваемой стоимости подготовки воды и времени использования впрыска не будет давать экономический эффект.

Список литературы:

1. Черников С.В. Эффективность отопительных газопаровых ТЭЦ в системе теплоэнергоснабжения. // Дисс. на соиск. уч. с. канд. техн. Наук. // Саратов – 2006.
2. Андрющенко П.И., Аминов Р.З., Хлебалин Ю.М. Теплофикационные установки и их использование. // Учебн. пособие для теплоэнергетических специальностей вузов. // М.: Высшая школа, 1989. – 256 с.
3. Рабинович О.М. Сборник задач по технической термодинамике. М., «Машиностроение», 1973, 344с.
4. Костюк А. Г., Шерстюк А. Н. Газотурбинные установки. – М.: Высш. шк., 1979.

Использование индивидуального теплового узла с погодным регулированием и закрытой схемой горячего водоснабжения в качестве эффективного теплоэнергетического оборудования

Королев А.Т., Богомолов А.Р., Новоселов А. С.**

**Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева, Россия, Кемерово
Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН, Россия, Новосибирск
nc42@mail.ru*

Россия одна из самых расточительных по энергосбережению стран мира. Перспективы энергосбережения огромны, как показывает анализ, это 40-50% от существующего уровня потребления. Утечки тепла в основном из-за износа оборудования и отсутствия в системах теплопотребления должного учета расходов тепла и приборов автоматического регулирования температуры и отпуска тепла.

В учебных заведениях РФ по результатам аналитических исследований 25-45 % всех энергозатрат уходит на теплоснабжение. В результате потенциал экономии составляет 40 % от суммарного уровня потребления ТЭР. Поэтому эта ситуация находится под постоянным контролем Правительства РФ: Закон № 261-ФЗ и Распоряжение № 2446-р от 27.12.10 « Об энергосбережении и повышению энергетической эффективности», в котором рекомендуется учебным заведениям во всех субъектах РФ разрабатывать программы энергосбережения. В итоге за прошедшие годы получен экономический эффект в размере 21494 тыс. руб., при среднем сроке окупаемости 2,5-3 года.

Кузбасс, район Сибири с суровыми климатическими условиями, является одним из энергоемких районов, в котором затрачиваются огромные топливно-энергетические ресурсы для обеспечения, прежде всего, комфортных условий для проживания, работы и технологических процессов. Поэтому здесь уделяется особое внимание вопросам энергосбережения во всех отраслях. Это относится непосредственно и к КузГТУ, который, имея на балансе 132,6 тыс. м² учебных, производственных зданий и других вспомогательных помещений, потребляет тепла на отопление и вентиляцию в среднем 3288 тыс. Гкал/год.

Выполняя рекомендации Правительства РФ в КузГТУ, сотрудники кафедры теплоэнергетики разработали направления и методику по энергосбережению в вузе.

Проделанная работа дала возможность разработать долгосрочную на 2012-2020 г.г. программу энергосбережения. Для руководства и контроля за выполнением программы создан: «Центр энергосбережения», в который вошли сотрудники и студенты.

Программа состоит из 7 направлений энергосбережения:

- Устройство автоматизированных тепловых пунктов с современными приборами учета потребления и автоматизированного регулирования отпуска тепла в корпусах, что позволит повысить теплосъем от теплоносителя в системах отопления. Ожидаемый экономический эффект от замены тепловых пунктов составит 10-15%.

- Перевод системы теплоснабжения объектов на «дежурный» режим (снижение подачи тепла в ночное время, выходные и праздничные дни с применением приборов автоматического регулирования, например, ECL COMFORT-110) [1].

- Проведение энергоаудита с оформлением энергопаспортов на каждый объект для разработки конкретных мероприятий по энергосбережению.

- Утепление ограждающих конструкций зданий современными теплоизолирующими материалами по новым энергосберегающим технологиям.

- Анализ проведенных авторами исследований в зимний период 2012/2013 гг. показывает, что все здания старой постройки КузГТУ и особенно межкорпусные «переходы» потребляют тепла в 2,5-3 раза больше по сравнению с теплопотреблением зданиями в Северных странах Европы. Выполнение этого пункта плана позволит снизить теплопотери через наружные стены и окна до 30%, через подвалы 30-40%, через кровлю - в 2-3 раза.

- Реконструкция теплосетей: замена теплоизоляции из минеральной ваты на пенополиуретан; осушение каналов теплосетей; восстановление гидроизоляции стыков плит перекрытия подземных каналов; частичная замена подземной прокладки сетей на надземную. Ожидаемый экономический эффект мероприятия составит порядка 40%.

- Установка на всех теплопотребляющих объектах адаптированной компьютерной техники для создания диспетчерского пункта автоматизированной системы управления температурными режимами «АСУ-ТП» КузГТУ [2, 3]. Создание системы АСУ с погодным и пофасадным регулированием отпуска тепла позволит снизить на 10-15% общее потребление тепла за отопительный период.

Внедрение технологий и схем утилизации тепла с удаляемого воздуха систем вентиляции помещений.

Разработанные мероприятия снижения теплотрат в КузГТУ совпадают с целевыми программами Правительства, Минобрнауки РФ, Администрации Кемеровской области.

В текущем 2013 году из намеченного плана приступили к выполнению 1-ой и 7-ой позиций плановых энергосберегающих технологий.

Для исследования эффективности от внедрения ИТП проведена реконструкция теплового пункта с современным оборудованием в корпусе столовой КузГТУ (рис. 1).



Рис.1. Тепловой пункт в корпусе столовой КузГТУ

Современное оборудование узла, такие как электронные регуляторы температуры серии ECL, регулирующие клапаны с электроприводами, гидравлические регуляторы температуры, составные регуляторы серии AFP/VFG2, AFPQ4/VFQ2 и AFPQ/VFQ2; пластинчатый теплообменник, который был рассчитан при помощи расчетной программы Danfoss HEX, бак-аккумулятор позволяют выполнять следующие задачи:

- поддерживать постоянные перепады давлений теплоносителя на исполнительных механизмах регулирующих устройств систем теплоснабжения;
- обеспечивать давление теплоносителя в трубопроводах в пределах, допустимых для элементов систем и самого теплового пункта;
- гарантировать заполнение систем теплоносителем и защищать их от опорожнения;
- обеспечивать «невскипание» перегретого теплоносителя в верхних точках систем теплоснабжения;
- при необходимости ограничивать предельный расход теплоносителя;
- осуществлять автоматическую гидравлическую балансировку тепловых сетей.

Что представляет собой столовая: это двухэтажное панельное здание, объемом 12894 м³ и 2905 м² подключенное к тепловым сетям города Кемерово.

Для примера в табл. 1 приведены параметры теплоносителя по тепловому узлу и в помещениях столовой.

Таблица 1

Дата	Расход теплоносителя, м ³ /час		Температура прямого теплоносителя, °С		Температура обратного теплоносителя, °С		Средняя температура в помещении, °С		Наружная температура воздуха, °С
	1 этаж	2 этаж	1 этаж	2 этаж	1 этаж	2 этаж	1 этаж	2 этаж	
27.09.13	1,59	2,7	47,9	47,9	39,8	39,8	22	23	+13,1
12.11.13	1,97	3,09	49,6	49,6	44	47	20,5	20	+2
15.11.13	1,97	3,09	52	52	44	47	21,5	22	+2

Расчеты показывают, что удельная тепловая мощность, подаваемая 12 ноября на отопление помещений столовой 1 и 2-го этажей, составляла 7,6 Вт/м², а 15 ноября – 13,9 Вт/м². При одинаковой температуре окружающего воздуха средняя температура в помещениях столовой была ниже на 1-2°С меньше для случая меньшей тепловой мощности. 27 октября при температуре окружающего воздуха +13,1°С удельная тепловая мощность составляла 13,9 Вт/м².

Система вентиляции присоединяется к трубопроводам теплового пункта по зависимой схеме. Без изменения параметров теплоносителя. Для поддержания температуры теплоносителя используется циркуляционный насос с использованием электронного регулятора температуры. Система горячего водоснабжения здания столовой принята закрытой. Нагрев водопроводной воды для горячего водоснабжения (ГВС) производится в скоростных водоподогревателях. В качестве водоподогревателей используются пластинчатые водоподогреватели компании «Данфос». Скоростные водоподогреватели присоединяются к системе теплоснабжения по одноступенчатой параллельной схеме. Пластинчатые водоподогреватели способны обеспечить эффективный нагрев воды без повышения температуры теплоносителя, возвращаемого в тепловую сеть. В системе ГВС предусматривается циркуляция воды в трубопроводе, ее нагрев при отсутствии водопотребления с целью обеспечения требуемой температур в любой момент времени и каждого водоразборного крана. В закрытой системе теплоснабжения циркуляция воды через водопроводную систему ГВС и водоподогревателей производится с помощью насоса. Для запаса холодной воды предусматривается бак емкостью 0,5 м³. В летний период, когда циркуляция наружных тепловых сетях на период ремонта сетей прекращается, то предусматривается узел разбора горячей воды по открытой схеме. Система отопления принята зависимая схема, она не требует использования дорогого теплотехнического оборудования, главным элементом является насос, который необходим при автоматизации узла. Насос установлен на перемычке между прямым и обратным трубопроводом, он подбирается на расход теплоносителя в системе отопления и при напоре, соответствующем потерям давления и запасом в 10%. Температура теплоносителя поддерживается регулятором температуры, которая работает исходя из температуры теплоносителя и температуры наружного воздуха.

Список литературы:

1. Литвак В. В. Основы регионального энергосбережения (научно-технические и производственные аспекты). Монография/ В. В. Литвак. – Томск, изд-во НТЛ, 2002.-300 с.
2. Невский В.В. Применение средств автоматизации Danfoss в тепловых пунктах систем централизованного теплоснабжения зданий. – М.: ООО «Данфосс», 2011.-60с

Анализ устойчивости критериев экономической эффективности ПГУ-ТЭЦ

Ларин Е.А., Соколов А.А.

Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А., Россия, г.

Саратов

energy77@bk.ru

Условия неопределенности исходной технико-экономической информации по основным факторам, влияющим на эффективность применения ПГУ-ТЭЦ в системах теплоэнергоснабжения, диктуют необходимость проведения анализа чувствительности полученных критериев эффективности по отношению к основным факторам, определяющим экономическую целесообразность создания и функционирования ТЭЦ.

На рисунках 1 и 2 показано влияние изменения уровня капиталовложений и цен на основные показатели проекта - ЧДД и дисконтированный срок окупаемости проекта. Анализ неопределенностей проведен для схемы ПГУ-ТЭЦ с противодавленческой турбиной и последовательным соединением сетевого подогревателя паровой турбины и сетевого подогревателя котла утилизатора (СПКУ) с отключением одной ГТУ в каждом блоке в летний период и использовании дожигающего устройства в зимний [1].

Показатели проекта существенно зависят от объемов производства электрической и тепловой энергии и цен на энергоносители, в меньшей степени - от изменения капитальных вложений. Так, из рисунка 1 видно, что увеличение затрат в строительство теплофикационной ТЭЦ на 10% приводит к снижению ЧДД не более чем на 5-6%. Вместе с тем, рост объемов реализации или рост тарифа на выработанную электроэнергию приводит к росту этого показателя в 1,75 - 2,05 раза. В большей степени на величину ЧДД оказывает неопределенность информации по реализации или тарифу на тепловую энергию. Этот факт указывает на необходимость более тщательного расчета вырабатываемой электрической и тепловой энергии, т.е. на тщательный учет климатических и режимных факторов при анализе покрытия реальных графиков электрической и тепловой нагрузки.

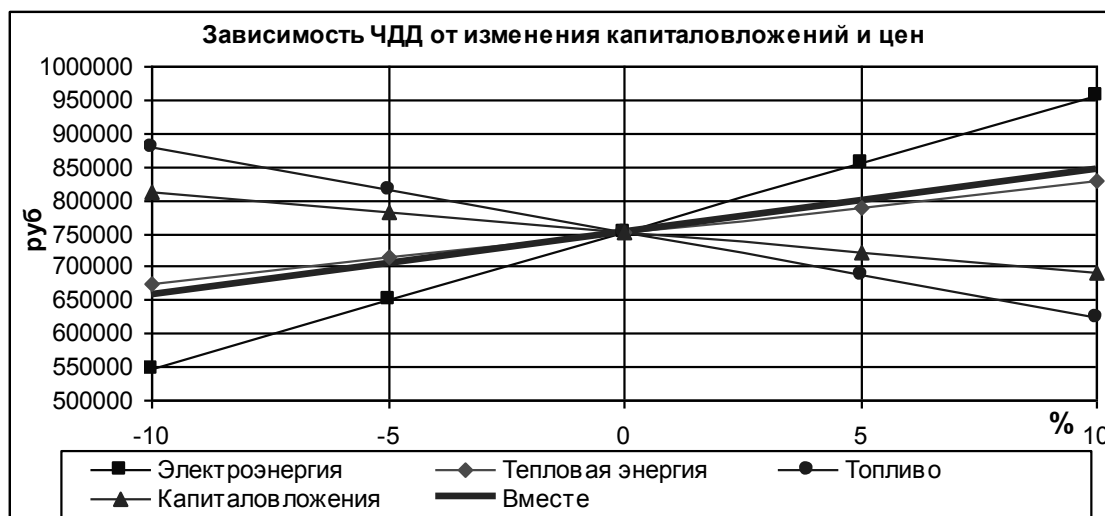


Рис. 1. Зависимость изменения ЧДД от изменения цен на топливо, тепловую и электроэнергию и капиталовложений

Из рисунка 2 видно влияние неопределенности в исходной информации на расчетное значение дисконтированного срока окупаемости инвестиций в строительство теплофикационной ПГУ. Следует отметить, что значение дисконтированного срока окупаемости определено от начала реализации проекта, т.е. от момента начала строительства ТЭЦ. Из рисунка видно, что определяющее влияние на величину срока окупаемости оказывают стоимость используемого топлива и тарифы на электрическую и тепловую энергию.

Кроме того, проведен анализ изменения коэффициентов чувствительности рассчитываемых показателей эффективности к изменению отдельных технико-экономических факторов. Под коэффициентом чувствительности понимается отношение относительного

изменения исследуемого критерия эффективности к относительному изменению какого-либо фактора, т.е.

$$\alpha = \frac{\partial R}{R} \cdot \frac{X}{\partial X}, \quad (1)$$

где R – какой-либо критерий эффективности; X- фактор, влияющий на значение этого показателя эффективности.

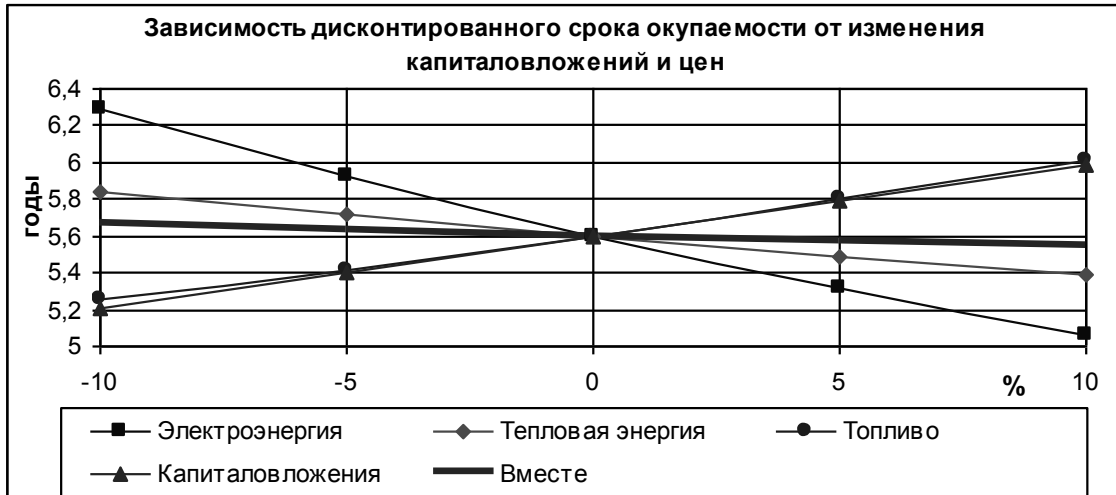


Рис. 2. Зависимость изменения дисконтированного срока окупаемости от изменения цен на топливо, тарифов и капиталовложений

Абсолютные значения величины α определяет уровень влияния фактора на показатель эффективности, а знак величины α определяет направление влияния.

В таблицах 1 и 2 приведены значения коэффициентов чувствительности величин ЧДД и дисконтированного срока окупаемости инвестиций по отношению к изменению цен на топливо и тарифов на электрическую и тепловую энергию и величине капитальных вложений в строительство ПГУ-ТЭЦ.

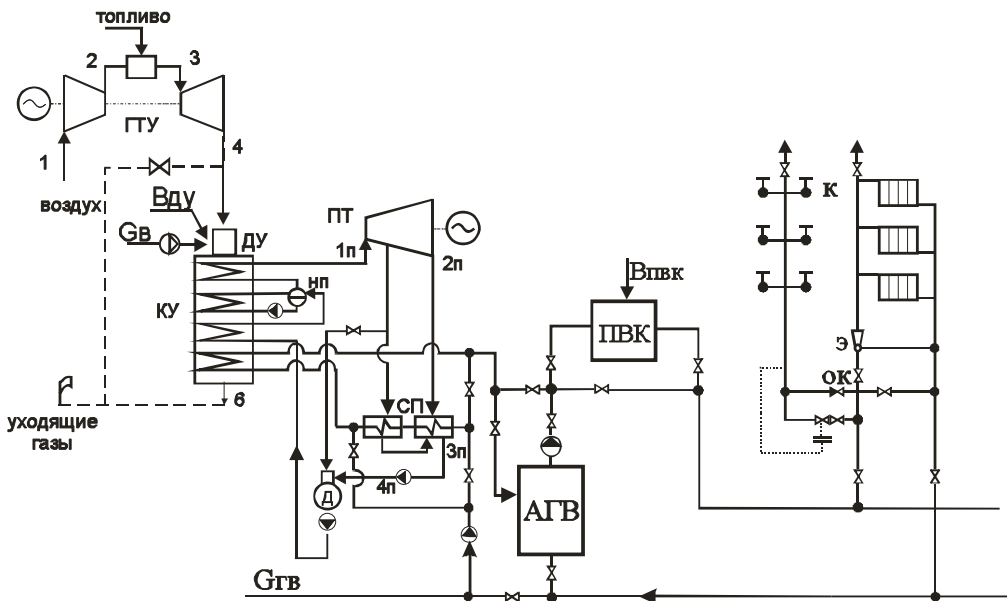


Рис. 3. Принципиальная тепловая схема отопительной ПГУ с последовательным или параллельным включением сетевых подогревателей турбины и СПКУ

В качестве объектов исследования приняты 5 схем (а,б,в,г,д) отопительных ПГУ-ТЭЦ, состоящими из 2-х ГТУ, 1-й ПТУ и КУ, и различающихся элементами утилизационных частей и способами их соединения:

- а) ПГУ с теплофикационной турбиной с последовательным включением сетевого подогревателя паровой турбины и СПКУ;
- б) ПГУ с теплофикационной турбиной с параллельным включением сетевого подогревателя паровой турбины и СПКУ;
- в) ПГУ с противодавленческой турбиной с параллельным включением сетевого подогревателя паровой турбины и СПКУ;
- г) ПГУ с противодавленческой турбиной с последовательным включением сетевого подогревателя паровой турбины и СПКУ;
- д) ПГУ с конденсационной паровой турбиной и СПКУ.

Принципиальная схема рассматриваемых вариантов ПГУ-ТЭЦ, приведенная на рисунке 3, является наиболее общей, сочетающей в себе преимущества различных способов повышения эффективности.

Таблица 1. Коэффициенты чувствительности для дисконтированного срока окупаемости

Рассматриваемая схема	а	б	в	г	д
Тариф на электроэнергию	-1,234	-1,242	-1,017	-1,031	-1,573
Тариф на тепловую энергию	-0,289	-0,297	-0,389	-0,391	-0,104
Цена на топливо	0,849	0,866	0,703	0,720	1,057
Инвестиции	0,701	0,700	0,696	0,699	0,700
Совместное влияние факторов	-0,108	-0,109	-0,093	-0,094	-0,125

Таблица 2. Коэффициенты чувствительности для ЧДД

Рассматриваемая схема	а	б	в	г	д
Тариф на электроэнергию	4,172	4,330	2,730	2,845	8,229
Тариф на тепловую энергию	0,936	0,985	1,010	1,041	0,498
Цена на топливо	-2,515	-2,641	-1,694	-1,781	-4,713
Инвестиции	-1,251	-1,315	-0,822	-0,869	-2,409
Совместное влияние факторов	1,342	1,359	1,225	1,237	1,625

Из приведенных данных следует, что наибольшие абсолютные значения коэффициентов чувствительности характерны для тарифов на электроэнергию и топливо.

Таким образом, наиболее важным фактором, определяющим экономическую эффективность создания ПГУ-ТЭЦ, является прогнозирование и обоснование режимов работы ТЭЦ. Это обстоятельство обуславливает необходимость тщательного моделирования и оптимизации режимов работы ПГУ-ТЭЦ и обоснование надежности их работы в системах теплоснабжения.

Список литературы:

1. Соколов, А.А. Экономическая эффективность ПГУ-ТЭЦ на базе ГТУ малой и средней мощности /А.А. Соколов, Е.А. Ларин, А.В. Чикалкин./ Проблемы электроэнергетики: сборник научных трудов Саратов – СГТУ- 2009 – с. 76-81.

Практическое применение критериев статической устойчивости на примере одномашинной энергосистемы

Д.Ф. Мавлетчина

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск
danyasemsk@gmail.com*

Теория статической устойчивости электрических систем основывается на методах приближения Ляпунова и сводится к исследованию устойчивости систем дифференциальных уравнений, описывающих исследуемые энергосистемы.

Для исследования статической устойчивости необходимо [1]: составить математическое описание переходных процессов в изучаемой системе в виде нелинейных дифференциальных

уравнений; провести линеаризацию уравнений по первому приближению и получить систему линеаризованных уравнений; составить характеристический определитель; вычислить частные производные для исследуемого режима; определить устойчивость с помощью методов, выявляющих знак действительных корней характеристического уравнения.

При высокой степени характеристического уравнения вычисление его корней является весьма трудоёмкой операцией, поэтому часто используют некоторые математические условия, которые позволяют без вычисления корней определять наличие или отсутствие положительных знаков у их вещественных частей. В электроэнергетике эти условия называются математическими критериями статической устойчивости энергосистем, из которых выделяют алгебраические (критерии Рауса, Гурвица) и частотные (методы D-разбиения, критерии Михайлова, Найквиста) [1].

Практическим применением определения статической устойчивости энергосистемы на основе данных критериев явилась разработка части лабораторного практикума по дисциплине «Методы расчёта устойчивости энергосистем». В лабораторной работе №1 для одномашинной энергосистемы требуется осуществить выбор параметров по условиям статической устойчивости с использованием метода D-разбиения, частотных и алгебраических критериев устойчивости, применяя в качестве инструментального средства систему компьютерной математики Mathcad.

Алгоритм выполнения лабораторной работы следующий. На примере одномашинной энергосистемы с заданными параметрами и с фиксированными коэффициентами усиления АРВ по напряжению, производится расчёт частных коэффициентов характеристического уравнения, с помощью которых вычисляются координаты точек кривой D-разбиения.

Соответственно далее следует построение области D-разбиения в плоскости двух параметров (рис.1), параметрами являются коэффициенты АРВ СД по частоте.

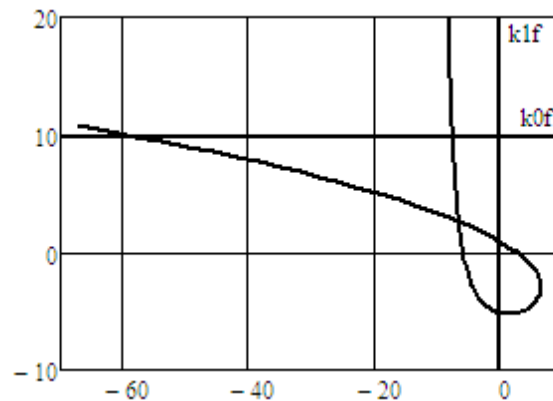


Рисунок 1 – Область D-разбиения

Далее осуществляется выбор области-претендента на устойчивость, из области произвольно выбирается точка и осуществляется проверка области-претендента по критериям устойчивости Рауса, Гурвица и Михайлова.

Примем $k_{0f} = -2,5, k_{1f} = -2,5$, произведем расчет коэффициентов и составим характеристическое уравнение в форме полинома:

$$D_1(p) = 0,00458 \cdot p^5 + 0,05 \cdot p^4 + 0,236 \cdot p^3 + 1,601 \cdot p^2 + 1,33 \cdot p + 5,848 = 0 \quad 1)$$

Проверим эту точку на устойчивость по критериям Рауса, Гурвица и Михайлова.

Критерий Гурвица формулируется следующим образом: для выполнения устойчивости и, следовательно, для расположения всех корней в левой полуплоскости необходимо и достаточно, чтобы все n диагональных миноров матрицы (2) были положительными. [2]

Составим матрицу Гурвица и вычислим определители для рассматриваемого примера:

$$\Delta_1 = a_1 = 0,05 ; \quad \Delta_2 = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 \\ a_0 & a_2 \end{vmatrix} = 0,0044 ; \quad \Delta_3 = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 \\ a_0 & a_2 & a_4 \\ 0 & a_1 & a_3 \end{vmatrix} = 0,0052 ;$$

$$\Delta_4 = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 & 0 \\ a_0 & a_2 & a_4 & 0 \\ 0 & a_1 & a_3 & a_5 \\ 0 & a_0 & a_2 & a_4 \end{vmatrix} = 0,0017;$$

$$\Delta\Gamma = \Delta 5 = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 & 0 & 0 \\ a_0 & a_2 & a_4 & 0 & 0 \\ 0 & a_1 & a_3 & a_5 & 0 \\ 0 & a_0 & a_2 & a_4 & 0 \\ 0 & 0 & a_1 & a_3 & a_5 \end{vmatrix} = 0,01 \quad (2)$$

Ряд определителей Гурвица:

$$a_0 = 0,00458; \Delta_1 = 0,05; \frac{\Delta_2}{\Delta_1} = 0,088; \frac{\Delta_3}{\Delta_2} = 1,168; \frac{\Delta_4}{\Delta_3} = 0,341; \frac{\Delta_5}{\Delta_4} = 5,68.$$

Можно сделать вывод, что система устойчива, так как в ряде нет ни одной смены знака.

Критерий устойчивости Михайлова принадлежит к числу частотных критериев и позволяет оценивать устойчивость замкнутой системы по виду годографа, который может быть получен из характеристического уравнения [2].

Заменив в уравнении (1) переменную p величиной $j\omega$, т.е. положим $p = j\omega$. Тогда получим

$$D(j\omega) = 0,00458 \cdot (j\omega)^5 + 0,05 \cdot (j\omega)^4 + 0,236 \cdot (j\omega)^3 + 1,601 \cdot (j\omega)^2 + 1,33 \cdot (j\omega) + 5,848 = 0 \quad (3)$$

Расчет статической устойчивости по критерию Михайлова:

$$\operatorname{Re} D(\omega) = a_1 \cdot \omega^4 - a_3 \cdot \omega^2 + a_5;$$

$$\operatorname{Im} D(\omega) = a_0 \cdot \omega^5 - a_2 \cdot \omega^3 + a_4 \cdot \omega.$$

Пример расчета при $\omega = 0,1$:

$$\operatorname{Re} D(\omega) = 0,05 \cdot 0,1^4 - 1,601 \cdot 0,1^2 + 5,848 = 5,832;$$

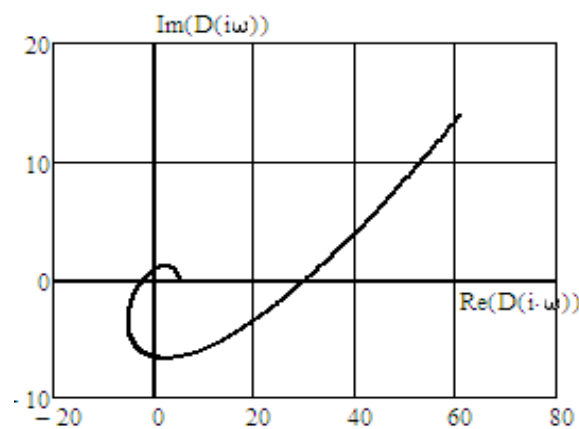
$$\operatorname{Im} D(\omega) = 0,00458 \cdot 0,1^5 - 0,236 \cdot 0,1^3 + 1,33 \cdot 0,1 = 0,133.$$

При $\omega = 7$:

$$\operatorname{Re} D(\omega) = 0,05 \cdot 7^4 - 1,601 \cdot 7^2 + 5,848 = 47,218;$$

$$\operatorname{Im} D(\omega) = 0,00458 \cdot 7^5 - 0,236 \cdot 7^3 + 1,33 \cdot 7 = 5,31.$$

Результат расчета представлен на рисунке 2.



По критерию Михайлова для устойчивости системы в замкнутом состоянии необходимо и достаточно, чтобы вектор $D(j\omega)$, описывающий своим концом кривую Михайлова при изменении ω от 0 до $+\infty$, начав свое движение с положительной действительной оси и вращаясь против часовой стрелки, последовательно проходил n квадрантов, нигде не обращаясь в нуль [4].

По данной характеристике видно, что годограф последовательно проходит против хода часовой стрелки через I, II, III, IV и снова I квадранты ($n=5$), при этом вектор нигде не обращается в нуль. Следовательно, по критерию Михайлова, исследуемая система устойчива.

Применение критерия Рауса требует составления таблицы Рауса (табл. 1). Элементами её первой строки являются чётные коэффициенты характеристического уравнения (1) начиная с a_0 . Элементы второй строки – нечётные коэффициенты начиная с a_1 . Элементы последующих строк вычисляются по приведённым в табл. 1 формулам.

Таблица 1 – таблица Рауса

Вспомогательные коэффициенты	№ строки	№ столбца		
		1	2	3
–	1	$c_{11} = a_0 =$ $= 4,581 \cdot 10^{-3}$	$c_{12} = a_2 =$ $= 0,236$	$c_{13} = a_4 =$ $= 1,33$

Продолжение таблицы 1

–	2	$c_{21} = a_1 =$ $= 0,05$	$c_{22} = a_3 =$ $= 1,601$	$c_{23} = a_5 =$ $= 5,848$
$r_3 = c_{11}/c_{21} =$ $= 0,092$	3	$c_{31} = c_{12} - r_3 c_{22} =$ $= 0,089$	$c_{32} = c_{13} - r_3 c_{23} =$ $= 0,793$	–
$r_3 = c_{11}/c_{21} =$ $= 0,56$	4	$c_{31} = c_{12} - r_3 c_{22} =$ $= 1,157$	–	–

Согласно критерию Рауса, для устойчивости энергосистемы необходимо и достаточно, чтобы элементы первого столбца таблицы Рауса имели одинаковый знак [3]. Как видно из таблицы изменение знака не наблюдается, соответственно можно сделать вывод, что система статически устойчива.

Исследование статической устойчивости на примере одномашинной энергосистемы позволяет изучить применение алгебраических и частотных критериев и освоить методологию выбора параметров регулируемых энергосистем по условиям их статической устойчивости. Поскольку все вычисления производятся в программном комплексе Mathcad, студенты имеют возможность наглядно представить свои расчёты.

Список литературы:

1. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических энергосистемах: Учеб. для электроэнергет. спец. вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш.шк., 1985. – 536 с. ил.
2. Хрущев Ю.В. Методы расчёта устойчивости энергосистем. Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 176 с.
3. Макаров И.М., Менский Б.М. Линейные автоматические системы (элементы теории, методы расчёта и справочный материал). – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1982. – 504 с., ил.
4. Воронов А.А. Основы теории автоматического регулирования и управления. Учебное пособие для вузов. – М.: Высш.шк., 1977. – 519 с. ил.

Анализ средств повышения эффективности энергетической утилизации древесных отходов*Голдаев С. Помыткин Д.А.**Национальный исследовательский Томский политехнический университет ЭНИИ, Россия г. Томск
E-mail: SVGoldaev.tpu@.ru*

Сжигание – распространенный способ термической переработки отходов. Он реализуется при температурах более 600°C и относится к окислительным термическим процессам автогенного характера, т.е. дополнительного топлива для этого не требуется [1].

Существенной проблемой лесопромышленного комплекса при существующем уровне развития является проблема низкой эффективности использования сырьевых ресурсов. В процессе переработки значительная доля древесной биомассы выходит из производственного оборота в виде отходов лесозаготовок, деревообработки или остается вовсе непригодной для переработки с применением существующих технологий лесопиления. При уровне заготовки древесины в размере 178 млн. м³ ежегодное количество только отходов деревообработки составляет более 70 млн. м³ [1]. Постоянное недоиспользование расчетной лесосеки приводит к накоплению невостребованной низкокачественной древесины, большая часть которой ухудшает экологическую обстановку, повышает пожарную опасность. С другой стороны, в связи с нестабильностью мировых цен на ископаемые энергоносители возникает задача о вовлечении в сырьевую базу химических производств и топливно-энергетический комплекс альтернативных возобновляемых ресурсов, одним из которых является биомасса древесины. Однако использование биомассы в качестве топлива и химического сырья в ряде случаев малоэффективно ввиду того, что она имеет малую транспортную плотность и практически не приспособлена к существующей технологии, ориентированной на использование ископаемых ресурсов. Уменьшить негативное влияние данных факторов возможно с помощью предварительной децентрализованной переработки растительной биомассы в промежуточные продукты с более высокой плотностью, которые в дальнейшем перерабатываются в промышленных центрах с получением конечных продуктов нефтехимии. В зависимости от внешних условий и свойств сырья состав и количество продуктов термического разложения изменяются, что, в свою очередь, влияет на эффективность термохимических процессов. Интенсификация процессов, сопровождаемых при пиролизной переработке древесины, открывает широкие перспективы в области повышения эффективности промышленной технологии.

Наиболее существенным недостатком древесных отходов как топлива является их нестабильное влагосодержание, которое в зависимости от вида древесных отходов колеблется в пределах от 8 до 80% [2].

Для повышения эффективности процесса сжигания, рассмотрена возможность предварительной сушки древесных отходов топочными газами котельной установки [3]. Соответствующая технологическая схема процесса получения тепловой энергии имеет такие стадии. Древесные отходы с повышенным влагосодержанием загружаются в бункер, где происходит процесс сушки древесных отходов топочными газами, поступающими из котла. Высушенные древесные частицы дозатором транспортируются в топку. Образовавшиеся при их сжигании газы из топки подаются в котел для утилизации теплоты. Охлажденные в котле топочные газы поступают в сушильный бункер, откуда через дымовую трубу выбрасываются в атмосферу.

С учетом того, что в большинстве случаев в конструкции предлагаемых для деревообрабатывающих предприятий котлов заложены слоевые методы сжигания топлива, отличающиеся своей простотой и надежностью при низких капитальных вложениях, механизм сжигания древесной частицы в противоточном слое можно представить как совокупность процессов удаления влаги, термоллиза (выхода летучих) и выгорания коксового остатка частицы.

При прохождении топочного газа сквозь слой дисперсного материала в сушильном бункере, вследствие тепло-массообмена, происходит изменение влагосодержания и температуры топочного газа по высоте слоя, которые можно определить из уравнений материального и теплового балансов [3,5].

Одновременно с этими процессами вследствие теплопроводности происходит изменение влажности и температуры внутри древесной частицы, которые в условиях сушильного бункера, при отсутствии общего градиента давления и фазовых превращений внутри древесной частицы, можно определить с помощью системы дифференциальных уравнений теплопереноса [3].

Температура топочного газа на выходе из сушильного бункера определяется из технологических соображений при заданной степени насыщения топочного газа водяными парами [3]. Сушилка позволяет при использовании окружающего воздуха без подогрева достаточно эффективно сушить отходы древесины (от влажности 70...75% до влажности ~ 30%). Это позволяет повысить эффективность подготовки древесных отходов к использованию в производстве строительных материалов, и в качестве топлива.

При выборе оборудования учитываются вид топлива, его состав, влажность.

Сжигание древесных отходов осуществляется по следующим технологиям.

Прямое сжигание древесного топлива с высокой влажностью в виде кусковых и длинномерных отходов, щепы, коры, опилок, топливных брикетов, гранул и т.д. происходит в топках с горизонтальной, конусообразной, наклонной или подвижной колосниковой решеткой [4]. Оно используется в водогрейных котлах малой мощности (менее 20 МВт) для обогрева производственных или жилых помещений.

Сжигание в кипящем циркулирующем слое позволяет достичь большей эффективности и экономичности за счет почти 100%-го сгорания топлива при меньшем уровне эмиссии отходов горения по сравнению с прямым сжиганием [4]. При реализации данного метода измельченное древесное топливо подается в «кипящий» слой, созданный путем продувания воздуха через слой топлива.

Подходящий вид древесного топлива – щепа с размером кусков 30...150 мм или любые другие отходы производства с аналогичным фракционным составом и влажностью до 55...57%, содержащие не более 30...35% мелких фракций.

Газификация представляет собой двухэтапный процесс. На первом этапе топливо подается шнековым питателем на колосниковую решетку в первичной камере (предтопке), где оно нагревается до температуры, при которой происходит процесс газификации. Перегретый и смешанный с вторичным воздухом древесный газ сгорает во вторичной камере практически без остатка. Продукты сгорания используются в котле или печи для получения горячей воды, пара или горячего воздуха. Диапазон мощностей систем сжигания такого рода от 500 кВт до 30 МВт [4].

Топка газогенераторная, немеханизированная, с оперативным бункером для обеспечения непрерывности работы. В ней можно сжигать различные по фракционному составу древесные отходы: от мелких опил (отходы ленточно-пильных станков) до кусковых отходов.

Древесные отходы загружаются в бункер. Под действием силы тяжести, по мере сгорания, топливо постепенно опускается вниз, проходя последовательно зоны: подсушки, пиролиза, газификации и горения. Образующаяся зола просыпается через колосник в зольник, куда также первоначально поступает воздух для горения.

В процессе брикетирования происходит увеличение плотности брикета до 900-1100 кг/куб.м. При влажности 10-12% брикеты имеют теплотворную способность 3500-4500 ккал/кг [4]. Таким образом объем древесных отходов сокращается в 2-7 раз. Теплотворная способность брикетов по сравнению с древесными отходами возрастает в 2-3 раза и приближается к теплотворности каменного угля.

Преимуществом использования древесины в качестве топлива являются [6] уменьшение объема золы при сжигании: бурого угля образуются золы до 40% от веса сжигаемого топлива; каменного угля – около 20%; древесины – 0,5...3%.

При этом золу от сжигания древесного топлива возможно использовать как минеральное удобрение, а шлаки от сжигания угля содержат тяжелые металлы и обладают хотя и слабой, но повышенной радиоактивностью [6]. Уменьшение выбросов в атмосферу.

Выделение углекислого газа при сжигании больше чем при использовании древесного топлива: газа – в 15 раз; дизельного топлива – в 20 раз; кокса – в 30 раз; угля – в 50 раз.

Приведенные данные показывают, что древесное топливо является экологически более чистым, чем уголь, причем предпочтение, по-видимому, должно быть отдано установкам газификации.

Быстрый пиролиз представляет собой процесс, при котором сухие (<10% влажности), измельченные в порошок древесные отходы, включая опилки, кору и т.д., быстро нагреваются в кипящем слое инертного материала внутри реактора до температуры 450 ... 500°C при отсутствии воздуха [6]. Продуктами пиролиза являются частицы древесного угля, неконденсирующийся газ, конденсирующиеся пары и аэрозоли. Частицы древесного угля отделяются в циклоне, а летучие вещества подвергаются быстрому охлаждению, в результате которого образуется жидкость – синтетическое жидкое топливо (пиротопливо), поступающее в накопительный резервуар. Оно

имеет калорийность, составляющую примерно 55% от калорийности дизельного топлива. Используется путем сжигания в газотурбинных установках (ГТУ) или дизельных двигателях. Несмотря на высокую эффективность и удобство использования жидкого синтетического топлива, отсутствие отходов, пиролиз только недавно вышел из стадии исследований и опытных разработок (максимальная производительность действующей пилотной установки составляет 10 тонн в сутки) [6], что обуславливает высокую стоимость используемого оборудования.

Список литературы:

1. Основы практической теории горения: / В.В. Померанцев, К.М. Арефьев, Д.Б. Ахмедов и др. – Л.: Энергоатомиздат. 1986.
2. Пурим, В. Р. Твердые бытовые отходы – топливо для ТЭС малой мощности / В. Р. Пурим, А. Н. Тугов // Акватерм. – 2001. – Июль. – С. 91–93.
3. Грачев, А.Н. Предварительная сушка как средство повышения эффективности энергетической переработки древесных отходов / А.Н. Грачев, В.Н. Башкиров, Р.Г. Сафин // Электронный журнал «Исследовано в России». – 2006. – № 64. – С. 635–645.
4. Тимербаев, Н.Ф. Пути повышения эффективности установок для сжигания биомассы / Н.Ф. Тимербаев, А.Н. Грачев, Р.Г. Сафин // Труды VI Международного симпозиума «Ресурсоэффективность и энергосбережение» / Казань: КГУ, 2006. – С. 335–336.
5. Забелкин, С.А. Математическое моделирование процесса горения жидких продуктов быстрого пиролиза отходов деревообработки / С.А. Забелкин, А.Н. Грачев, В.Н. Башкиров // Вестник Казанского технологического университета. – 2011. – №10. – С. 86–91.
6. Головков С.И. Энергетическое использование древесных отходов. – М.: Лесная промышленность, 1987. – 224 с.

Тарифообразование и оптимизация в теплоснабжении

Соломин И.Н., Даминов А.З.

*Исследовательский центр проблем энергетики Федерального государственного бюджетного учреждения науки Казанского научного центра Российской академии наук, Россия, г. Казань
solil1@yandex.ru*

Анализируя современное состояние теплоснабжающего сектора энергетики можно отметить тот факт, что городские системы централизованного теплоснабжения работают в неоптимальных режимах, что ведет к увеличению относительных потерь тепловой энергии в системах теплоснабжения [1].

Среди основных причин такого положения с потерями в теплосетях:

- несовершенство и износ теплоизоляции теплопроводов;
- утечки теплоносителя в тепловых сетях;
- недоиспользование пропускной способности трубопроводов вследствие завышения расчётных тепловых нагрузок потребителей;
- излишняя централизация теплоснабжения в случаях подключения к системам теплоснабжения микрорайонов с малоэтажной жилой застройкой, имеющих низкую плотность тепловых нагрузок.

Наряду с технологическими причинами недостаточной эффективности имеют место недостатки в тарифной политике. В настоящее время установление тарифов является одной из главных проблем в отрасли тепловой энергетики.

Рассмотрим влияние механизма тарифообразования на энергосберегающие мероприятия и оптимизацию действующей системы теплоснабжения от котельной Сыртлановой, 27 МУП ПО «Казэнерго».

До настоящего времени тарифообразование для теплоснабжающей компании МУП ПО «Казэнерго» производится по системе «затраты плюс». При данном методе тариф формировался исходя из фактических затрат компании за предыдущий год и ее инвестиционной программы. При применении метода «затраты плюс» тарифы устанавливаются ежегодно, исходя из объема средств, которые региональная энергетическая комиссия (РЭК) включил в состав необходимой валовой выручки организации для осуществления ее деятельности в следующем году. Основными составляющими необходимой валовой выручки (НВВ) являются операционные расходы компании, расходы на выплату процентов, налогов, дивидендов и капитальные вложения. Данная методика устарела, поскольку при рыночном ценообразовании в условиях конкуренции все хозяйствующие

субъекты стремятся к уменьшению затрат, а при регулировании по системе «затраты плюс» такой заинтересованности у объекта регулирования нет. Ведь его затраты в полной мере учитываются в тарифе. Более того, метод «затраты плюс» не предусматривает никакой взаимозависимости между ценой услуги и ее качеством. В итоге тарифы постоянно растут, а средств для инвестирования в развитие системы теплоснабжения постоянно не хватает. Поэтому в настоящее время метод «затраты плюс» значительно тормозит развитие компании и практически не стимулирует проведения энергосберегающих и оптимизационных мероприятий, т.к. вся экономия от них сохраняется на период регулирования, т.е. на один год.

Примером может вступать тепловые потери через изоляционные конструкции трубопроводов тепловых сетей. В определенной мере сверхнормативные потери будут присутствовать всегда, что определяется их двойственным происхождением – несовершенством теплоизоляции и недоиспользованием пропускной способности теплопроводов. Первую из двух составляющую можно устранить путём применения новейших технологий, в частности, теплопроводов с пенополиуретановой теплоизоляцией. Вторая же с развитием рыночных отношений в теплоснабжении подобным методом неустранима.

Нормативными считаются тепловые потери, которые неизбежны при современном уровне технического прогресса. Данные потери являются невозвратными и определяют расход тепла на транспорт тепловой энергии, подлежащий оплате потребителем через устанавливаемые тарифы. Норматив на тепловые потери устанавливается исходя из оптимального соотношения цены и качества мероприятий, направленных на снижение теплопотерь.

Сверхнормативные потери, обусловленные недоиспользованием пропускной способности тепловых сетей возможно снизить путем нахождения оптимальных диаметров участков тепловой сети при замене и капитальном ремонте, а также определения оптимальных расходов теплоносителя на данных участках. Оптимальные параметры функционирования системы теплоснабжения определяются из условия минимума затрат в тепловой сети. При этом достигается снижение потребления энергоресурсов и, соответственно, конечной стоимости единицы тепловой энергии. Поэтому данные мероприятия могут быть определены как энерго- и ресурсосберегающими и иметь место в инвестиционных программах теплоснабжающих компаний. Все оптимизационные мероприятия в тепловых сетях в силу немалых капитальных затрат должны планироваться в среднесрочной и долгосрочной перспективе. А в результате их проведения теплоснабжающая компания должна получить прибыль (экономии) от снижения эксплуатационных затрат, поэтому для осуществления инвестиционной программы и получения максимальной прибыли от оптимизации более всего подходит RAB-регулирование (Regulatory Asset Base – регулируемая база инвестиционного капитала) тарифообразования.

Под показателем энергосбережения понимается качественная и/или количественная характеристика проектируемых или реализуемых мер по энергосбережению, которая определяет:

- фактическую экономию топливно-энергетических ресурсов;
- снижение потерь топливно-энергетических ресурсов, в т.ч. за счет оптимизации режимных параметров теплоснабжения;
- снижения себестоимости производства тепловой энергии.

Показатели экономичности энергопотребления могут быть выражены в абсолютной или удельной форме. Абсолютная форма характеризует расход топливно-энергетических ресурсов в регламентированных условиях (режимах) работы. В нормативной документации на продукт, потребляющие одновременно различные виды топлива и энергии, должны устанавливаться показатели энергопотребления по всем видам энергии в сумме в пересчете к одному виду единиц измерения. Поэтому, для сравнения эффективности работы системы теплоснабжения до и после внедрения энергосберегающих мероприятий наиболее показательными являются удельные затраты энергии в системе теплоснабжения на транспорт и распределение тепловой энергии [2]. Удельные энергетические затраты определяются путем суммирования годового объема потребления каждого вида ресурса, в данном случае природного газа и электроэнергии, с учетом стоимостных коэффициентов каждого из них и отнесения суммы к полезно распределенной и потребленной тепловой энергии:

$$C_{\text{уд}} = \frac{1}{9,81\rho c(t_{\text{вв}} - t_{\text{ад}})} \sum_i^n \left(\frac{k_o A_n G_i^2 (l_i + l_{\text{яв}})}{\eta_{\text{с}} d_i^{5,25}} + \frac{3600 q_{\text{д}} l_i \beta_i}{G_i} \right), \quad (1)$$

где $\eta_{\text{ш}}$ – КПД сетевых насосов; G_i – расход теплоносителя на участке, м³/ч; A_{ri} – коэффициент, зависящий от шероховатости участка трубопровода и плотности теплоносителя, м³,25/кг; l_i – длина участка трубопровода, м; $l_{\text{экв}}$ – эквивалентная длина участка, м; d_i – диаметр участка, м; q_{d_i} – плотность теплового потока через тепловую изоляцию, Вт/м; β_i – коэффициент, учитывающий тепловые потери запорной арматурой; n – число участков тепловой сети; ρ – плотность теплоносителя, кг/м³; C – удельная теплоемкость теплоносителя, ккал/(кгК); $t_{i\dot{a}}$, $t_{i\dot{a}d}$ – расчетные температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах соответственно, °С;

$$k_{\dot{o}} = \frac{T_{\dot{y}}}{T_{\dot{o}}}$$

– коэффициент соотношения тарифов тепловой и электроэнергии.

В выражении (1) коэффициент $k_{\dot{o}}$ к количественной характеристике удельных затрат в тепловой сети добавляет качественную составляющую, оценивающую разницу в тарифах на различные виды ресурсов. Выбор энергетических затрат в качестве целевой функции при оптимизации параметров систем теплоснабжения обусловлен определяющей долей этих затрат в эксплуатационных расходах. На соотношение эксплуатационных расходов котельными существенное значение оказывают установленные цены на энергоресурсы. Основными энергоресурсами для выработки тепловой энергии являются природный газ и электроэнергия. Расходы на данные ресурсы в структуре тарифа на тепловую энергию лежат в пределах 53-55% и 10-15% соответственно.

При определении оптимальных параметров системы теплоснабжения необходимо учитывать значения тарифов на энергоресурсы и с учетом этого определять резервы и издержки для их экономии. Соответственно максимальная экономия энергоресурсов будет зависеть не только от сэкономленного количества, но и от цены (табл.1).

Выражение оптимального диаметра участка тепловой сети:

$$d_{i\dot{o}} = \sqrt[6,25]{\frac{5,25k_{\dot{o}}A_rG^3(l+l_{\text{э\ddot{a}}})}{3600\eta_i l\beta a}}$$

Для оптимального расхода выражение имеет вид:

$$G_{i\dot{o}} = \sqrt[3]{\frac{3600(ad+b)l\beta\eta_{\text{ш}}d^{5,25}}{2A_Rk_{\dot{o}}(l+l_{\text{э\ddot{a}}})}}$$

При введении в зависимости определения оптимальных диаметров участков тепловой сети и расходов теплоносителя коэффициента соотношения тарифов добавляется некоторое условие перераспределения долей затрат той или иной энергии в зависимости от их текущих цен.

Анализируя состояние цен и тарифов на энергоресурсы за последнее время можно отметить, что, совершенно естественно, неизменным остается превосходство тарифа на электроэнергию над тарифом на тепловую (рис.2).

Таблица 1. Значения тарифов на энергоресурсы по годам

Год	тариф на электроэнергию, руб./кВт	тариф на тепловую энергию, руб./Гкал	коэффициент соотношения тарифов
2006	1.52	482.60	2.708
2008	2.33	655.00	3.059
2010	3.10	846.90	3.147
2012	3.60	990.90	3.124
2013	3.87	1139.80	2.919

Из графика (рис. 2) видно, что в период 2010-2012 года разница за единицу энергии электрической и тепловой имеет свое максимальное значение. При этом в данный период было выгодно проводить энергосберегающие мероприятия с целью экономии электроэнергии и

изыскивать резервы по снижению ее потребления. В последнее время наметилась тенденция снижения разницы в тарифах за счет удорожания стоимости тепловой энергии. В таких условиях сбережение тепловой энергией ведет к значительной экономии в системе теплоснабжения наряду с электроэнергией.

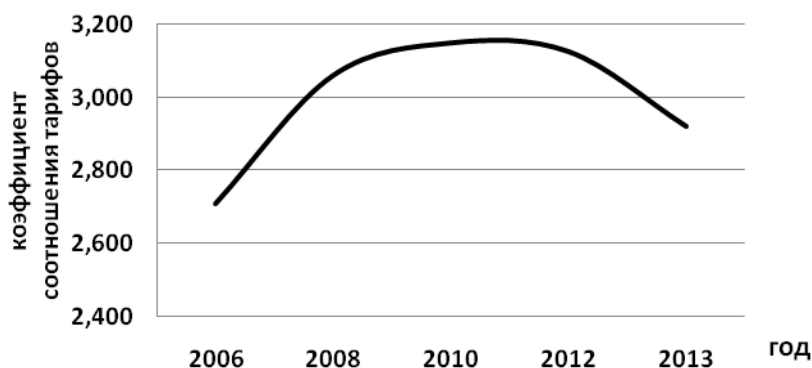


Рис 2. Значение коэффициента соотношения тарифов по годам.

На рис.3. представлена графическая зависимость значений оптимального расхода теплоносителя на участке действующей сети от котельной Сыртлановой, 27 диаметром 480 мм длиной 85 м канальной прокладки от коэффициента соотношения тарифов.

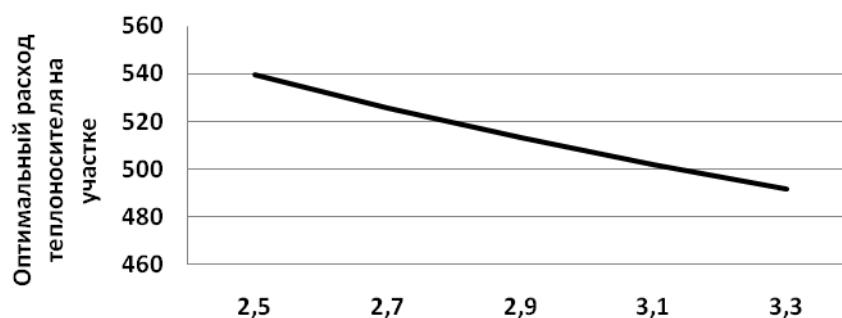


Рис. 3. Зависимость значений оптимального расхода на участке тепловой сети от коэффициента соотношения тарифов.

Из рис.3 видно, что при повышении коэффициента соотношения тарифов значение оптимального расхода снижается. Это объясняется высокой ценой на электроэнергию, что создает предпосылки ее экономии посредством снижения скорости движения теплоносителя по трубопроводу, а, следовательно, и снижением сопротивления сети.

Значения оптимальных диаметров в меньшей степени зависят от данного коэффициента, но также существует тенденция к увеличению пропускной способности трубопровода с ростом тарифа на электроэнергию.

Таким образом, применяя зависимости для определения оптимальных значений расходов и диаметров при условии минимума удельных затрат, необходимо учитывать разность в тарифах на энергоресурсы, т.к. данное условие позволяет скорректировать данные значения в зависимости от ценности и стоимости тепловой и электроэнергии для теплоснабжающей организации.

Список литературы:

1. Трутаев В.И., Сыропушинский В.М. Сверхнормативные потери теплоэнергии в теплосетях: вопросы учёта и распределения // Энергия и менеджмент. – 2011. – №5. – С. 2-10.
2. Авсюкевич А.Д. Энергоэффективность и энергосбережение в системах теплоснабжения // Строительство уникальных зданий и сооружений. – 2013. – №2. – С. 40-54.

**Перспективы применения газотурбинных двигателей на ТЭС в качестве привода
питательных насосов**

Цибульский С.А., Галашов Н.Н.

Национальный Исследовательский Томский Политехнический Университет, Россия, г. Томск.

E-mail: s.tzibulsky@yandex.ru, gal@tpu.ru

В настоящее время газотурбинные двигатели (ГТД) нашли широкое применение в различных отраслях техники в качестве силовых установок, в основном, за счет конвертирования авиационных двигателей в ГТД наземного типа [1]. Современное газотурбинное оборудование изготавливается на ряде отечественных преимущественно авиационных заводов. Стоимость 1 кВт установленной мощности варьирует в пределах 200–500 USD. В настоящее время большой спрос на рынке на газотурбинное оборудование и большая конкуренция заставляет совершенствовать технологии газотурбинных двигателей.

Наиболее широкое применение стационарные ГТД нашли на магистральных газопроводах, где они служат для привода центробежных нагнетателей газа на газоперекачивающих компрессорных станциях. Нагнетатели вместе с ГТД составляют газоперекачивающий агрегат (ГПА). Первый ГПА типа ГТ-700-4 был изготовлен в 1957 г. ГТД могут применяться в качестве приводных не только на газопроводах, но и на нефтепроводах для перекачки нефти.

ГТД также применяются в качестве главных судовых энергоустановок, при этом по основным экономическим показателям они успешно конкурируют с дизелями и паровыми турбинами, а по удельной массе, стоимости, ремонтпригодности, приспособленности к автоматизации превосходят их [2]. Основными факторами, сдерживающими применение газотурбинных двигателей на коммерческих судах, являются высокие расходы на топливо, связанные с повышенными требованиями к его качеству и сравнительно высокий удельный расход топлива. Применение ГТД позволяет существенно снизить количество вредных выбросов при работе судовой энергетической установки [3].

В отличие от газоперекачивающих и судовых ГТД на локомотивах нашли значительно меньшее применение. Техничко-экономическая эффективность применения турбопоездов на отечественных железных дорогах обоснована исследованиями ЦНИИ МПС; показана целесообразность применения турбопоездов на некоторых железнодорожных магистралях. Наиболее целесообразным оказывается применение ГТД при больших скоростях движения.

Преимуществами автомобильных ГТД по сравнению с дизелями являются их высокая удельная мощность, хорошие тяговые свойства, простота конструкции, меньшая токсичность отработавших газов, более высокая надежность при некоторых условиях эксплуатации [2].

К основным привлекательным достоинствам современных газотурбинных двигателей можно отнести: короткий период пуска (от 2 до 10 минут), достаточно низкую вибрацию при работе, слабую эмиссию вредных веществ в атмосферу, отсутствие требований по охлаждению водой.

Комплексное использование ГТД в данных направлениях, огромный опыт эксплуатации, модернизации и совершенствования позволяет рассмотреть перспективы применения их для привода механизмов собственных нужд на электростанциях, где в качестве привода в основном используются асинхронные электродвигатели и, в ряде случаев, для мощных механизмов – паровой турбопривод. Эти виды привода в настоящее время имеют эффективный КПД не выше 40 %.

Современные газотурбинные двигатели уже имеют КПД до 40–45 % благодаря большой степени повышения давления в компрессоре (30 для наземных и 40 для авиационных) и высоким температурам газа перед турбиной (1450 °С).

Значительный прогресс в газотурбинных двигателях достигнут за счет разработки новых жаропрочных материалов и покрытий, а также способов охлаждения горячих элементов двигателей.

Одним из перспективных направлений применения ГТД на ТЭС является замена ими электродвигателя или парового турбопривода питательных насосов (ПН). Проведенные теоретические исследования такой замены [4–6] показали, что при определенных удельных капитальных затратах в ГТД и соотношениях стоимости электроэнергии и топлива можно получить приемлемый срок окупаемости инвестиций.

Основными недостатками газотурбинных двигателей являются:

- высокое давление сжигаемого газа, что требует установки дожимных компрессоров;
- зависимость КПД ГТД от нагрузки и температуры наружного воздуха;
- существенные габариты газодяных теплообменников и газотводящих трактов, что усложняет компоновку оборудования на ТЭС;
- необходимость сжигания только газообразного или жидкого топлива.
- При эксплуатации ГТД в качестве привода на ТЭС возникает ряд проблем:
- понижение мощности по мере роста температуры наружного воздуха, особенно при температурах выше +15 °С;
- короткий срок службы элементов камер сгорания (в среднем 20–25 тыс. часов);
- помпаж в компрессоре, возникающий при высокой степени сжатия из-за отложений на рабочих лопатках;
- чрезмерный износ торцов рабочих лопаток компрессора из-за малых радиальных зазоров между корпусом и лопатками;
- уменьшение проектной мощности из-за увеличения сопротивления на всасе компрессора;
- повышение рабочих температур перед газовой турбиной приводит к появлению характерных дефектов на кромках и в основании направляющих лопаток, а также к повышению оксидов азота в выхлопных газах;
- необходимость подвода к электростанции газопровода или монтаж установки газификации угля.

У выпускаемых современных газотурбинных двигателей уже решен ряд проблем в работе и эксплуатации. Так все современные ГТД имеют сухие малоэмиссионные камеры сгорания, что обеспечивает их надежную работу по экологическим требованиям. Интенсивно разрабатываются способы газификации угля [7], что позволит применять ГТД на угольных ТЭС.

В настоящее время наиболее полно свои технические и термодинамические возможности газотурбинные двигатели реализуют в энергетических парогазовых установках (ПГУ). В сложном совмещенном термодинамическом цикле Брайтона-Ренкина наиболее эффективно энергетически используются возможности высокотемпературного подвода тепловой энергии к рабочей среде и низкотемпературный его отвод в паровой части при конденсации водяного пара. Такие энергетические установки при оптимизации параметров обеих частей термодинамического цикла в конденсационном режиме работы при номинальной мощности могут иметь КПД более 60 %, что недостижимо в отдельности ни газотурбинной, ни паротурбинной установками [8, 9].

Возможным направлением совершенствования современных пылеугольных энергоблоков большой мощности может стать внедрение газотурбинных двигателей в качестве привода питательного насоса.

Это направление подразумевает замену существующего электропривода или парового турбопривода ПН газотурбинным двигателем, что позволит устранить комплекс проблем, возникающих при использовании существующих приводов.

В качестве основных преимуществ использования газотурбинного привода ПН по сравнению с паровым турбоприводом можно выделить следующие:

- эффективный КПД современных ГТД достиг 35–45 %, а при использовании теплоты уходящих газов коэффициент использования теплоты топлива достигает 80–85 %;
- устранение недовыработки мощности энергоблока с паровым турбоприводом ПН вследствие пропуска пара турбопривода через проточную часть основной паровой турбины позволяет до 3 % увеличить выработку электроэнергии;
- упрощенная и более надежная схема энергоблока (независимая работа ГТД от главной паровой турбины);
- возможность использования тепла и кислорода выхлопных газов в котле: повышает КПД блока и уменьшает расход воздуха, что ведет к разгрузке дутьевых вентиляторов и уменьшению расхода электроэнергии на собственные нужды;
- повышенная маневренность газовой турбины по сравнению с паровой;
- практически не требуется охлаждающая вода;
- значительно меньше стоимость газотурбинного оборудования по сравнению с паротурбинным.

Проведенный ряд исследований по замене парового турбопривода ПН газотурбинным двигателем для существующих энергоблоков сверхкритического давления [10, 11] показал высокую эффективность предложенного решения.

С ростом начального давления пара на ТЭС затраты на привод ПН увеличиваются, а основной стратегией развития энергетики на угольной генерации является применение суперкритических и ультракритических параметров пара.

Для доказательства эффективности замены парового турбопривода ПН газотурбинным двигателем для энергоблока на суперкритические параметры пара были проведены расчеты его тепловой схемы с паро- и газотурбинным приводом ПН. За основу был взят пылеугольный энергоблок мощностью 660 МВт на начальные параметры пара 30 МПа и 600 °С [12]. Мощность привода ПН составляет 22 МВт. Рассмотрены два варианта установки ГТД для привода ПН: первый предусматривает установку двух газотурбинных двигателей Siemens Mars 100MD суммарной номинальной мощностью 23,72 МВт, второй – один ГТД Simens Titan 250 мощностью 23,37 МВт. Температура их уходящих газов составляет соответственно 485 °С и 465 °С. Теплота уходящих газов ГТД используется в топке парового котла. Так как уходящие газы на выходе из ГТД имеют высокий коэффициент избытка воздуха, то при сбросе в топку котла они обеспечивают до 25 % уменьшение расхода воздуха, необходимого для сжигания топлива, при этом существенно будут разгружены дутьевые вентиляторы и сокращен расход электроэнергии на привод собственных нужд.

В результате расчета тепловой схемы получены следующие показатели экономичности энергоблока при использовании в качестве привода ГТД Mars 100 MD: КПД блока брутто – 51,86 %; КПД блока нетто – 46,09 %; удельный расход условного топлива по выработке электроэнергии – 260,2 г у.т./кВт·ч. При использовании Titan 250: КПД блока брутто – 52,05 %; КПД блока нетто – 46,26 %; удельный расход условного топлива по выработке электроэнергии – 259,33 г у.т./кВт·ч. По сравнению с паровым турбоприводом прирост КПД блока брутто составил 0,19 % для Mars 100 MD и 0,38 % для Titan 250, а прирост КПД блока нетто – соответственно 0,16 % и 0,34 %. Дополнительно генерируемая электрическая мощность на блоке составила 21,2 МВт.

Полученные результаты позволяют судить о том, что имеется достаточный выигрыш в повышении мощности и тепловой экономичности энергоблока, поэтому закономерна дальнейшая проработка данного вопроса на основе детального технико-экономического анализа.

Список литературы:

1. Маркушин А.Н., Бакланов А.В. Этапы модернизации камеры сгорания ГТД со ступенчатым подводом воздуха по длине жаровой трубы. // Вестник двигателестроения. – 2011, – №2, – С. 79–82.
2. Манушин Э.А. Газовые турбины: Проблемы и перспективы. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 168 с.
3. Горбов В.М., Чередниченко А.К. Анализ и перспективы использования отечественных газотурбинных двигателей в судовой энергетике. // Авиационно-космическая техника и технология, – 2008, – №8 (55), – С. 103–107.
4. Галашов Н.Н. Эффективность использования газотурбинных двигателей для привода механизмов собственных нужд ТЭС. // Электрические станции. – 2013, – №2, – С. 32–35.
5. Галашов Н.Н. Эффективность замены парового турбопривода механизмов собственных нужд энергоблоков ТЭС газотурбинным приводом. // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Том 321. – № 4. – С. 7–10.
6. N. N. Galashov. Efficiency of Gas Turbine Engines for Drive of Mechanisms for In-House Needs of Thermal Power Plants1,2. Power Technology and Engineering. October 2013.
7. Цибульский С.А. Газификация углей для теплоэнергетических установок ТЭС. // Сборник трудов XIX Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Современные техника и технологии», – 2013, – т.3, – С. 265–266.
8. Ковецкий В.М., Ковецкая Ю.Ю. Газотурбинные двигатели в энергетике: достижения, особенности, возможности. // Системні дослідження та комплексні проблеми енергетики. – 2008, – №17, – С. 24–30.
9. Галашов Н.Н., Цибульский С.А. Анализ влияния основных параметров паротурбинного цикла на эффективность тринарных парогазовых установок // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Том 323. – № 4. – С. 14–21.
10. Бикбов Т.К., Галашов Н.Н. Модернизация схемы блока К-300-23,5 путем замены парового турбопривода питательных насосов газотурбинным двигателем. // Теплофизические основы энергетических технологий. Сборник научных трудов III Всероссийской научно-практической конференции / под ред. Г.В. Кузнецова, А.С. Заворина, К.В. Бувакова; – С-Петербург: Изд-во Экспресс; – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, – 2012. – С. 172 – 175.

11. Калгин Д.Е., Галашов Н.Н. Анализ замены парового привода питательных насосов блока К-500-24 газотурбинным двигателем. // Труды XVI Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Современные техника и технологии». – Томск: Изд-во Томского политехнического университета. – 2012. – Т2, – С. 185–186.
12. Тумановский А.Г., Алтухов М.Ю., Шварц А.Л. Разработка пылеугольного энергоблока на суперкритические параметры пара мощностью 660 МВт. // Электрические станции. – 2010, – №1, – С.18–27.

Анализ показателей энергетической эффективности компрессорной станции

Шарафиева А.Н., Ахметов Э.А.

Казанский Государственный Энергетический Университет, Россия, г. Казань

marvellous_als@mail.ru

Одними из основных критериев функционирования компрессорных станций, цехов, ЛПУМГ и Общества в целом являются показатели энергетической эффективности.

В соответствии с нормативными документами, показатели энергоэффективности разделяются на системные показатели, определяемые для ЛПУМГ и Общества в целом, и локальные, определяемые для компрессорных цехов и отдельных ГПА.

Было рассмотрено Шеморданское линейное производственное управление магистральных газопроводов. ШЛПУ МГ держит под своим контролем восемь ниток магистральных газопроводов. Восемь газокомпрессорных цехов перекачивают по магистралям ежегодно миллиарды кубометров газа, в том числе и зарубежным потребителям.

Шеморданское ЛПУМГ состоит из семи цехов, включающих компрессорные станции магистральных газопроводов Уренгой – Центр I, Уренгой – Центр II, Уренгой – Ужгород, Ямбург – западная граница (Прогресс), Ямбург – Елец I, Ямбург – Елец II, ГПС-4.

Каждый цех содержит в своем составе от трех до шести различных типов газоперекачивающих агрегатов (ГПА).

Системным показателем энергоэффективности по газу для рассматриваемой организации является удельный расход газа собственных нужд на единицу товаротранспортной работы (мЗ/млн.мЗ·км). Этот показатель рассчитывается по данным расхода газа на собственные технологические нужды организации и по величине товаротранспортной работы.

Товаротранспортная работа характеризует объем производства газопровода (газопроводов) и представляет собой условную работу по перемещению единицы объема транспортируемого газа на единицу длины участка газопровода (газопроводов). Наиболее оптимальные показатели работы достигаются в зимний период, когда увеличивается газотранспортная работа.

Недостатком показателя товаротранспортной работы, является то, что при его расчете не учитываются режимы работы производственных управлений Общества, а учитывается лишь общий режим работы всей газотранспортной системы магистральных газопроводов. Таким образом, указанный системный показатель энергетической эффективности (расход газа собственных нужд, приведенный к объему товаротранспортной работы) не в полной мере отражает эффективность работы предприятий.

Так как в компрессорных цехах кроме расхода газа на СТН имеется расход электрической энергии то, для анализа системных показателей энергетической эффективности рекомендуется использовать удельный показатель эффективности расхода ТЭР на собственные технологические нужды, кг у.т. /млн. мЗ. Наиболее оптимальные значения удельных показателей эффективности расхода ТЭР на собственные технологические нужды достигаются в холодный период года (в I и IV квартале), когда возрастает товаротранспортная работа Объединения в целом.

Локальным показателем энергоэффективности работы компрессорных станций (компрессорных цехов) является удельный расход топливно-энергетических ресурсов на собственные технологические нужды. Удельный расход ТЭР на СТН КС (КЦ) вычисляют по формуле 1:

$$E_{тэр}^{кс} = \frac{B_{тэр}^{кс}}{L_{кс}}, \quad (1)$$

где $B_{тэп}^{кс}$ – суммарный расход ТЭР КС за расчетный период времени, т.у.т.;
 $L_{кс}$ – политропная работа сжатия КС за расчетный период времени, тыс. кВт·ч.
 Суммарный расход ТЭР КС вычисляют по формуле 2:

$$B_{тэп}^{кс} = k_2 \cdot Q_{стн}^{кс} + k_3 \cdot W_{стн}^{кс}, \quad (2)$$

где $Q_{стн}^{кс}$ – объем природного газа, расходуемого на СТН КС за расчетный период времени, тыс.м³; $W_{стн}^{кс}$ – расход электроэнергии на СТН КС за расчетный период времени, тыс. кВт·ч.

Объем природного газа, расходуемый на СТН КС, вычисляют по формуле 3:

$$Q_{стн}^{кс} = Q_{тг}^{кс} + Q_{нтн}^{кс} + Q_{тп}^{кс}, \quad (3)$$

где $Q_{тг}^{кс}$ – объем топливного газа КС за расчетный период, тыс.м³; $Q_{нтн}^{кс}$ – объем газа, расходуемый на прочие технологические нужды КС за расчетный период, тыс.м³; $Q_{тп}^{кс}$ – объем технологических потерь газа КС за расчетный период, тыс.м³.

Топливный газ КС вычисляют по формуле 4:

$$Q_{тг}^{кс} = \sum_{i=1}^{S_1} Q_{тг_i}^{кв}, \quad (4)$$

где S_1 – количество КЦ с газотурбинным приводом.

Объем газа на прочие технологические нужды КС вычисляют по формуле 5:

$$Q_{нтн}^{кс} = \sum_{i=1}^S (Q_{нтн_i}^{кв} + Q_{эсн_i} + Q_{к_i} + Q_{СОГ_i}), \quad (5)$$

где $Q_{эсн_i}$ – объем газа на выработку электроэнергии i-той ЭСН за расчетный период, тыс. м³, его измеряют; $Q_{к_i}$ – объем за расчетный период газа на выработку тепла котельной i-той за расчетный период, тыс. м³, его измеряют; $Q_{СОГ_i}$ – объем газа на работу i-той СОГ за расчетный период, тыс. м³, его измеряют; S – количество КЦ.

Технологические потери КС вычисляют по формуле 6:

$$Q_{тп}^{кс} = \sum_{i=1}^S Q_{тп_i}^{кв}, \quad (6)$$

где $Q_{тп_i}^{кв}$ – технологические потери газа i-го КЦ, тыс.

Динамика производства политропной работы сжатия каждым компрессорным цехом организации в рассмотренный период представлена в таблице 1:

Динамика производства политропной работы сжатия компрессорными цехами организации в течении наблюдений испытывала некоторую неравномерность. В летний период наблюдался спад в производстве политропной работы, что объясняется режимом работы всей газотранспортной системы в целом.

Также важным критерием функционирования компрессорных станций на базе газотурбинных двигателей является такой показатель, как коэффициент полезного действия (КПД) газотурбинной установки.

Для существенного повышения КПД газотурбинной установки на базе авиационных ГТД существуют два основных пути:

- а) повышение температуры газа перед турбиной;
- б) снижение температуры выхлопных газов;

Таблица 1. Производство политропной работы сжатия компрессорными цехами организации

ЛПУ	№ КЦ	Тип ГПА	Тип нагнетателя	Установленная мощность	Политропная работа, тыс. кВт*час			
					1 кв 2010	2 кв 2010	3 кв 2010	4 кв 2010
Шеморданское ЛПУМГ	КЦ 1	ГПА-16 МЖ59.02	650-23-1	48000	38745	19047	27476	38967
	КЦ 2	ГПА-16 МЖ59.02	235-28-1	96000	47076	43025	41094	56046
	КЦ 3	ГТК-25ИР	PCL804-2/36	75000	61768	55079	42295	58607
	КЦ 4	ГТНР-25И	PCL804-2/36/B	75000	47186	41083	63485	63983
	КЦ 5	ГТНР-25И	PCL804-2/36/B	75000	67157	37924	236	64333
	КЦ 6	ГПА-25/76	ЦН650-21-2	75000	59439	17175	23105	23514
	КЦ 7	ГПА-Ц6,3	Н196-1,45	31500	0	0	0	18591,3

Добиться повышения значений газа перед турбиной в уже изготовленных ГТД практически невозможно. Снижения температуры выхлопных газов можно добиться, хотя и со значительными переделками и, следовательно, со значительными дополнительными затратами. Основной путь в этом направлении – установка регенератора, который служит для утилизации теплоты отходящих газов теплотехнических устройств.

Список литературы:

1. Отчёт по НИР: Создание информационной базы и разработка рекомендаций по использованию газотурбинных установок производства КМПО для городов Альметьевск, Зеленодольск, Елабуга. Казань, КГЭУ, 2006.
2. С. В. Цанев, В. Д. Буров, А. Н. Ремезов. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. Изд. МЭИ., 580с., 2009 г.
3. Методика оценки энергоэффективности газотранспортных объектов и систем. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 54 с.

Влияние порошков железа, титана, бора на энергетические характеристики зажигания высокоэнергетических композиций

Архипов В.А., Коротких А.Г., Янковский С.А.*

**НИИ прикладной математики и механики Томского государственного университета, Россия, г. Томск*

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск
jankovsky@tpu.ru

Применение порошка металлов (как правило, алюминия) в качестве горючего в высокоэнергетических композициях (ВЭК) является наиболее энергоэффективным методом позволяющим увеличить температуру, скорость горения смесевых твердых топлив в камере сгорания, удельный импульс тяги двигательных установок [1–5]. Перспективными металлическими горючими считаются смеси порошков алюминия разной дисперсности, а также порошков алюминия с порошками других металлов и их сплавов. Один из известных способов регулирования скорости горения ВЭК – замена штатных микроразмерных порошков алюминия (АСД, Россия) на ультрадисперсный порошок (УДП), например марки (Alex), полученный электровзрывным методом в аргоне или азоте [6].

Анализ результатов исследования [7–9] показал, что основная роль добавок УДП железа и меди заключается в ускорении процессов термического разложения окислителя в прогревом слое

ВЭК. Порошки железа, титана, меди, которые используются для получения интерметаллических соединений, при нагревании с алюминиевой пудрой, реагируют с относительно высоким экзотермическим эффектом [8]. Косвенным подтверждением этого является снижение температуры поверхности пластины, при одинаковых значениях времени задержки зажигания образца при введении в состав ВЭК добавок данных металлических порошков [10]. Кроме того, добавка порошка бора в состав ВЭК [11] позволяет снизить агломерацию алюминиевых частиц на поверхности реакционного слоя и увеличить скорость горения образцов ВЭК.

В работе представлены характеристики процесса зажигания исследуемых составов ВЭК на основе перхлората аммония, бутадиенового каучука и УДП алюминия (Alex) содержащих добавки порошка титана, бора и железа в количестве 2 мас. %. В результате проведенного исследования определены следующие параметры: критические условия воспламенения, тепловой поток, время задержки зажигания и температура поверхности реакционного слоя ВЭК.

При экспериментальном исследовании процессов зажигания ВЭК, содержащих порошок титана, бора и железа, использовали базовый состав твердого топлива на основе на перхлората аммония (ПХА) дисперсностью 160–315 мкм, инертного горючего-связующего – бутадиенового каучука марки СКДМ-80 и УДП алюминия Alex. Составы исследуемых ВЭК представлены в табл. 1.

Таблица 1. Исследуемые образцы ВЭК

№ образца	Содержание компонентов, масс. %					
	ПХА	СКДМ-80	Alex	Ti	B	Fe
1	64.6	19.7	15.7	–	–	–
2	64.6	19.7	13.7	2.0	–	–
3	64.6	19.7	13.7	–	2.0	–
4	64.6	19.7	13.7	–	–	2.0

Образцы ВЭК цилиндрической формы диаметром 10 и высотой 30 мм изготавливали методом механического перемешивания исходных компонентов с последующим проходным прессованием под давлением ~215 МПа и вулканизацией. Плотность отвержденных ВЭК в зависимости от их компонентного состава составляла 1.58–1.61 г/см³. При проведении дублирующих опытов для одинаковых составов разброс плотности образцов не превышал 0.02 г/см³. Непосредственно перед опытом облучаемую поверхность образца получали путем среза ножом микротомом. Высота исследуемого образца составляла 5 мм. При этом торцевая поверхность была ровной без углублений и выступов.

Зажигание образцов ВЭК осуществлялось с помощью установки на основе одномодового СО₂-лазера непрерывного действия с длиной волны излучения 10.6 мкм и максимальной мощностью 100 Вт [12]. Время задержки зажигания определяли по сигналам двух фотодиодов, один из которых при открытии затвора включал развертку запоминающего осциллографа Owon PDS 5022 S, второй регистрировал появление пламени образца ВЭК. Относительная погрешность измерений времени задержки зажигания ВЭК при величине доверительной вероятности 0.95 составляла 5–13 %. Мощность лазерного излучения, падающего на образец ВЭК, измерялась измерителем средней мощности излучения марки ИМО-2, с основной приведенной погрешностью 5 %. Измерение температурного поля на поверхности реакционного слоя исследуемых составов ГКС проводили с помощью тепловизора марки Jade J 530 SB с цифровой записью на персональном компьютере. Основная приведенная погрешность измерения температуры поверхности реакционного слоя при частоте кадров 50 Гц составляла не более 10 %. Коэффициент излучения поверхности исследуемых образцов ВЭК, измеренный на шаровом фотометре ФМШ-56М, равен 0.9 и принимался постоянным при лучистом нагреве.

Получены времена задержки зажигания и распределения температуры на поверхности реакционного слоя исследуемых составов ВЭК в зависимости от плотности потока излучения.

Результаты измерения времени задержки зажигания исследуемых образцов ВЭК осредненных по 3–5 дублирующих экспериментов для каждой плотности потока излучения, представлены в табл. 2.

Анализ результатов исследования закономерностей зажигания составов ВЭК, показал, что частичная замена УДП алюминия Alex на порошок железа и бора в базовом образце 1 приводит к снижению времени задержки зажигания в 1.3–1.5 раз в диапазоне плотности потока излучения 58–85 Вт/см², за счет каталитического эффекта термического разложения перхлората аммония при

температурах прогретого слоя до 380 °С и увеличения температурного градиента в реакционном слое ВЭК при лучистом нагреве.

Таблица 2. Время задержки зажигания и эффективность добавки порошка металлов на задержку зажигания ВЭК

q, Вт/см ²	t _{ign} образца 1, мс	Значение $K_{ign} = t_{ign1} / t_{ign2,3,4}$		
		Ti (образец 2)	B (образец 3)	Fe (образец 4)
14	550 ± 26	1.0	0.7	1.5
58	59 ± 7	0.9	1.3	1.3
85	3.0 ± 0.4	0.6	1.5	1.5

При низких значениях плотности потока излучения q = 14 Вт/см² частичная замена УДП алюминия Alex на порошок аморфного бора в базовом составе 1, приводит к увеличению времени задержки зажигания на 450 мс. Частичная замена УДП алюминия Alex на порошок титана приводит, к увеличению времени задержки зажигания в 1.1 раза, при q = 58 Вт/см² и в 1.7 раза при q = 85 Вт/см², за счет увеличения времени прогрева тугоплавких микроразмерных частиц титана и эффективной теплопроводности образца 2 ВЭК.

Результаты измерения осредненной температуры по поверхности реакционного слоя ВЭК тепловизором при постоянной плотности потока излучения q = 33 Вт/см² показали, что частичная замена УДП алюминия Alex в базовом составе 1 ВЭК порошком титана, бора и железа приводит к увеличению температуры поверхности образца в момент появления пламени на ~ 40, 200 и 130 °С соответственно (табл. 3). При увеличении плотности потока излучения до q = 79 Вт/см² температура поверхности реакционного слоя базового состава 1 ВЭК с УДП алюминия Alex увеличивается ~130 °С и состава 4 ВЭК с УДП Alex и железа – на 230 °С.

Таблица 3. Температура поверхности реакционного слоя ВЭК

q, Вт/см ²	Температура поверхности реакционного слоя T _{ign} , °С			
	Alex (образец 1)	Ti (образец 2)	B (образец 3)	Fe (образец 4)
33	590 ± 50	630 ± 20	790 ± 80	720 ± 70
79	720 ± 80	–	770 ± 90	950 ± 110

Таким образом, установлено, что частичная замена УДП алюминия Alex порошком титана в количестве 2 масс % в составе ВЭК, приводит к увеличению времени задержки зажигания базового состава ВЭК на основе ПХА и бутадиенового каучука СКДМ-80 при лучистом подводе тепла за счет увеличения времени прогрева, температуры плавления и начала окисления микроразмерных частиц титана, а также уменьшения интенсивности тепловыделения в конденсированной фазе и на поверхности реакционного слоя ВЭК. Частичная замена УДП алюминия Alex порошком бора или железа в составе ВЭК приводит к уменьшению времени задержки зажигания в 1.3–1.5 раза при одинаковых условиях лучистого нагрева за счет увеличения интенсивности тепловыделения на поверхности реакционного слоя образца ВЭК, дополнительного экзотермического эффекта смеси Al+Fe и увеличения скорости окисления, разрушения оксидного слоя наночастиц алюминия при взаимодействии с бором. Косвенным подтверждением этого является увеличение температуры поверхности реакционного слоя базового образца ВЭК на 130–200 °С при добавке порошка бора или железа.

Список литературы:

1. Похил П.Ф., Беляев А.Ф., Фролов Ю.В., Логачев В.С., Коротков А.И. Горение порошкообразных металлов в активных средах. – М.: Наука, 1972. – 294 с.
2. Mench M.M., Kuo K.K., Yeb C.L., and Lu Y.C. Comparison of thermal behavior of regular and ultra-fine aluminum powders (Alex) made from plasma explosion process // Combustion Science and Technology. 1998. V. 135. P. 269–292.
3. Ivanov Y.F., Osmonoliev M.N., Sedoi V.S., Arkhipov V.A., Bondarchuk S.S., Vorozhtsov A.B., Korotkikh A.G., Kuznetsov V.T. Productions of ultra-fine powders and their use in high energetic compositions // Propellants, Explosives, Pyrotechnics. 2003. V. 28. P. 319–333.
4. De Luca L.T., Galfetti L., Severini F., Meda L., Marra G., Vorozhtsov A.B., Sedoi V.S., Babuk V.A. Burning of nano-aluminized composite rocket propellants // Combustion, Explosion and Shock Waves. 2005. V. 41. P. 680–692.

5. Попенко Е.М., Громов А.А., Шамина Ю.Ю., Ильин А.П., Сергиенко А.В., Попок Н.И. Влияние добавок сверхтонких порошков алюминия на реологические свойства и скорость горения энергетических конденсированных систем // Физика горения и взрыва. 2007. Т. 43, № 1. С. 54–59.
6. Архипов В.А., Бондарчук С.С., Коротких А.Г., Лернер М.И. Технология получения и дисперсные характеристики нанопорошков алюминия // Горный журнал. 2006. № 4. С. 58–65.
7. Atwood A.I., Ford K.P., Bui D.T., Curran P.O. and Lyle T. Radiant ignition studies of ammonium perchlorate based propellants, Progress in Propulsion Physics. Edited by L. DeLuca, C. Bonnal, O. Haidn, and S. Frolov, TORUS PRESS, Moscow, 2009. P. 121–140.
8. Комарова М.В., Комаров В.Ф., Вакутин А.Г., Яценко А.В. Влияние наноразмерных биметаллических частиц на характеристики горения смесевых топлив // Ползуновский Вестник. 2010. № 4. С. 112–116.
9. Архипов В.А., Коротких А.Г., Кузнецов В.Т., Синогина Е.С. Влияние дисперсности порошков металлов на характеристики кондуктивного и лучистого зажигания смесевых композиций // Химическая физика. 2007. Т. 26, № 6. С. 58–67.
10. Архипов В.А., Коротких А.Г., Громов А.А., Кузнецов В.Т., Пестерев А.В., Евсеенко И.А. Влияние каталитических добавок порошков металлов на зажигание высокоэнергетических материалов // Известия вузов. Физика. 2011. Т. 54, № 11/3. С. 299–306.
11. Simonenko V.N., Zarko V.E., Kiskin A.B., Sedoi V.S., Birukov Yu. A. Effect of Alex and Boron Additives on Ignition and Combustion of Al-KNO₃ Mixture, Energetic Materials: Production, Processing and Characterization of the 32nd International Annual Conference of ICT, Karlsruhe, Germany, 2001. P. 122-1–122-12.
12. Arkhipov V.A., Korotkikh A.G. The influence of aluminum powder dispersity on composite solid propellants ignitability by laser radiation// Combustion and Flame. 2012. Iss. 159. P. 409–415.

Позиционный асинхронный электропривод

Алеко М. Н., Карачев В. С.

*Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск
amn92@mail.ru*

Энергосбережение – рациональное использование электрической энергии – стало в последние годы одним из приоритетных направлений технической политики во всех развитых странах мира. Это обусловлено не только ростом потребления электроэнергии в промышленности и в быту и связанной с ним необходимостью строительства и ввода в эксплуатацию новых энергетических мощностей, но и ограниченностью запасов природных ресурсов [1].

В течение длительного времени в СССР отпускная цена на энергоносители была довольно низкой, что не стимулировало оптимизацию энергопотребления. Последовавший за этим рост стоимости энергоносителей привел к тому, что энергетическая составляющая в себестоимости готовой продукции на предприятиях достигала 20-60 %. На себестоимость продукции также влияет тот факт, что среднее энергопотребление на единицу валового национального продукта в России в 2-3 раза превышает соответствующие показатели передовых стран мира. Поэтому чрезвычайную актуальность приобретает разработка мер, направленных на оптимальное использование энергетических ресурсов.

Широкое внедрение регулируемых электроприводов во всех областях промышленности является одним из способов снижения потребления электрической энергии, ведь, как известно, любой регулируемый ЭП позволяет экономить этот ресурс. Это касается и позиционных электроприводов. Они находят применение в металлообрабатывающих станках и промышленных роботах, в запорно-регулирующей арматуре нефте- и газотрубопроводов, в качестве приводов нажимных винтов прокатных станов, в различных измерительных установках и технологическом оборудовании [2]. К тому же, кроме экономии электроэнергии позиционные ЭП позволяют решать ряд сложностей.

В частности, развитие технологии металлообработки резанием происходит настолько быстрыми темпами, что в связи с этим можно столкнуться с рядом проблем. Зачастую объем выпускаемой на предприятии продукции достигает очень больших масштабов, и человек просто не в состоянии производить такой объем работ на обычных металлообрабатывающих станках. К тому же сложность в производстве продукции может быть настолько высока, что человек также не

способен справиться с поставленной перед ним задачей. Точность обработки материала, обеспечиваемая людьми, не всегда удовлетворяет требованиям, предъявляемым к деталям. В этих случаях на смену станкам с ручным управлением приходят станки с ЧПУ и позиционными электроприводами, которые могут производить обработку металла, в том числе и очень сложную, без вмешательства человека в более высоком темпе и с более высокой степенью точности.

В нефтяной и газовой промышленности использование позиционных электроприводов также имеет большое значение. Кроме очевидного преимущества регулируемого электропривода перед нерегулируемым и существенной экономии энергии в процессе эксплуатации, позиционный ЭП позволяет экономить электроэнергию, необходимую для комфортного проживания людей, ведь часто месторождения нефти и газа находятся за полярным кругом, в условиях очень низких температур.

В качестве преобразователя энергии в проводимой разработке использован асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором, так как он обладает рядом преимуществ, таких как надежность, прочность, высокая производительность, хорошие энергетические показатели, невысокая стоимость и низкая потребность в обслуживании.

Проводимая работа направлена на улучшение точности позиционирования, что, несомненно, ведет к экономии ресурсов, в частности, электрической энергии.

Список литературы:

1. Панкратов В.В., Зима Е.А. Энергооптимальное векторное управление асинхронными электроприводами: Учеб. пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005. – 120 с.
2. Панкратов В.В. Автоматическое управление электроприводами. Часть I. Регулирование координат электроприводов постоянного тока: учеб. пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. – 215 с.
3. Зусман В.Г. Автоматизация позиционных электроприводов / В. Г. Зусман, А. М. Мейстель, Ю. И. Херсонский. – М: «Энергия», 1970. – 120 с.

Перспективы возобновляемой энергетики в Красноярском крае

Амузаде А.С., Коваленко И.В.

*Сибирский федеральный университет, Россия, г. Красноярск
amuias@yandex.ru*

Существующие энергодефицитные территории России могут обеспечиваться энергией от децентрализованных систем электроснабжения малой и средней мощности (до 10 МВт). В работе [1] показано, что современные центральные электрические сети для удаленных энергодефицитных территорий характеризуются удельной стоимостью капитальных вложений около 300 тыс. руб/кВт, значительно превышающей удельные капитальные вложения в ветроэнергетические установки (ВЭУ, примерно 60 тыс. руб/кВт).

Поскольку энергия ветра характеризуется непостоянством во времени, для снижения суммарной емкости накопителей энергии в безветренные периоды было принято решение рассмотреть выработку энергии отдельно для ветроэнергетических и фотоэлектрических установок, проанализировав возможность совместной генерации от ветра и Солнца (рис. 1).

Для Красноярска и Железногорска были проведены расчеты с помесечной выработкой энергии с ВЭУ и ФЭУ, результаты представлены в виде рисунков 1 и 2. Как видно из приведенных рисунков, расположение оси вращения ВЭУ на высоте минимум 50 м, позволяет получать от одного из источников энергии не менее 0,3 кВт·ч/м²/сут в любой месяц года. Полученное значение для Красноярска позволяет оценить соотношение площади ФЭУ и ВЭУ как 0,5 и 0,5 (соответственно, m и n , о.е.; при этом $m+n=1$), и получить площадь установки S , м²(ВЭУ и ФЭУ), зная требуемое среднесуточное потребление электроэнергии.

На примере ряда городов Красноярского края было проведено моделирование среднегодовой генерации электроэнергии от энергии Солнца и ветра (табл. 1). Полученные данные позволяют оценить минимальное значение удельной выработки электроэнергии для большинства населенных пунктов от любого из источников энергии на уровне не менее 0,2 кВт·ч/м²/сут, кроме северных территорий (г. Норильск и Дудинка), где оптимально применение лишь ВЭУ.

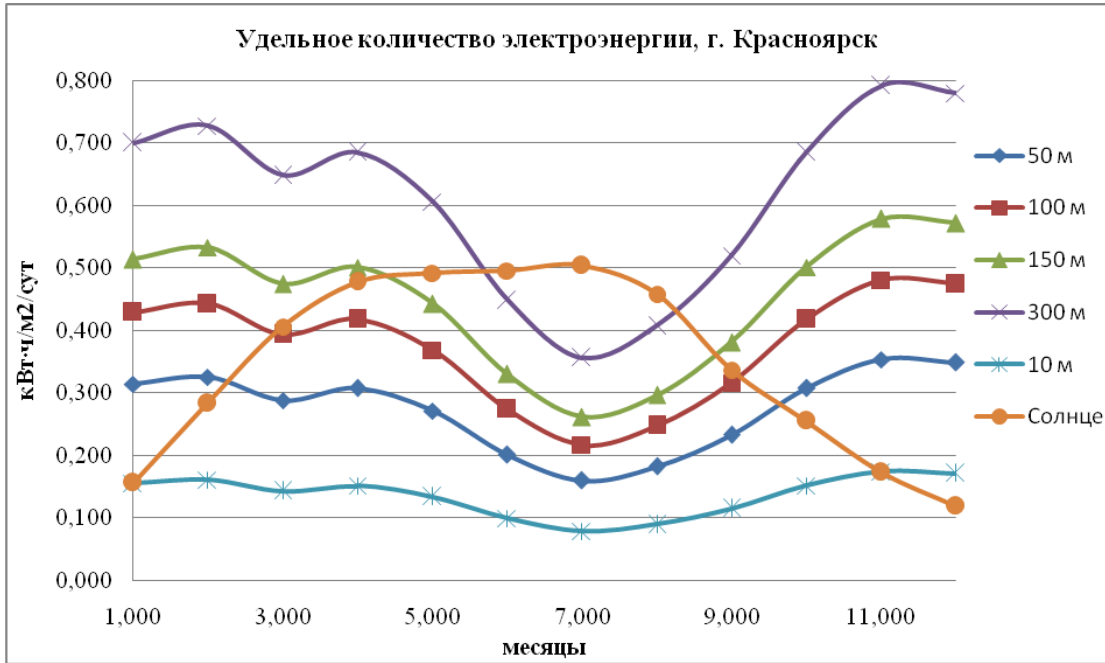


Рис. 1. Помесячная удельная выработка электроэнергии для ФЭУ и разных высот расположения ВЭУ, г. Красноярск

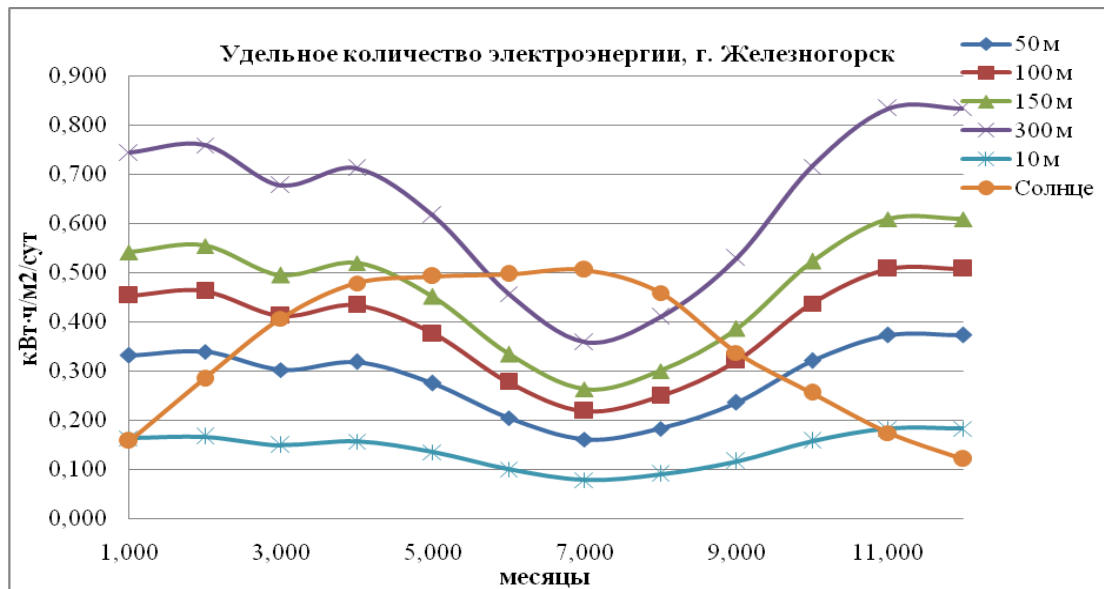


Рис.2. Помесячная удельная выработка электроэнергии для ФЭУ и разных высот расположения ВЭУ, г. Железногорск

Таблица 1. Удельная среднегодовая выработка энергии на ВЭУ и ФЭУ

Название населенного пункта	ВЭУ			ФЭУ		
	Среднегодовая скорость ветра на высоте 50м, м/с	$P_{удВ},$ Вт/м ²	$W_{удВЭУ},$ кВт·ч/м ² /сут	Наклон , °	$P_{удС},$ кВт/м ² /сут	$W_{удФЭУ},$ кВт·ч/м ² /сут
г. Ачинск	4,02	11,4	0,274	56	3,45	0,345
г. Боготол	4,03	11,49	0,276	56	3,46	0,346
г. Бородино	4,11	12,18	0,292	55	3,54	0,354
г. Дивногорск	4,01	11,32	0,272	55	3,52	0,352
г. Дудинка	5,23	25,11	0,603	69	н/д	н/д
г. Енисейск	3,98	11,06	0,266	58	3,34	0,334
г. Зеленогорск	4,08	11,92	0,286	56	3,48	0,348
г. Иланский	4,15	12,54	0,301	56	3,53	0,353
г. Канск	4,12	12,27	0,295	56	3,39	0,339
г. Кодинск	3,82	9,78	0,235	58	3,46	0,346
г. Лесосибирск	3,98	11,06	0,266	58	3,34	0,334
г. Минусинск	4,1	12,1	0,29	53	3,73	0,373
г. Назарово	4,02	11,4	0,274	56	3,45	0,345
г. Норильск	5,39	27,48	0,66	69	н/д	н/д
г. Сосновоборск	4,04	11,57	0,278	56	3,48	0,348
г. Ужур	4,1	12,1	0,29	55	3,49	0,349
г. Шарыпово	4,1	12,1	0,29	55	3,49	0,349
п. Берёзовка	4,04	11,57	0,278	56	3,48	0,348
п. Курагино	4,01	11,32	0,272	53	3,69	0,369
п. Шушенское	4,1	12,1	0,29	53	3,73	0,373

Представленные результаты позволяют оценить площадь ФЭУ и ВЭУ, исходя из среднесуточного потребления электроэнергии $W_{потр},$ кВт·ч/сут, согласно формулам (1)-(4). При этом имеется возможность оценить количество вырабатываемой электроэнергии в зависимости от соотношения площади ФЭУ и ВЭУ (m и n).

Список литературы:

1. Рекомендации по развитию альтернативных источников энергии для сельских районов Республики Тыва. – Красноярск: WWF России, Oxfam-GB, Aenergy.ru, 2011 г. - 44 с.
2. <https://maps.google.ru/maps/ms?ie=UTF8&t=m&oe=UTF8&msa=0&msid=21316828335728294585.0004b8627a9645eef696f>

Экспериментальные исследования переходных процессов при коммутациях вакуумных выключателей 110 кВ.

Базавлук А.А.

ООО «Болид», Россия, г. Новосибирск

nio_bolid@ngs.ru

Вакуум является жесткой дугогасящей средой, что предполагает возможность обрыва дуги тока при высокой ее скорости перехода через нулевое значение и, вследствие этого, возникновение высокочастотных перенапряжений высокой кратности. Таким свойством в меньшей степени обладают элегазовая [1] и масляная дугогасящие среды.

Для защиты оборудования от коммутационных перенапряжений разработаны различные схемные решения с применением защитных аппаратов (разрядники, ОПН, RC-цепи и др.), способные эффективно защитить оборудование сети от перенапряжений [2-6].

По информации эксплуатирующих организаций, при установке вакуумных выключателей значительно повышается количество технологических нарушений, в первую очередь в схемах, где

в соответствии с технологическими режимами коммутации происходят очень часто [7]. Со стороны научной общественности факт возможности возникновения опасных перенапряжений при коммутациях вакуумными выключателями подтверждается множеством теоретических и практических исследований [4,5,6,8].

Таким образом можно сделать вывод о том, что в схемах, где происходят технологические нарушения, связанные с коммутациями вакуумных выключателей, защитные мероприятия либо разработаны не правильно, либо вообще отсутствуют. При проектировании защитных мероприятий для конкретной схемы должны быть учтены технические характеристики коммутационного аппарата [9]. Отсутствие грамотного подхода к выбору защитных мероприятий приводит к тому, что при использовании вакуумных выключателей с низкими техническими характеристиками при коммутациях возникают ВЧ перенапряжения.

В настоящее время в эксплуатации появились вакуумные выключатели на напряжение 110 кВ. Потребность в вакуумной коммутационной аппаратуре в классе 110 кВ и выше существует благодаря целому ряду преимуществ, в числе которых большой коммутационный ресурс, позволяющий использовать ВВ 110 кВ для управления технологическими режимами металлургических предприятий и широкий диапазон рабочих температур, вследствие которого эксплуатация вакуумных выключателей возможна в районах Крайнего Севера.

Существует очевидный дефицит в исследованиях переходных процессов при коммутациях вакуумных выключателей на 110 кВ. Отсутствуют нормативные документы с помощью которых можно грамотно осуществлять выбор вакуумных выключателей и средств защиты. Производители оборудования, которое потенциально может быть установлено в схеме коммутируемой вакуумными выключателями 110 кВ, ограничиваются общим требованием об обязательной установке защитного аппарата. Большинство компаний, производящих коммутационную технику отдают предпочтение в высоких классах напряжения элегазовым выключателям. Одной из причин, по которой вакуумные выключатели достаточно редко устанавливаются в высоких классах напряжения, является «недоверие» многих эксплуатирующих организаций к вакуумным выключателям, как к аппаратам, при коммутации которых возможно возникновение опасных перенапряжений. Существует всего 4 широко известные предприятия, выпускающие вакуумные выключатели высокого класса напряжения: Контакт (г. Саратов, Россия), Высоковольтный союз (г. Екатеринбург, Россия), Элвест (г. Екатеринбург, Россия), Joslin (США).

В Августе 2013 года ООО «БОЛИД» провело экспериментальные исследования переходных процессов при коммутациях печных трансформаторов вакуумными выключателями 110 кВ. Цель экспериментальных исследований: оценка переходных процессов при коммутациях вакуумными выключателями 110 кВ и проверка эффективности защитных мероприятий. В ходе экспериментальных исследований переходных процессов в сети ГПП-3 110 кВ ОАО «ЧЭМК» коммутировались отходящие от ячеек №7 и №12 линии (каждая длиной около 70 м), питающие сталеплавильную печь через печные трансформаторы ЭОДЦНКМ-27000/110-У1. Подача питания осуществляется с помощью вакуумных выключателей ВВЭЛ-110Б-31,5/1000, установленных непосредственно на ГПП. В начале линии установлены ОПН, соединенные по схеме «фаза-земля», в конце – ОПН, соединенные по схеме «фаза-фаза». В ячейке с выключателем на каждой фазе установлены защитные РС-цепи, которые в ряде опытов были отключены. Так же была выделена ячейка №8, в которой устанавливались высоковольтные делители напряжения, и которая на момент экспериментальных исследований была электрически связана с коммутируемой цепью через обходную систему шин (рис.1).

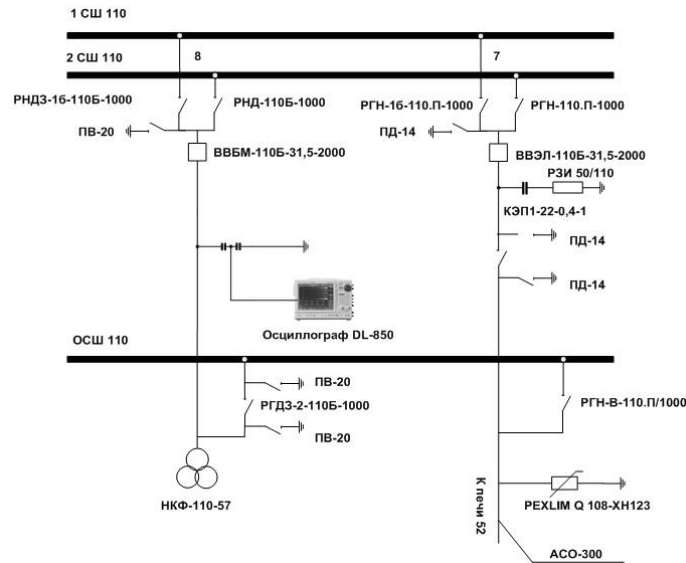


Рис.0 - Схема подключения измерительного оборудования для исследования переходных процессов при коммутациях печного трансформатора вакуумным выключателем 110 кВ.

На рис. 2 и 3 представлены осциллограммы переходных процессов при отключении. При регистрации переходные процессы при включении и отключении характеризуются соответственно наличием предварительных пробоев и повторных зажиганияй в каждом опыте.

Частоты переходных процессов и их амплитуда в осциллограммах опытов с RC-цепью значительно меньше, чем на осциллограммах переходных процессов в опытах, где RC-цепь отсутствовала. Количество повторных зажиганияй и предварительных пробоев при подключенных RC-цепях значительно меньше (от 1 до 9). При отсутствии RC-цепи количество предварительных пробоев при включении в среднем по фазам превышает 48...54, повторных зажиганияй превышает 52...84.

Ни в одном из опытов кратности перенапряжений не достигли уровня ограничения ОПН, установленных, как по схеме «фаза-фаза», так и по схеме «фаза-земля». При отключении максимальная кратность фазных перенапряжения в случае с RC-цепью достигала 1,13 о.е., без RC-цепи – 2,00 о.е. При включении выключателями схемы с RC-цепью фазных и междуфазных перенапряжений не зарегистрировано, без RC-цепи кратности фазных перенапряжений не превышали 1,72 о.е., междуфазных - не превышали 1,44 о.е. При отключении максимальная кратность междуфазных перенапряжения в случае с RC-цепью достигала 1,11 о.е., без RC-цепи – 2,04 о.е. Вместе с тем максимальная величина среза напряжения, воздействующего в виде высокочастотного импульса на обмотки трансформатора, подключенные по схеме «треугольник», достигала при включении без RC-цепи 189,9 кВ, с RC-цепью 53,5 кВ; при отключении без RC-цепи 281,5 кВ, с RC-цепью 77,8 кВ.

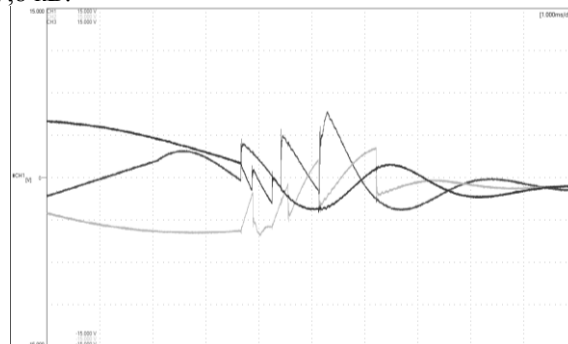


Рис. 2 - Характерная осциллограмма фазных напряжений на коммутируемом присоединении при отключении вакуумного выключателя ВВЭЛ-110Б-31,5/1000 (RC-цепь установлена, цена деления по оси ординат 70,5 кВ, по оси абсцисс 1 мс).

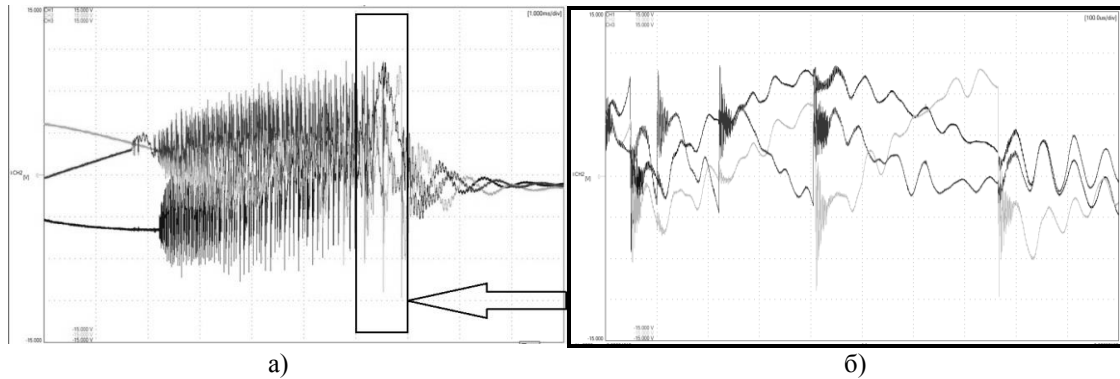


Рис. 3 - Характерные осциллограммы фазных напряжений на коммутируемом присоединении при отключении вакуумного выключателя ВВЭЛ-110Б-31,5/1000 (RC-цепь демонтирована, цена деления по оси ординат 70,5 кВ, по оси абсцисс: а - 1 мс, б - 0,1 мс).

Скорость изменения пробивного напряжения (СИПН) для вакуумных выключателей ВВЭЛ-110Б-31,5/1000 составляет в среднем по фазам 18,6...76,0 кВ/мс при включении и 18,8...60,2 кВ/мс при отключении. Повторные зажигания возникают даже при наличии RC-цепей, вследствие того, что при расчете RC-цепей за расчетное значение для СИПН при отключении принимали 240 кВ/мс, что в 4...12 раз превышает реальные значения. Продолжительность предварительных пробоев и повторных зажиганий соответственно при включении и отключении существенно меньше с RC-цепями (в среднем 1,60...2,51 мс при отключении, 1,09...1,75 мс при включении), чем без RC-цепей (в среднем 2,92...3,95 мс при отключении, 1,98...2,15 мс при включении).

Заключение:

1. Экспериментальные исследования показали техническую возможность измерения высокочастотных переходных процессов с помощью делителей напряжения в классе напряжения 110 кВ (результаты и описание подобных исследований проведенных ранее в литературе не освещались).

2. Зарегистрированные переходные процессы при включении и отключении печного трансформатора вакуумным выключателем 110 кВ сопровождаются соответственно предварительными пробоями и повторными зажиганиями при каждой коммутации.

3. ОПН не способны эффективно защитить витковую изоляцию трансформаторов от воздействия срезов напряжения.

4. Установка RC-цепи позволяет существенно изменить характеристики переходного процесса: повторные пробои сводятся к минимуму либо исключаются полностью, снижая тем самым амплитуду перенапряжений, количество и величину срезов напряжения.

5. Для расчета эффективной защиты коммутируемого оборудования от высокочастотных воздействий требуются достоверные данные о скорости изменения пробивного напряжения выключателя при отключении (в данной схеме RC-цепь не выполняют свою функцию в полной мере – при расчете была существенно завышена СИПН).

6. В классе напряжения 110 кВ продолжительность предварительных пробоев и повторных зажиганий соответственно при включении и отключении, как и частоты предварительных пробоев и повторных зажиганий, на порядок больше, чем в средних классах напряжения.

Список литературы:

1. Гуль А., «Сравнение коммутационных перенапряжений выключателей СН, основанное на испытаниях в лабораторных условиях и промышленных сетях», материалы V МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ "ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ КОММУТАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ", ТРАВЭК 2009, - Москва.
2. Кадомская, К.П. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Основные характеристики и электромагнитные процессы -Учебник / Ю.А. Лавров, О.И. Лаптев. - Новосибирск: издательство НГТУ, 2008. -343 с.
3. Защита сетей 6-35 кВ от перенапряжений / Ф. Х. Халилов, Г. А. Евдокунин, В. С. Поляков и др. – СПб.: Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отд-ие, 2002. – 272 с.

4. Дегтярев И.Л. Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук. Теоретическое и экспериментальное исследование процессов, сопровождающих коммутации вакуумными выключателями/ И.Л. Дегтярев. – Новосибирск: НГТУ, 2006.
5. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозных и внутренних перенапряжений / Под научной редакцией Н.Н. Тиходеева. – 2 – ое издание. – Санкт – Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 стр.
6. Качесов В.Е. Диссертация на соискание ученой степени доктора техн. наук. Однофазные повреждения в сетях среднего и высокого напряжения (теория, меры исследования и меры предотвращения повреждений)/ В.Е. Качесов. – Новосибирск: НГТУ, 2008.
7. Кудрявцев А.А. Исследование аварийности в сетях 6-10 кВ горно-металлургических предприятий.// Новости ЭлектроТехники. – 2009. – №6(60)
8. Евдокунин Г. А. Современная вакуумная коммутационная техника для сетей среднего напряжения / Г. Тиллер. – СПб.: издательство Сизова М.П., 2000. – 114с.
9. Лавров Ю.А. Кабели 6-35 кВ с пластмассовой изоляцией. Особенности проектирования и эксплуатации.//Новости ЭлектроТехники. – 2007. – №1(43)

Результаты обследования систем электроснабжения на основе ДЭС в децентрализованных районах

Л.Л. Булыга, О.К. Муканов, Ю.А. Краснятов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

emailik88@mail.ru

Жизненно важной характеристикой энергетики в экстремальных природно-климатических условиях является надежность работы всех звеньев системы топливо - и энергообеспечения. В зависимости от этого находится не только эффективность функционирования отраслей народного хозяйства, но и здоровье, и жизнь людей. В условиях отсутствия электроэнергии становится невозможным эффективное использование труда и создание надежной системы жизнеобеспечения человека. В России насчитывается около 12,8 млн. человек, проживающих в областях, для энергоснабжения которых используются дизельные или бензиновые электростанции, привозной керосин или газ в баллонах, древесное топливо, а часть сезонных потребителей вообще не имеют современных средств энергоснабжения. Для жизнеобеспечения населения в эти районы ежегодно завозят около 7 млн. т нефтепродуктов и свыше 23 млн. т угля.

Сибирский регион является примером энергоснабжения удаленных потребителей. На формирование, развитие и функционирование энергетических объектов в децентрализованных районах области существенное влияние оказывают следующие особенности территории:

- малоосвоенность территории, преобладание малых и средних населенных пунктов;
- обширность территории, вызывающая повышенные затраты на транспортировку электроэнергии, что в сочетании с низкой плотностью электрических нагрузок определяет повышенные затраты на централизованное электроснабжение;
- базирование энергетики отдаленных районов на дальнепривозном жидком топливе; сложность, трудоемкость и сезонность доставки топлива (авиа, речным, и автомобильным видам транспорта), что приводит к росту удельного веса топливной составляющей в эксплуатационных затратах на производство электроэнергии.

Отмеченные региональные особенности определяют условия энергообеспечения децентрализованных районов области, которым присущи следующие черты:

- незначительный уровень электропотребления, что исключает «повсеместное» создание крупных систем электроснабжения;
- низкий технический уровень энергетического хозяйства, характеризующийся высокой степенью морального и физического износа оборудования;
- низкие экономические характеристики автономных энергоисточников (сверхнормативный удельный расход топлива на производство энергии, завышенная стоимость производимой электроэнергии);
- низкий уровень надежности обеспечения потребителей электроэнергией.

Таким образом, оптимизация систем энергообеспечения децентрализованных районов с повышенными требованиями к надежности работы источников энергии и транспорта, является весьма актуальной задачей. Очевидным путем повышения энергоэффективности систем

электроснабжения таких зон является максимальное использование альтернативных и местных энергоресурсов, реализация которого невозможна без комплексного анализа альтернативных вариантов развития энергетики с оценкой их технико-экономической эффективности.

По сообщению О.С.Попеля и В.С.Туманована вопросы о необходимости развития ВИЭ в России и наличии ресурсов ответ был дан еще в 1994 году. [1] В тот период большая группа ученых и специалистов по заданию Министра топлива и энергетики Ю.К. Шафраника разработала «Концепцию развития и использования возможностей малой и нетрадиционной энергетики в энергетическом балансе России», утвержденную Коллегией Министерства 3 ноября 1994 г.

Формулировки «Концепции» к 2002 году были уточнены. Жизнь подтвердила правильность многих положений «Концепции», в частности, еще более актуальными стали проблемы энергоснабжения России, в решении которых ВИЭ могут сыграть важную роль.

Старение основных фондов децентрализованных систем электроснабжения – основная проблема надежности и эффективности их эксплуатации. Ухудшение технического состояния электрических сетей – один из основных факторов нарастания числа случаев нарушения их работы (количество отказов с 1996 по 2003 год увеличилось в 2 раза). [2]

Реконструкция и техническое перевооружение физически изношенного и морально устаревшего оборудования рассматриваются как приоритетные направления инвестиционной политики в электроснабжении потребителей этих районов.

С целью повышения экономичности и эксплуатационной надежности при сооружении и реконструкции воздушных линий электропередач необходимо:

совершенствование нормативно-правовой базы, организация систем мониторинга баланса и потерь;

совершенствование проектных решений путем использования прогрессивных технических решений и современных технологий и материалов, повышающих безотказность, долговечность и ремонтпригодность линий электропередачи;

экономическое обоснование надежности воздушной линии электропередачи с учетом ее назначения.[2]

Особо остро для децентрализованных зон электроснабжения стоит вопрос повышения эффективности работы ДЭС

Основная проблема это коммерческие потери как дизельного топлива так и электрической энергии при эксплуатации ДЭС.

Вторая проблема при эксплуатации ДЭС неиспользование энергии выхлопных газов и систем охлаждения двигателя. При стоимости дизельного топлива 30 рублей за литр, в зависимости от мощности и местностисоставляет 12-16 р/кВт*ч.

Существуют следующие пути повышения эффективности систем электроснабжения:

- Замена дизель-генераторных агрегатов (ДГА)повышенной мощности на ДГА с мощностью, соответствующе графику суточной нагрузки в зимний и летний периоды работы;

- Строительство мини-ТЭЦ на возобновляемых первичных энергоресурсах, а при наличии первичной переработки древесины в этих населенных пунктах, на отходах деревопереработки.

В настоящее время ДГА выбираются из условия обеспечения максимальной мощности нагрузки электростанции не учитывая, что графики нагрузки ДЭС имеют существенную сезонную и суточную неравномерность.[3]

Для поселка с численностью населения 1300 человек нагрузка в зимний период работы 600 кВт, а в летний 300 кВт.

В данном случае подойдут 3 ДГА на 300 кВт, 2 основных и резервный. Наибольшее снижение расхода топлива происходит при переходе на двухгенераторную ДЭС.[3]

В населенных пунктах, где организована первичная переработка древесины (производство бруса, плахи, заготовок полуфабриката). Особенно важным моментом является сушка древесины до транспортной влажности 20-22%.

Экономически выгодно переводить ДЭС в режим работы мини-ТЭЦ, тепло, которых используется для сушки древесины. Отходы производства деревообрабатывающей промышленности можно использовать для производства электроэнергии.

В населенных пунктах с числом жителей более двух тысяч и имеющие деревообрабатывающие цеха целесообразно использовать мини-ТЭЦ, работающих на древесных отходах. Тепло этих ТЭЦ можно использовать в технологических целях деревообрабатывающих производств. Потребляемая максимальная тепловая мощность ТЭС с учетом потерь в сетях (15%)

и собственных нужд ТЭЦ (6%) $Q_{ТЭС} = 7,80$ МВт. Средняя в летнем и зимнем периоде тепловая мощность ТЭС с учетом потерь в сетях и собственных нужд ТЭС: $Q_{ТЭС}^{ЗИМ} = 1,34$ МВт и $Q_{ТЭС}^{ЗИМ} = 4,58$ МВт.

Годовой расход топлива на выработку теплоты = 20043 т, а годовой объемный расход топлива на выработку теплоты составил 21762 м³.

Средняя электрическая мощность ТЭС в зимний период с учетом потребления на собственные нужды $N_{ТЭС зим} = 703,3$ кВт, а в летний период $N_{ТЭС лет} = 472$ кВт.

При электрической мощности ТЭС не менее 1200 кВт при напряжении 400 В. Был выбран турбогенератор П 1,5-40/8 КР.

Расход топлива за зимний период 24195 т, а для летнего периода 5416 т. Годовой расход топлива на выработку электроэнергии. Доля затрат теплоты топлива на выработку электроэнергии составляет 0,31, а на выработку тепла - 0,69.

Для выработки пара высокого давления выбран котлоагрегат типа ДКВр-10-39-440-ПМ, в количестве 3х штук с учетом расхода пара на турбины в зависимости спроса потребителей на тепловую и электрическую энергию. Два котла производительностью 10 т/ч обеспечивают необходимый расход пара с запасом не менее 20%.

Технико-экономические расчеты показали, что ТЭЦ, вырабатывающая в год 26788 Гкал теплоты и 5060 тыс. кВтч электроэнергии требует капиталовложений объемом 73499,2 тыс. рублей. При этом себестоимость 1 Гкал теплоты составляет 474 рубля, себестоимость электроэнергии 1.03 рубля. Срок окупаемости такой ТЭЦ порядка 1,5-2 года

Список литературы:

1. Попель О.С., Туманов В.Л. Альтернативная энергетика и экология. – 2007. – № 2(46) – С.135–148.
2. Лебедева Ю.В., Шевченко Н.Ю., Бахтиаров К.Н. Техническое состояние электрических сетей России и перспективы их развития. – 2013. – №4. – С. 1–6
3. Гринкруг Я.С., Татарченко О.П. Энергоэнергия: от получения до распределения о эффективного использования: Материалы Всероссийской научно-технической конференции. – Томск. 2006. С. 78–80.

Разработка цифрового измерительного трансформатора тока

Волович Г.И., Топольский Д.В., Топольская И.Г.

Национальный исследовательский Южно-Уральский государственный университет, Россия, г. Челябинск

irina_topol71@mail.ru

Одной из важнейших составляющих реализации государственной энергетической политики является инновационная и научно-техническая политика в энергетике. Стратегической целью данной составляющей государственной энергетической политики является создание устойчивой национальной инновационной системы в сфере энергетики для обеспечения российского топливно-энергетического комплекса высокоэффективными отечественными технологиями и оборудованием, научно-техническими и инновационными решениями в объемах, необходимых для поддержания энергетической безопасности страны.

В соответствии с направлениями модернизации энергетики России поставлена задача перехода на цифровые подстанции, т.е. такие подстанции, которые не имеют на своей территории постоянного обслуживающего персонала, а информация о режимных параметрах оборудования подстанций передается на предприятия электрических сетей и/или в энергосистемы по цифровым кабелям связи [1 ... 5]. Группой важнейших параметров электрических сетей являются токи в линиях электропередач (ЛЭП), которые подходят к подстанциям. Измерение этих токов в настоящее время осуществляется в основном с помощью высоковольтных электромагнитных измерительных трансформаторов тока с масляной или элегазовой изоляцией, которые преобразуют большие токи высоких напряжений в меньшие токи низких напряжений, которые затем могут быть преобразованы в цифровые коды с помощью аналого-цифровых преобразователей (АЦП) [10].

В последние годы в области измерения токов высоких напряжений появилось новое направление – оптические трансформаторы и преобразователи тока [6 ... 11]. Принцип действия оптических трансформаторов основан на эффекте Фарадея – повороте плоскости поляризации

(плоскости колебания электрического вектора E) линейно поляризованного света, распространяющегося в веществе вдоль силовых линий магнитного поля, в частности созданного измеряемым током. Такие преобразователи выпускаются рядом зарубежных (NxtPhase T&D Inc., ABB и др.) и отечественных (НПП Оптилинк, Профотек и др.) фирм. Эти преобразователи имеют заметно меньшую массу, позволяют измерять наряду с переменным также и постоянный ток и передавать оптический сигнал о токе на значительное расстояние. Главным недостатком оптических преобразователей является чрезмерно высокая цена [8].

В последней трети прошлого века сформировалось новое направление преобразования тока высокого напряжения в сигнал низкого напряжения, функционально связанный с измеряемым током [12], так называемые электронные трансформаторы тока (ЭТТ). В преобразователях этого типа ток большой силы в ЛЭП высокого напряжения (ВН) преобразуется в ток меньшей силы или в напряжение, пропорциональные первичному току, на стороне высокого напряжения. Затем этот ток преобразуется в последовательность импульсов, которая передается на сторону низкого напряжения (НН) по волоконно-оптической линии связи (ВОЛС). На стороне низкого напряжения эта последовательность импульсов преобразуется либо снова в аналоговый сигнал, пропорциональный измеряемому току, либо в цифровой сигнал надлежащего формата. Блок-схема электронного трансформатора тока, позаимствованная из ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010 [13], представлена на рисунке 1.

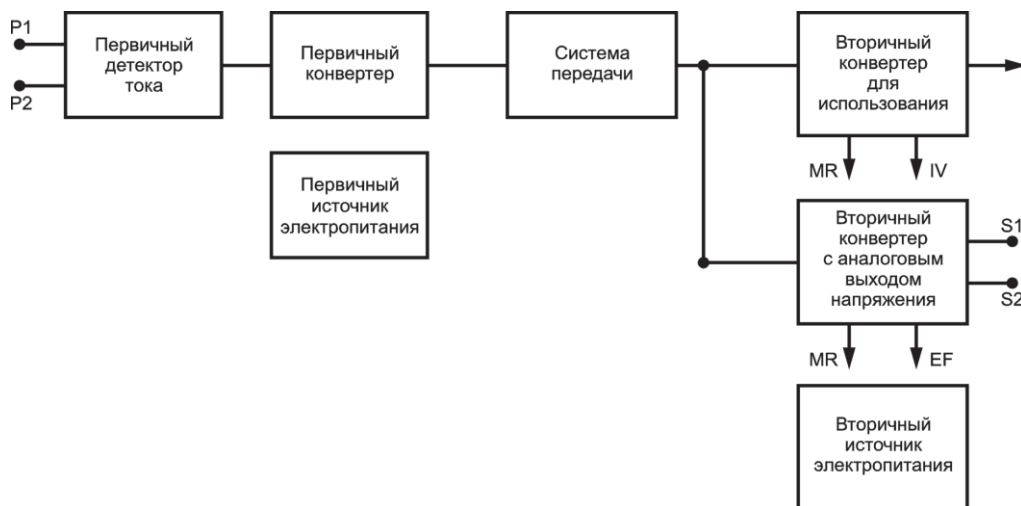


Рис. 1. Блок-схема электронного трансформатора

Устройство состоит из двух частей: высоковольтной части (ВЧ), которая имеет потенциал, близкий к потенциалу ЛЭП, и низковольтной части (НЧ), имеющей потенциал, близкий к потенциалу земли. ВЧ и НЧ разделены высоковольтной изолирующей опорой. Первичный детектор тока, в качестве которого может быть использован трансформатор тока, пояс Роговского, шунт или оптико-электронный преобразователь, преобразует первичный (измеряемый) ток в электрический сигнал в виде тока или напряжения или в параметры светового потока. Первичный конвертер преобразует эти сигналы в импульсы с широтной, частотной или кодовой модуляцией. Система передачи, как правило, оптико-волоконная, преобразует эти импульсы в оптические сигналы и передает их по ВОЛС вторичному конвертеру, который снова преобразует их в аналоговые или цифровые электрические сигналы и передает конечному приемнику.

В последние годы основное направление исследований, связанное с измерением токов высоких напряжений – оптические преобразователи тока на основе эффекта Фарадея. В то же время традиционное построение преобразователей тока в цифровой код на основе системы электромагнитный трансформатор тока – АЦП – ВОЛС еще не исчерпало своих возможностей. Применение компенсационных обратных связей позволяет существенно повысить точность прибора. Отличие предлагаемого решения от известных трансформаторов тока состоит в размещении электронной схемы обработки сигнала на стороне высокого напряжения. По нашим данным таких датчиков не существует. При этом возникает вопрос об источнике энергии для питания электронной схемы.

Разрабатываемый цифровой измерительный трансформатор тока для ЛЭП переменного тока высокого напряжения, блок-схема которого представлена на рис. 2, является объектом исследования в НИР, целью которых является разработка технических и технологических основ высокоточного цифрового измерения токов в высоковольтных линиях электрических сетей на основе базовых физических законов с преобразованием результата измерения в цифровую форму непосредственно на высоковольтных шинах и высокоскоростной передачей информации на низковольтную сторону по волоконно-оптическим линиям для повышения уровня автоматизации технологических процессов и решения задач диспетчеризации. К этому относится разработка технологии высокоточных измерений тока с преобразованием результата измерения в цифровую форму непосредственно на высоковольтных шинах и с передачей цифровой информации об измерениях для классов напряжений 110 – 220 кВ на низковольтную сторону по ВОЛС в цифровой форме в АСУ подстанции, а также создание научно-технического задела для разработки цифровых трансформаторов тока на классы напряжений 110 – 220 кВ. Конкретной целью проекта является разработка и создание экспериментального образца цифрового трансформатора тока для ЛЭП переменного тока класса напряжения 220 кВ с диапазоном измерений 60 – 600 А, класса точности 0,2S на основе электромагнитного трансформатора тока со встроенным электронным блоком преобразования аналогового сигнала в цифровой код и передачей этого сигнала по оптоволоконному кабелю.

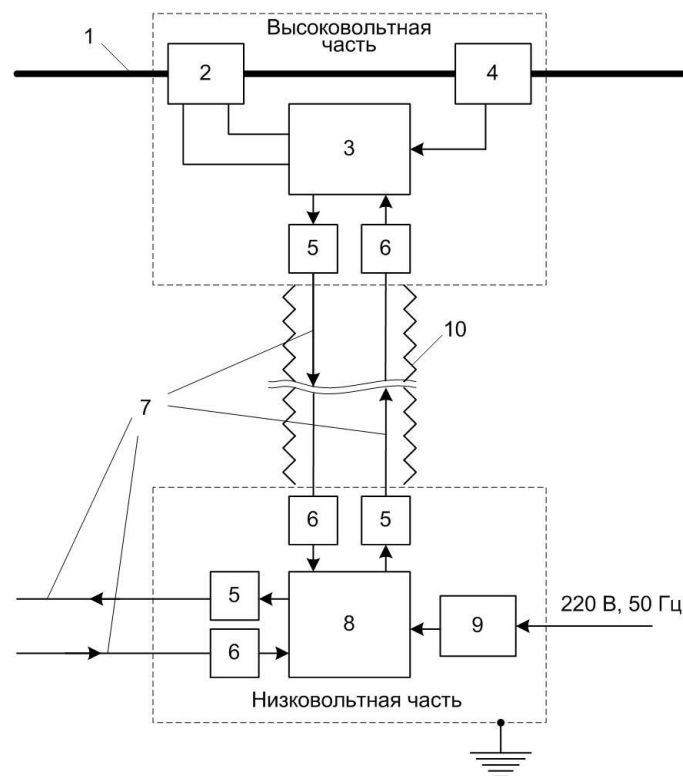


Рис. 2. Блок-схема разрабатываемого цифрового трансформатора тока: 1 — токоведущий высоковольтный проводник, 2 — первичный измерительный преобразователь тока, 3 — первичный конвертор, 4 — первичный источник электропитания, 5 — оптический передатчик, 6 — оптический приемник, 7 — волоконно-оптические линии связи, 8 — вторичный конвертор, 9 — вторичный источник электропитания, 10 — изолирующая опора.

В ходе выполнения НИР разработан экспериментальный образец прибора, проведены предварительные лабораторные и стендовые испытания, получены теоретические данные для цифровых измерительных трансформаторов тока для ЛЭП переменного тока, представленные в таблице 1. НИР проводились в соответствии с ГК №14.516.12.0007

Таблица 1. Теоретические данные для цифровых измерительных трансформаторов тока для ЛЭП

Наименование параметра	Ед. измерения	Значения
Класс напряжений по ГОСТ 1516.1	кВ	220
Частота переменного тока в измеряемой сети	Гц	50, 60
Номинальный первичный ток	А	600
Предел допускаемой основной погрешности	%	0,2
Кратность тракта защит (ток)	А	30I _n
Погрешность тракта защит (ток)	%	Не более 5
Температурный диапазон	°С	-40...+60

Список литературы:

1. ГОСТ Р МЭК 61850-3-2005. Сети и системы связи в подстанциях. Архитектура цифровой подстанции. — М.: Стандартинформ, 2006. — 15 с.
2. Калинин С.Ю. Технические решения в области АСУТП для цифровых подстанций 110/35 кВ. Энергия под ключ / Калинин С.Ю. — 2010 г. — <http://forca.ru/stati/rzia/resheniya-v-oblasti-asutp-dlya-cifrovyyh-podstanciy.html>
3. Маслов, А.М. Вопросы стандартизации при реализации концепции Цифровой подстанции / А.М. Маслов, П.Л. Лобанов // Материалы 2-й Международной выставки и конференции по инновационным проектам в электросетевом комплексе IPNES 2011, 6 — 8 сентября 2011 г.
4. Моржин, Ю. И. Цифровая подстанция ЕНЭС / Ю.И. Моржин, С.Г. Попов, П.А. Горожанкин, В.Г. Наровлянский, М.А. Власов, А.А. Сердцев // ЭнергоЭксперт — 2011. — № 4 (27). — С. 27 — 32.
5. Чичёв, С.И. Система контроля и управления электротехническим оборудованием подстанций / С.И. Чичёв, В.Ф. Калинин, Е.И. Глинкин. — М.: Издательский дом «Спектр», 2011. — 140 с.
6. Волович, Г.И. Схемотехника аналоговых и аналого-цифровых электронных устройств 3-е издание/ Г.И. Волович. — М.: Издательский дом «Додэка-XXI», 2011. — 526 с.
7. Enokihara A., Izutsu M., Sueta T. Optical fiber sensors using the method of polarization-rotated reflection // J. Lightw. Technol. — 1987. — № 5, pp. 1584-1590.
8. Чичёв, С.И. Оптические высоковольтные измерительные трансформаторы тока и напряжения / С.И. Чичёв, Е.И. Глинкин // Электрика. — 2011. — № 4. — С. 28-31.
9. Blake J. N., Rose A. H. Fiber-Optic Current Transducer Optimized for Power Metering Applications // Proceedings of the IEEE T&D meeting, Dallas, TX, Sept. 2003, pp. 1-4.
10. Zhang H., Qiu Y., Li H., Huang A., Chen H., Li G. High-current-sensitivity all-fiber current sensor based on fiber loop architecture // OPTICS EXPRESS. — Vol. 20, No. 17. — 2012.
11. Афанасьев, В.В. Трансформаторы тока / В.В. Афанасьев, Н.М. Адоньев, В.М. Кибель и др. — 2 изд., перераб. и доп. — Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1989. — 416 с.
12. Гречухин, В.Н. Электронные трансформаторы тока и напряжения. Состояние, перспективы развития и внедрения на ОРУ 110—750 кВ станций и подстанций энергосистем / В.Н. Гречухин // Вестник ИГЭУ. — 2006. — Вып. 4. - С. 1 — 9.
13. ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010. Трансформаторы измерительные. Часть 8. Электронные трансформаторы тока. - М.: Стандартинформ, 2012. - 98 с.

Опыт применения датчиков абсолютной вибрации на гидроагрегатах.*Демшин К.А.*

Филиал ОАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожнего», Россия, республика Хакасия, п. Черемушки.

d.const@mail.ru

В наше время импульсом в развитии систем вибрационного контроля гидроагрегатов (далее ВК), стала авария в 2009 году на Саяно-Шушенской ГЭС. ВК - измерения вибрации в целях мониторинга состояния на подшипниковых опорах или корпусе машины (гидроагрегата), а также на ее вращающихся частях [8]. Обладающие системой ВК предприятия получили инструмент не только предотвращающий нештатные ситуации, но и способный своевременно диагностировать состояние оборудования, контролировать результат ремонтных работ.

К основным средствам измерения вибрации можно отнести: датчики, системы сбора и анализа данных. Но существующее разнообразие представленных на рынке систем ВК в большей степени касается сбора и анализа данных. То есть, системы крейтов или шасси, пришедших в гидроэнергетику из смежных отраслей - нефтяной и газовой. К сожалению, специализированные стационарные системы ВК гидроагрегатов, а так же системы мониторинга и диагностики чаще всего не обеспечивают должный уровень надежности, точности и мобильности. Основной причиной этого являются датчики абсолютной вибрации как основное средство измерения.

Датчик вибрации.

Рассмотрим наиболее распространенный тип датчиков абсолютной вибрации – пьезодатчики, основанные на пьезоэффекте, т.е. эффекте генерации электрического сигнала пропорционального ускорению при растяжении, сжатии или сдвиге. Положительными качествами этих датчиков являются: широкий частотный диапазон 0-150 кГц, высокая стабильность параметров, компактность, небольшой вес и отсутствие движущихся элементов конструкции, что исключает возможность износа и преждевременного выхода из строя [1]. Основной частью датчика является чувствительный элемент из пьезоэлектрического материала и сейсмическая масса, пример компоновки датчика представлен на рисунке 1. Легкие (высокочастотные) акселерометры (весом от нескольких граммов) работают в широком частотном и динамическом диапазоне. Верхний предел динамического диапазона чаще всего ограничен механической прочностью пьезоэлемента или встроенного усилителя (если он присутствует).

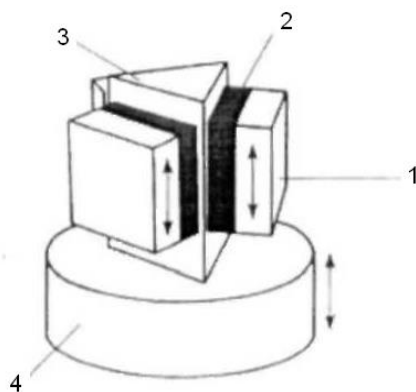


Рис.1 - Вид пьезодатчика вибрации
сейсмомасса, 2- пьезоэлемент, 3- опора, 4-основание)

Высокочувствительные акселерометры, масса которых выше (40-500 граммов) чем у высокочастотных, работают в ограниченном частотном диапазоне (до нескольких кГц.) и значительно меньшем динамическом диапазоне. Но подобные датчики обладают лучшими характеристиками по отношению сигнал/шум, особенно на низких частотах.

Измерение низкочастотных виброперемещений малого уровня с помощью акселерометров затруднено в связи с резким уменьшением его выходного сигнала при уменьшении частоты возмущающей силы. Так на частоте 1 Гц и уровне 200 мкм размаха в виброперемещениях, амплитуда виброускорения составляет лишь $4 \cdot 10^{-4}$ g. При этом повышение чувствительности акселерометров с использованием электроники (усилителя или АЦП), приводит к увеличению шумов. Причиной этого является использование датчиков на пределе их чувствительности. Поэтому, измерение вибрации гидроагрегатов проводится с применением высокочувствительных акселерометров, собственная резонансная частота которых чаще всего находится в пределах 10-20кГц, выходной сигнал находится в диапазоне 5-20g. Например, датчики вибрации марки Wilcoxon Research типа 797L [8] применяемые для гидроагрегатов, изначально обладают ограниченным динамическим диапазоном равный 10g пик.

В источниках [2,4] описано, что в районе турбины гидроагрегата наблюдается широкий спектр действующих сил: жгутовые явления, оборотные частоты гидроагрегата и их гармоники, лопастные частоты гидроагрегата, собственные частоты опорных конструкций и другие явления. Источниками высоких частот на гидроагрегате являются гидравлические эффекты, такие как возникновение и распад вихрей высокотурбулентного потока, кавитация. Амплитуды виброускорений на более высоких частотах, могут на несколько порядков превышать измеряемый

низкочастотный сигнал. На пример, воздействия на частотах 1-3 кГц в виде пульсации потока в проточной части гидроагрегата могут достигать до 10 g пик [4]. Воздействия от кавитационных каверн и от коллапсирования отдельных кавитационных пузырьков могут достигать 1-7g пик. Подобные воздействия меняются в зависимости от режима работы гидроагрегата, а также от таких параметров как напор и уровень нижнего бьефа. При этом форма сигнала в виброускорения может выглядеть как на рисунке 2, – периодический низкочастотный сигнал, искаженный периодическими высокочастотными выбросами. В оценке и анализе сигнала использовалось программное обеспечение WinПОС версии expert (производства НПП МЕРА) [7].

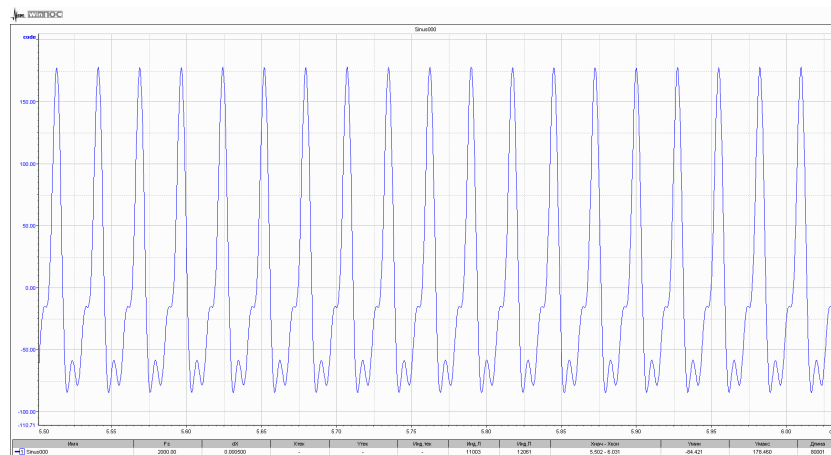


Рис. 2- Форма сигнала без учета динамического диапазона датчика вибрации.

Большинство встроенных усилителей не имеют входного фильтра низких частот и передают весь сигнал до предела, заложенного в него производителем. Не учитывается и тот факт, что частоты действующих сил могут совпадать с установочным резонансом датчика вибрации. Вследствие этого выходной сигнал с датчика может вырасти непропорционально действующей на датчик силы. А значит, что выходной сигнал с пьезоэлемента может быть больше динамического диапазона передающего или интегрирующего усилителя. В результате чего форма сигнала может измениться, как это показано на рисунке 3. В форме будут преобладать частоты ниже, чем частота действующей силы или высокочастотные воздействия, так называемые паразитные шумы.

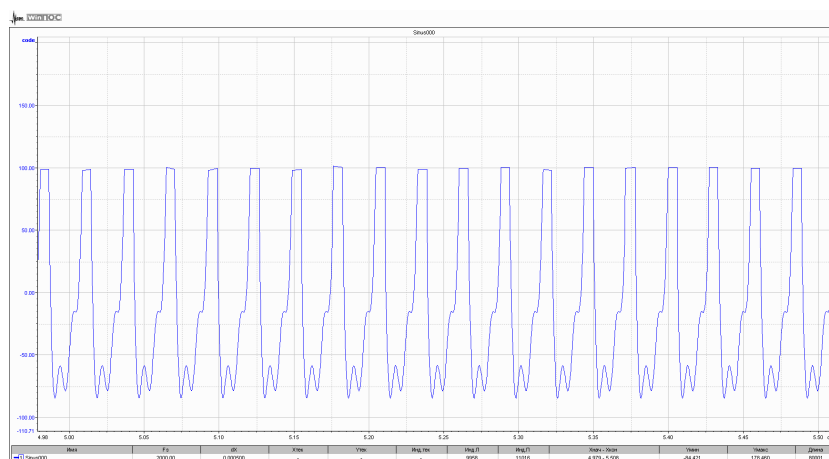


Рис. 3 - Форма сигнала с учетом динамического диапазона датчика вибрации.

Согласно требованиям [3], оценка вибрационного состояния гидроагрегата производится в виброперемещениях. Для этого требуется произвести двойное интегрирование полученного сигнала. В процессе интегрирования сигнала, высокочастотная составляющая сигнала уменьшается пропорционально квадрату частоты, а уровень низкочастотных шумов вырастает по

сравнению с неискажённым сигналом. При этом данные шумы присутствуют в полосе частот 0–10 Гц и значительно превышают уровень полезного сигнала, на частоте 36 Гц.

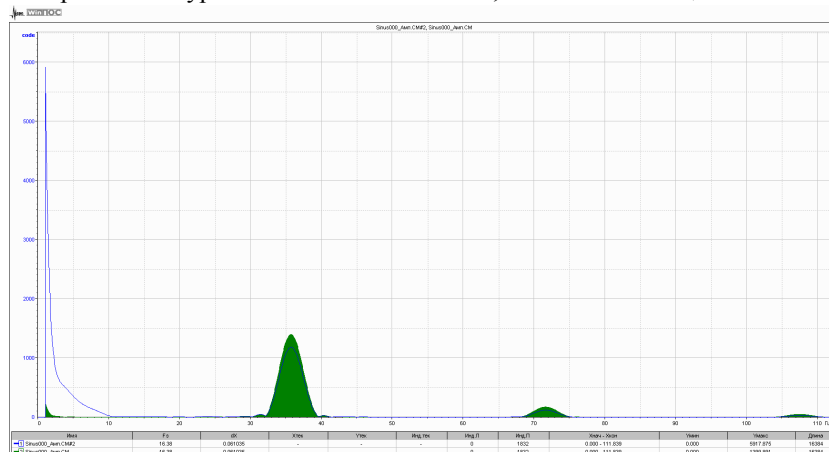


Рис. 4 – Спектр искаженного и неискаженного сигнала:
искажённый сигнал – не штрихованный график,
неискажённый сигнал – заштрихованный график.

В данном случае, мы рассмотрели влияние периодических высокочастотных воздействий на гармонический сигнал, но с определенной уверенностью можно сказать, что подобный эффект сохраняется и для непериодического сигнала. Это значит, что показания приборов, обладающие подобными особенностями неустойчивы, а проводимая по ним оценка может быть не корректна.

Выводы

Согласно требованиям нормативной документации [3], измерения абсолютной вибрации гидроагрегата должны производиться в виброперемещениях и в полосе частот 0,7–200 Гц. При этом на датчики могут воздействовать широкие по спектру и большие по амплитуде силы, действующие и вне указанного частотного диапазона. Использование измерительных каналов на базе высокочувствительных пьезоёмкостных акселерометров, с ограниченным динамическим диапазоном может приводить к низкочастотным шумам. Из-за интегрирования сигнала невозможно определить причины, по которым датчики фиксируют низкочастотные явления. Показания систем и приборов, обладающих подобными особенностями неустойчивы, а проводимая по ним оценка может быть не корректна.

Использование более высокочастотных акселерометров на пределе их чувствительности также может негативно сказаться на показаниях измерительных систем. Но связано это с влиянием шумов датчика и измерительной системой в целом.

Требуется развитие систем предназначенных для контроля и диагностики вибрации гидроагрегатов с учетом всех выше указанных особенностей. А для каждого конкретного случая, гидроагрегата или ГЭС в частности, рекомендуется адаптация или подбор средств измерений. Для надежной и корректной работы систем контроля и диагностики рекомендуется проводить вибрационные или верификационные испытания с применением различных средств измерений и дальнейшего сравнительного анализа.

Список литературы:

1. Макр Серридж, Торбен Р. Лихт. Справочник по пьезоэлектрическим акселерометрам и преусилителям. – Дания: Офисная печать. Ларсен и сын. Глострун. 1987 г. – 187 с.
2. <http://www.plotina.net/experts/klukach/>. Электронный источник. Влияние асимметрии спиральной камеры на вибрации гидроагрегата.
3. СТО 17330282.27.140.001-2006. Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций. Приложение И.
4. Владиславлев Л.А. Вибрация гидроагрегатов гидроэлектрических станций. Москва: Энергия, 1972 г. – 176 с.
5. РД 24.023.117–88. Измерение вибрации и оценка вибрационного состояния вертикальных гидравлических турбин.
6. Руководство пользователя. WinПОС Пакет обработки сигналов. – г. Королев: НПП «Мера». 2009. – 174 с.

7. ГОСТ Р ИСО 13373-1-2009. Контроль состояния и диагностики машин. Вибрационный контроль состояния машин. Часть 1. Общие методы.
8. <http://www.advancesiam.com/pdf/29.pdf> Wilcoxon Research Vibration Product Training

**Оптимизация режимов работы системы электроснабжения
собственных нужд Бийской ТЭЦ-1**

Козырев А.Д., Краснятов Ю.А.

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск
kozirev@tpu.ru*

Собственные нужды (СН) электрических станций являются одним из ответственных объектов, обеспечивающих необходимые условия работы теплового и электрического оборудования. Повышение надёжности и энергоэффективности СН - одна из задач, связанных с энергосбережением. Одним из мероприятий энергосбережения является оптимизация режимов СН.

При функционировании ТЭЦ, как правило, имеют место значительные изменения ее тепловой и электрической нагрузок в суточном, недельном, сезонном и годовом временных уровнях потребления. В первую очередь, это обусловлено изменением нагрузок потребителей тепла и электроэнергии. Поэтому типичной эксплуатационной задачей для ТЭЦ является определение состава работающего оборудования станции, то есть числа работающих котлов и турбин, а также его тепловых и электрических нагрузок, расходов пара из регулируемых отборов турбин, электрических мощностей турбоагрегатов, распределения сетевой воды между разными турбинами, при которых экстремального значения достигает критерий эффективности (расход или стоимость топлива, отпуск тепла от станции, ее электрическая мощность, стоимость 1 квт·ч. электроэнергии и т. д.). При этом должны выполняться все физико-технические ограничения на режимы работы оборудования и техническими требованиями нахождения параметров в допустимых интервалах, определяемых минимально и максимально возможными значениями (расходы острого пара на турбины и пара в конденсаторы, на электрическую мощность турбоагрегатов и т. д.).

При указанных обстоятельствах во многих режимах работы ТЭЦ один и тот же производственный эффект (отпуск внешним потребителям одного и того же количества тепловой и электрической энергии) может достигаться различным распределением тепловых и электрических нагрузок между находящимися в работе элементами оборудования ТЭЦ и при различной энергетической и экономической эффективности. В связи с этим и возникает задача определения наиболее энергетически и экономически эффективного распределения нагрузок. Весьма характерными для ТЭЦ являются предельно допустимые режимы работы, когда требуется обеспечить максимально возможный отпуск тепловой энергии при фиксированном отпуске электрической энергии или максимальный (минимальный) отпуск электрической энергии при фиксированном отпуске тепловой энергии и т. д.

В силу сложности технологических схем ТЭЦ, разнообразия сочетания внешних условий функционирования и нелинейного характера многих зависимостей задачи оптимизации режимов ТЭЦ и ее СН требуют разработки математических моделей функционирования основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ, а также специальных методов решения оптимизационных задач.

Решение проблемы оптимального распределения нагрузок между агрегатами Бийской ТЭЦ-1 (БиТЭЦ-1), в первую очередь, связано с задачей выдачи максимальной электрической мощности при фиксированной тепловой нагрузке. Система электроснабжения СН представляет собой сложное хозяйство, предназначенное для бесперебойного электроснабжения электроприемников с большой суммарной мощностью. Для ТЭЦ, на которых сжигается уголь, примерный расход электроэнергии на СН при номинальной нагрузке составляет в процентах от вырабатываемой электроэнергии (7÷8,5)% при начальном давлении пара 3,5÷9 МПа и (9÷11)% - при 13÷24 МПа. Расход электроэнергии на СН зависит также от условий водоснабжения, режима работы станции, удаленности внешних потребителей тепловой и электрической энергий и т.д. Наибольший расход (до 12%) имеют ТЭЦ высокого давления, работающие на каменном угле с высоким содержанием золы и влаги, к которым относится БиТЭЦ-1. При уменьшении электрической нагрузки ТЭЦ доля расхода электроэнергии на СН увеличивается (при 50%-ой

загрузке - в 1,5 раза, а при 30 %-ой - в 2 раза)[1]. На сегодняшний день для БиТЭЦ-1 актуален вопрос об оптимальной нагрузке по активной мощности.

Примерное распределение расхода электроэнергии на СН ТЭЦ в % от общего расхода на СН показано во втором столбце таблицы 1 [1]. Реальное распределение составляющих общего расхода электроэнергии на различные группы механизмов СН может отличаться от средних значений. В третьем столбце таблицы 1 представлены доли общего расхода электроэнергии на СН, полученные на БиТЭЦ-1 (по данным ПТО БиТЭЦ-1).

Таблица 1. Распределение расхода электроэнергии на СН. ТЭЦ.

Группа потребителей	Доля общего расхода электроэнергии на СН., % [1]	Доля общего расхода электроэнергии на СН БиТЭЦ-1, %
Тяга и дутье	17,4	20,75
Питательные насосы	36,4	23,55
Циркуляционные насосы	7,7	6,38
Теплофикационные насосы	22,2	12,39
Пылеприготовление	8,6	15,8
Гидрозолоудаление	1,8	3,33
Прочие (освещение, отопление, бытовые приборы и др.).	5,9	17,8

Для проведения анализа расхода электроэнергии на СН ТЭЦ в качестве одного из условий экономичности (оптимальности) расхода электроэнергии на СН предлагается использовать зависимость:

$$f(P_{\text{выр}}) = 100 \cdot P_{\text{сн}} / P_{\text{выр}}, \quad (1)$$

где $P_{\text{сн}}$ – потребляемая активная мощность электроприемниками СН, МВт; $P_{\text{выр}}$ – активная мощность, вырабатываемая каждым турбогенератором и ТЭЦ в целом, МВт.

На основе проведенных контрольных замеров и расчетов в часы суток: 3.00, 9.00, 18.00, 21.00 – для всех турбогенераторов, работающих как совместно на сборные шины ГРУ-6 кВ, ЗРУ-35 кВ и ЗРУ-110 кВ, так и по блочной схеме с ЗРУ-110 кВ и энергосистемой, были получены зависимости (1), внесенные в **таблицу 2**.

Если принять, что все турбогенераторы ТЭЦ будут загружены на 100% от их номинальной мощности, то оптимальный расход электроэнергии на СН не будет превышать 12% [1]. Из-за недогрузки активной мощностью турбогенераторов все полученные и приведенные в таблице значения $f(P_{\text{выр}})$ больше 12%, поэтому работа всех турбогенераторов и ТЭЦ в целом не экономична и не оптимальна.

Исследования и опыт работы передовых ТЭЦ показывают, как можно существенно снизить расход электроэнергии на СН [2]. К такому снижению могут привести: работа с оптимальной оперативной схемой СН и всей ТЭЦ, оптимизация работы механизмов СН на примере блока 300 МВт позволяет сэкономить 5% электроэнергии, расходуемой на СН, т.е. 233 млн. кВт·ч или 75,7 тысяч тонн условного топлива в год; использование экономичного регулируемого электропривода дает 4,8 % экономии (209 млн. кВт·ч или 67,9 тысяч тонн условного топлива в год); оптимизация напряжения на шинах СН (0,65 %, 59,2 млн. кВт·ч или 19 тысяч тут в год); оптимальный выбор мощности электродвигателей для приводов механизмов (0,2%, 12,6 млн. кВт·ч или 4,1 тысяч тут в год); оптимизация режимов пуска и останова блоков (0,03%, 1,6 млн. кВт·ч или 0,52 тысяч тут в год); повышение надежности схемы питания СН (1 %, 100 млн. кВт·ч или 32,5 тысяч тут в год), оптимизация сечений кабельных линий СН (0,16 %, 12 млн. кВт·ч или 3,5 тысяч тут в год).

Таблица 2.

Часы замеров \ Параметры	3.00	9.00	18.00	21.00	-	Название источника питания
$P_{\text{выр}}$, МВт	240	258	204	198	530	ТЭЦ
$100 \cdot P_{\text{сн}} / P_{\text{выр}}$, %	16,54	15,9	18,66	19,0	12	
$P_{\text{выр}}$, МВт	70	82	60	53	-	ТГ-8
$100 \cdot P_{\text{сн}} / P_{\text{выр}}$, %	13,1	11,2	15,3	17,3	-	
$P_{\text{выр}}$, МВт	63	69	53	49	-	ТГ-7
$100 \cdot P_{\text{сн}} / P_{\text{выр}}$, %	13	11,9	15,47	18	-	
$P_{\text{выр}}$, МВт	66	61	50	55	-	ТГ-5,6
$100 \cdot P_{\text{сн}} / P_{\text{выр}}$, %	5,6	6,4	12	11,27	-	
$P_{\text{выр}}$, МВт	26	30	30	28	-	ТГ-3,4
$100 \cdot P_{\text{сн}} / P_{\text{выр}}$, %	50	40	30,9	33,2	-	
$P_{\text{выр}}$, МВт	15	16	11	13	-	ТГ-1,2
$100 \cdot P_{\text{сн}} / P_{\text{выр}}$, %	33,33	31,25	36,36	34,62	-	

По анализу результатов контрольных замеров и расчета баланса мощности можно сделать следующие выводы:

- необходимо предусмотреть оптимальную загрузку ТЭЦ по электрической и тепловой энергии, обусловленную заданием со стороны энергосистемы;

- самый низкий $\cos \varphi$ наблюдается в 18.00 часов по всем потребителям, генераторам и СН (низкий $\cos \varphi$ соответствует малой загрузке электродвигателей, практическим отсутствием устройств компенсации реактивной мощности, а также из-за того, что основным потребителем электростанции после 18.00 является коммунально-бытовая нагрузка, имеющая низкий $\cos \varphi \approx (0,7 \div 0,8)$ (городские потребители подключены к СН электростанции: к ГРУ-6 кВ);

- предусмотреть изменение технологии выработки электрической и тепловой энергии, например, для возможности отключения низкозагруженных электродвигателей и трансформаторов СН требуется выбрать оптимальную оперативную схему СН;

- режим работы синхронных двигателей должен быть изменен следующим образом: установить оптимальный закон регулирования возбуждения и не отключать их, а переводить в режим синхронного конденсатора, что значительно уменьшит реактивную мощность, потребляемую в системе СН и вырабатываемую турбогенераторами;

- контролировать загрузку силовых трансформаторов СН (из 67 трансформаторов СН только десять имеют коэффициент загрузки в пределах 0,35-0,76, а все остальные трансформаторы работают в режиме, близком к холостому ходу).

В отношении первого мероприятия можно констатировать: из приведенной таблицы следует, что в час максимума $P_{\text{выр}} = 258$ МВт, при этом 15,9% от вырабатываемой электроэнергии потребляется в системе СН, а для часа минимума ТЭЦ (198 МВт) - 19%. В свою очередь, на основании проведенных замеров и расчетов мощность, отдаваемая в систему СН, изменяется

незначительно в течение суток, и если увеличить вырабатываемую электроэнергию на 16,3 % ($P_{\max} = 300 \text{ МВт}$), то потребление электроэнергии на СН составит 15,3 % , а при увеличении выработки электроэнергии на 30% ($P_{\max} = 335,4 \text{ МВт}$) потребление электроэнергии на СН - 15,0 %. Расчеты показали, что в случае $P_{\max} = 335,4 \text{ МВт}$ экономия электроэнергии на СН в год будет 61,8 млн. кВт·ч, а для $P_{\max} = 300 \text{ МВт}$ – 48,4 млн. кВт·ч, при этом удельный расход топлива на выработку выдаваемой электроэнергии с шин станции уменьшится на 14,6 гут/кВт·ч ($P_{\max} = 300 \text{ МВт}$).

Предложены также технические мероприятия по энергосбережению для основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ:

Компенсация реактивной мощности со стороны 6 кВ при помощи регулирования возбуждения синхронных двигателей и перевода одного из малозагруженных генераторов в режим синхронного компенсатора. Это приведет к уменьшению потоков реактивной мощности и уменьшению потерь активной мощности в элементах системы электроснабжения собственных нужд.

Оптимизация оперативной схемы собственных нужд и оптимизация режима работы турбогенераторов и электродвигателей СН.

Организация контроля качества электроэнергии и электропотребления.

Эта группа мероприятий даёт экономию электроэнергии 18,1 млн. кВт ч и уменьшение расхода топлива на выработку 1 кВт ч отпускаемой электроэнергии на 6,5 г.у.т. /кВт ч

Список литературы:

1. Аббасова Э.М., Голоднов Ю.М. и др. Собственные нужды тепловых электростанций / Под редакцией Ю.М.Голоднова. - М.: Энергоатомиздат, 1991. – 272 с.
2. Агапов В.Г., Некрестов О.В., Трубицын В.И. Анализ эффективности способов снижения расхода электроэнергии на собственные нужды ТЭС // Сборник научных трудов МЭИ.-1989.-№ 197.-С.57-62.

Преимущества использования линий электропередач с резервной фазой.

Во Х.К., Косточкин А.А.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск.

bigsanichik@mail.ru

В настоящее время около 94% электроэнергии, вырабатываемой всеми электростанциями нашей страны, передаётся и распределяется электрическими сетями напряжением 110 кВ и выше, и лишь около 6% по линиям 35 кВ.

Анализ структуры электрических сетей высокого и сверхвысокого напряжений показывает, что наибольшее распространение получили сети напряжением 110 и 220 кВ (88%). Они, как правило, выполняют функции распределительных и предназначены для электроснабжения промышленных узлов, крупных предприятий, городов, сельских районов. Сети 35 кВ также получили развитие во всех энергосистемах страны. Они служат в основном для внешнего электроснабжения объектов малой и средней мощности, например, сельскохозяйственных. В последние годы наблюдается постоянное сокращение строительства сетей 35 кВ для питания промышленных предприятий. С ростом плотности электрических нагрузок в ряде сельскохозяйственных районов также намечается тенденция к ограничению развития сетей напряжением 35 кВ и замене их сетями 110 кВ.

В связи с важной ролью сетей напряжением 110-220 кВ в обеспечении надежности электроснабжения народного хозяйства целесообразно провести подробный анализ определяющих её факторов – надежности формирующих сетей.

Исходным для решения задачи обеспечения надежности функционирования электрических сетей является анализ технического состояния и условий эксплуатации сети в целом и её элементов.

Надежность электрических сетей определяется безотказностью и ремонтпригодностью. Под отказом СЭС будем понимать событие, приводящее к недоотпуску электроэнергии всем потребителям или их части вследствие прекращения или ограничения электроснабжения. Ремонтпригодность определяет продолжительность перерыва электроснабжения в аварийных ситуациях и при плановых ремонтах, она зависит от времени ликвидации аварии или восстановления отказавшего элемента. Поэтому надежность электрической сети можно

характеризовать частотой и длительностью аварийных и плановых перерывов электроснабжения на каждой из её приемных подстанций.

Надежность ВЛ является не только технической, но и экономической категорией. Выбор оптимальной надежности распределительных сетей обосновывается технико-экономическим анализом. Повышение надежности функционирования распределительных сетей 110 и 220 кВ путем изменения конструкции линии электропередачи требует материальных затрат. В то же время более высокая надежность рассматриваемых сетей обеспечивает снижение народнохозяйственного ущерба от перерывов электроснабжения потребителей.

Технические показатели надежности основных элементов электрической сети приведены в табл. 1.

Таблица 1. Надежность элементов электрической сети

Наименование элемента	Аварийное отключение		Плановое отключение	
	Частота отказов ω , I/год на 100 км	Время восстановления, T_B , ч	Частота плановых ремонтов μ , I/год	Продолжительнос ть планового ремонта, $T_{П}$, ч
Одноцепные ВЛ с АПВ напряжением, кВ: 220 110	0,7	16	6	8
	1,0	14	5	6
Трансформаторы с высшим напряжением, кВ: 220 110	0,02	250	1,0	40
	0,015	500	1,0	30
Масляные выключатели напряжением, кВ: 220 110	0,025	70	0,3	100
	0,022	70	0,3	100

Как следует из таблицы 1, ВЛ является наиболее слабым элементом электрической сети, обуславливающими 30-40 % общего числа отказов и поэтому их роль в обеспечении надежности СЭС можно считать определяющей. Это становится особенно ощутимым в тех случаях, когда электроснабжение осуществляется по одноцепной линии электропередачи значительной протяженности. Так, при линии 200-400 км и напряжении сети 110-220 кВ только из-за повреждения ВЛ следует ожидать отключения потребителей 2-3 раза в год в среднем на 20-30 ч. Таким образом целесообразно обеспечить надежность электроснабжения в первую очередь за счет уменьшения отказов ВЛ и длительности их отключенного состояния.

Как отмечалось выше, провода и изоляторы ВЛ являются наименее надежными элементами линии электропередачи и основные работы при плановом ремонте связаны с их техническим обслуживанием. В связи с этим для повышения безотказной работы ВЛ прежде всего нужно изготавливать изоляторы из высокопрочных и долговечных материалов, и резервировать провода линии.

Известно, что наиболее частным видом повреждения является однофазное короткое замыкание. Это обуславливает целесообразность применения четырехпроводных линий электропередач, в которых для резервирования любого из поврежденных проводов ВЛ один и тот же резервный провод.

В качестве резервной фазы могут быть использованы четвертый (дополнительный) провод, а в отдельных случаях – изолированный грозозащитный трос, выполненный проводом марки АС соответствующего сечения.

Существенным преимуществом при применении четырехпроводных линий электропередачи является возможность поэтапных затрат материалов и оборудования в процессе развития СЭС во времени по мере роста нагрузки потребителей.

Область применения четырехпроводных ВЛ определяется технико-экономическим расчетом с учетом фактора надежности и перспектив развития СЭС. Надежность четырехпроводных линий такая же, как у двухцепной на одних опорах. Если перспективный рост нагрузок требует подвески второй цепи, то четвертый провод можно рассматривать как первый этап её монтажа.

ВЛ с резервной фазой имеет следующие преимущества по сравнению с одноцепной линией электропередач традиционного исполнения:

существенное повышение пропускной способности электропередачи в послеаварийных режимах;

возможность пофазного ремонта линии без уменьшения её пропускной способности с поочередным переключением ремонтируемой фазы в резервный провод;

возможность пофазного режима плавки гололеда с последовательным переключением каждой фазы на резервный провод.

Четвертый провод может быть использован либо в качестве резервного, когда он в нормальном режиме отключен и включается автоматически взамен поврежденного только в послеаварийных и ремонтных режимах.

Учитывая, что распределение сети напряжением 110 и 220 кВ являются наиболее массовыми (удельный вес их по протяженности составляет около 88%) при решении вопроса надежности и улучшения условий их эксплуатации нельзя допускать существенного усложнения схем распределительных устройств и увеличения их стоимости. В связи с этим при разработке схемы электропередачи класса напряжений 110 и 220 кВ с резервной фазой предусмотрено в первую очередь применение коммутационных аппаратов и опор, применяемых для ВЛ традиционного исполнения.

Известно, что в нашей стране ВЛ с тросами по всей длине эксплуатируются начиная с напряжений 110 кВ и выше. Поэтому электропередачу такого исполнения (рис.3.1) рассмотрим на примере ВЛ 110 кВ с проводами АС-120 и тросом АС-70. Этот вариант исполнения ВЛ с резервной фазой является наиболее простым и экономичным.

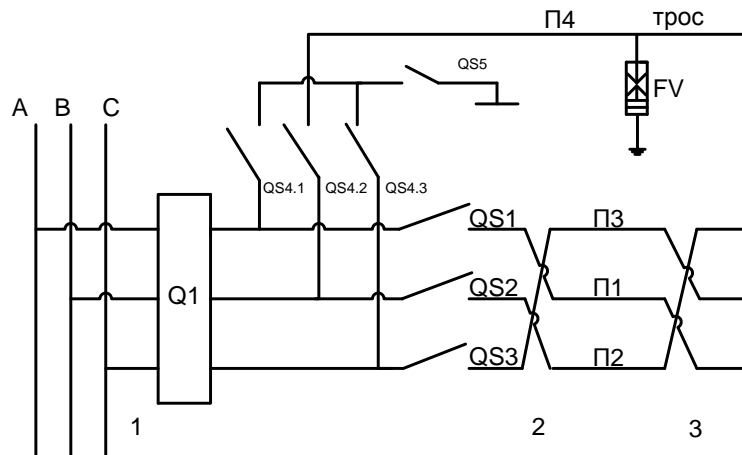


Рисунок 1. ВЛ с тросом

Схема рассматриваемой электропередачи содержит три токоведущих провода П1-П3, грозозащитный трос П4, изолированный на фазное напряжение на всем протяжении линии, высоковольтный выключатель Q1, линейные разъединители (отделители) QS1-QS3 и разъединители (отделители) QS4.1-QS4.3, включенные между грозозащитным тросом и токоведущими проводами линии. Все разъединители имеют пофазное управление, а выключатель – трехфазное. Изоляция тросов зашунтирована в нескольких точках линии электропередачи съемными перемычками QS5 и искровыми промежутками FV. Затраты на изоляцию троса и установку разъединителей по концам линии не превышают 6...8 % от капитальных затрат на сооружение ВЛ со стальными грозозащитным тросом. В нормальном режиме работы линии разъединители QS1-QS3 включены, а разъединители QS4.1-QS4.3 отключены. Съемные перемычки QS5 устанавливаются только в грозозащитный период.

При устойчивом повреждении одного из токоведущих проводов, например, провода П1, от действия релейной защиты отключается выключатель Q1. Затем автоматически или дежурным

персоналом в соответствии с аварийной сигнализацией отключается разъединитель QS1, а разъединитель QS4.1 включается. Съёмные перемычки QS5 (если они были установлены) также отключаются и трос П4 оказывается включенным взамен поврежденного провода. Если для потребителей, получающих питание от ВЛ, перерыв электроснабжения в течение 20-30 минут допустим, автоматизация переключений не требуется.

Результаты исследований послеаварийных режимов при поочередном переключении троса вместо каждого из фазных проводов линии показывают, что уровни напряжения в линии практически не отличаются от режима обычной одноцепной ВЛ со стальным тросом, а несимметрия несколько выше, чем у трехпроводной линии, но значительно ниже допустимых значений по ГОСТу 13109-97

Таблица 2 – Напряжения и токи по фазам

Варианты исполнения ВЛ 110 кВ	Режимы эксплуатации ВЛ	Фазы	Напряжения и токи по фазам в узлах сети, кВ и А					
			1		2		3	
			U	I	U	I	U	I
ВЛ традиционного исполнения	Нормальный режим	A	66,39	56,53	65,56	59,01	64,69	61,47
		B	66,39	56,58	65,56	58,73	64,75	61,53
		C	66,39	56,46	65,56	58,66	64,71	61,27
ВЛ с резервной фазой - тросом	Послеав. режим: трос включен вместо откл. провода П1	A	66,39	55,95	65,55	57,93	64,53	63,05
		B	66,39	55,47	65,55	59,95	64,64	60,69
		C	66,39	57,67	65,35	57,80	64,32	59,76

На основании изложенного следует, что если к трехпроводной (одноцепной) электропередаче добавить еще один провод, который в нормальном эксплуатационном режиме находится в отключенном состоянии, то при устойчивых однофазных коротких замыканиях необходимо отключать только поврежденный провод, а вместо него включать резервный, и тогда линия будет продолжать работать как трехпроводная. Кроме того, резервный провод может также включаться вместо любого рабочего провода в режиме пофазного ремонта или пофазной плавки гололеда. Таким образом, одноцепная электропередача с резервным проводом при устойчивых однофазных повреждениях надежна, как двухцепная, но капитальные затраты на ее сооружение значительно меньше.

Систематическая погрешность расчета потерь мощности при планировании режимов систем электроснабжения с учетом неопределенности исходной информации

Круцова А.А., Малафеев А.В.

Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова, Россия, г.

Магнитогорск

anastasiya_289@mail.ru

При планировании эксплуатационных режимов систем электроснабжения в зависимости от технологического процесса потребителей возникает проблема выбора данных, различных по временным интервалам (1, 3, 5, 30 минут, 1 час, 1 сутки, 1 месяц). В связи с совершенствованием автоматизированных систем учета в настоящее время могут быть получены графики электрических нагрузок с различным интервалом осреднения, что приводит к большим погрешностям при расчетах минимума потерь активной мощности. Для графиков нагрузки потребителей металлургического предприятия на уровне напряжения 6-10 кВ характерно несоответствие нормальному закону распределения, что делает не целесообразным применение вероятностных характеристик графиков для планирования эксплуатационных режимов систем электроснабжения. Ввиду этого предлагается использовать теорию нечетких множеств.

Рассмотрим графики электрических нагрузок с разными интервалами осреднения на примере системы электроснабжения ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат» (таблицы 1-3, рис. 1).

Таблица 1. Графики нагрузки на примере фидера 2-02 подстанции № 2 ОАО «ММК» с временным интервалом 1 час

Интервалы осреднения	ф2-02 ЦВС	Интервалы осреднения	ф2-02 ЦВС	Интервалы осреднения	ф2-02 ЦВС
0:00	0,49	8:00	0,48	16:00	0
1:00	0,49	9:00	0,47	17:00	0
2:00	0,48	10:00	0,33	18:00	0
3:00	0,48	11:00	0,32	19:00	0
4:00	0,48	12:00	7	20:00	0
5:00	0,48	13:00	1	21:00	0
6:00	0,48	14:00	0	22:00	0
7:00	0,48	15:00	0	23:00	0

Таблица 2. Графики нагрузки на примере фидера 2-02 подстанции № 2 ОАО «ММК» с временным интервалом 30 минут

Интервалы осреднения	ф2-02 ЦВС	Интервалы осреднения	ф2-02 ЦВС	Интервалы осреднения	ф2-02 ЦВС	Интервалы осреднения	ф2-02 ЦВС
00:00	0,49	06:00	0,48	12:00	0,07	18:00	0
00:30	0,49	06:30	0,48	12:30	0,03	18:30	0
01:00	0,49	07:00	0,48	13:00	0,01	19:00	0
01:30	0,49	07:30	0,48	13:30	0	19:30	0
02:00	0,48	08:00	0,48	14:00	0	20:00	0
02:30	0,48	08:30	0,48	14:30	0	20:30	0
03:00	0,48	09:00	0,47	15:00	0	21:00	0
03:30	0,48	09:30	0,4	15:30	0	21:30	0
04:00	0,48	10:00	0,33	16:00	0	22:00	0
04:30	0,48	10:30	0,325	16:30	0	22:30	0
05:00	0,48	11:00	0,32	17:00	0	23:00	0
05:30	0,48	11:30	0,125	17:30	0	23:30	0

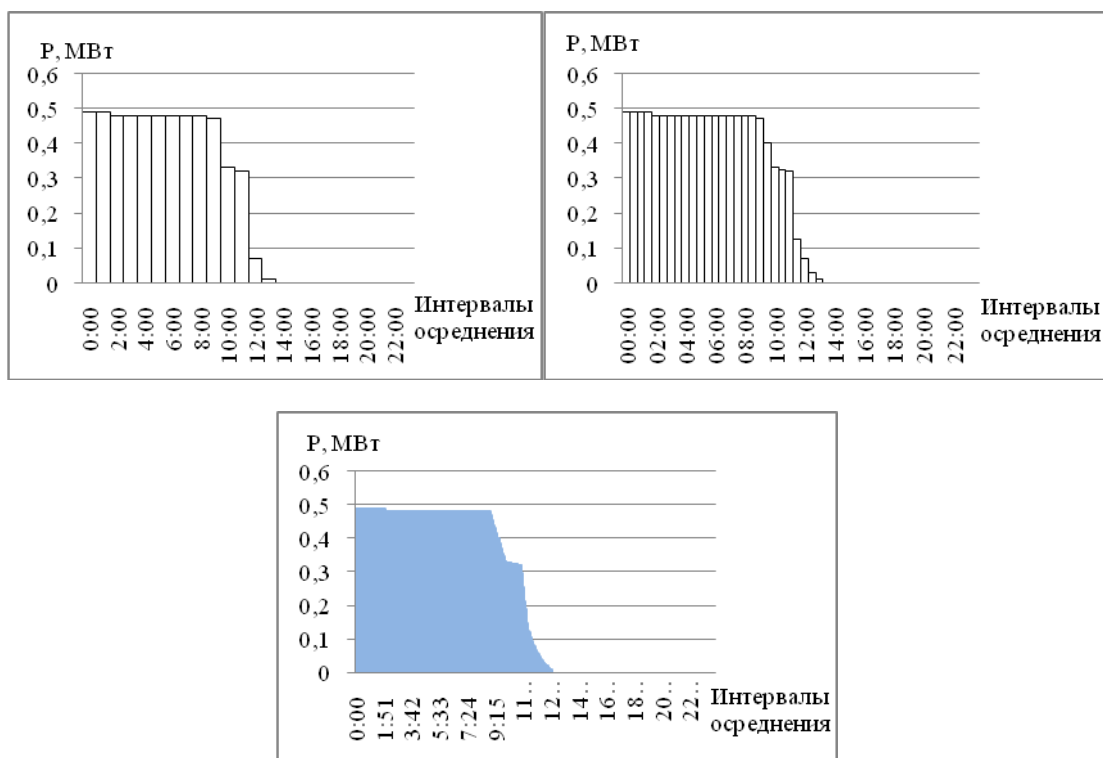


Рис. 1. Упорядоченные графики электрических нагрузок ф 2-02 подстанции № 2 ОАО «ММК» а) с временным интервалом 1 час; б) с временным интервалом 30 минут; в) с временным интервалом 3 минуты

Таблица 3. Графики нагрузки на примере фидера 2-02 подстанции № 2 ОАО «ММК» с временным интервалом 3 минуты

Интервалы осреднения	ф2-02ЦВС	Интервалы осреднения	ф2-02ЦВС	Интервалы осреднения	ф2-02ЦВС	Интервалы осреднения	ф2-02ЦВС
0:00	0,49	0:24	0,49	0:48	0,49	1:12	0,49

Продолжение таблицы 3

Интервалы осреднения	ф2-02 ЦВС	Интервалы осреднения	ф2-02 ЦВС	Интервалы осреднения	ф2-02 ЦВС	Интервалы осреднения	ф2-02 ЦВС
0:03	0,49	0:27	0,49	0:51	0,49	1:15	0,49
0:06	0,49	0:30	0,49	0:54	0,49	1:18	0,49
0:09	0,49	0:33	0,49	0:57	0,49	1:21	0,49
0:12	0,49	0:36	0,49	1:00	0,49	1:24	0,49
0:15	0,49	0:39	0,49	1:03	0,49	1:27	0,49
0:18	0,49	0:42	0,49	1:06	0,49	1:30	0,49
0:21	0,49	0:45	0,49	1:09	0,49

Упорядоченные графики электрических нагрузок схожи с Z-образной функцией принадлежности[1].

Расчеты установившихся режимов и потерь активной мощности выполнялись при помощи программного комплекса КАТРАН[2], разработанного на кафедре ЭПП МГТУ им. Г.И. Носова. Определение потерь по результатам расчёта установившегося режима позволяет выделить участки сети с повышенным значением потерь и разработать мероприятия по их снижению[3].

Расчет функции принадлежности выполнен следующим образом:

$$\mu_Z(P_i; P_{\min}, P_{\max}) = \begin{cases} 1, & P_i \leq P_{\min} \\ 1 - 2 \left(\frac{P_i - P_{\min}}{P_{\max} - P_{\min}} \right)^2, & P_{\min} < P_i \leq \frac{P_{\min} + P_{\max}}{2} \\ 2 \left(\frac{P_{\max} - P_i}{P_{\max} - P_{\min}} \right)^2, & \frac{P_{\min} + P_{\max}}{2} < P_i < P_{\max} \\ 0, & P_{\max} \leq P_i \end{cases}.$$

Для расчета графиков нагрузки как нечетких интервалов была принята формула, позволяющая определить нагрузку для определенного уровня значимости (1-μ):

$$P^* = P_{\min} + (P_{\max} - P_{\min}) \cdot \mu(P_i).$$

Таблица 4 – Результаты расчета потерь активной мощности и его погрешность

Интервал осреднения	ΔP, МВт	ΔP*, МВт	δ(ΔP), %	ΔP, МВт	ΔP*, МВт	δ(ΔP), %	ΔP, МВт	ΔP*, МВт	δ(ΔP), %
0:00	0,3068	0,3068	0	0,3068	0,3068	0	0,3068	0,3068	0
2:00	0,2927	0,2948	-0,721	0,3052	0,3009	-0,281	0,3004	0,3009	-0,175
4:00	0,2898	0,2917	-0,663	0,3036	0,2951	-0,268	0,2941	0,2951	-0,359
6:00	0,2854	0,2867	-0,459	0,3020	0,2893	-0,256	0,2877	0,2893	-0,561
8:00	0,2805	0,2805	0	0,3012	0,2846	0	0,2876	0,2892	0
10:00	0,2781	0,2777	0,122	0,3003	0,2808	0,235	0,2875	0,2891	0,04
12:00	0,2753	0,2747	0,225	0,2995	0,2769	0,225	0,2770	0,2770	0,024
14:00	0,2734	0,2724	0,333	0,2987	0,2731	0,225	0,2737	0,2731	0,233
16:00	0,2664	0,2654	0,357	0,2978	0,2703	0,380	0,2712	0,2703	0,322
18:00	0,2635	0,2622	0,480	0,2968	0,2668	0,362	0,2675	0,2668	0,251
20:00	0,2609	0,2611	-0,088	0,2959	0,2633	0,294	0,2638	0,2633	0,175
22:00	0,2591	0,2584	0,255	0,2950	0,2598	0,186	0,2601	0,2598	0,118

Примечание: ΔP- потери, рассчитанные по реальным графикам электрических нагрузок;

ΔP^* - потери, рассчитанные на основе Z-образной функции принадлежности.

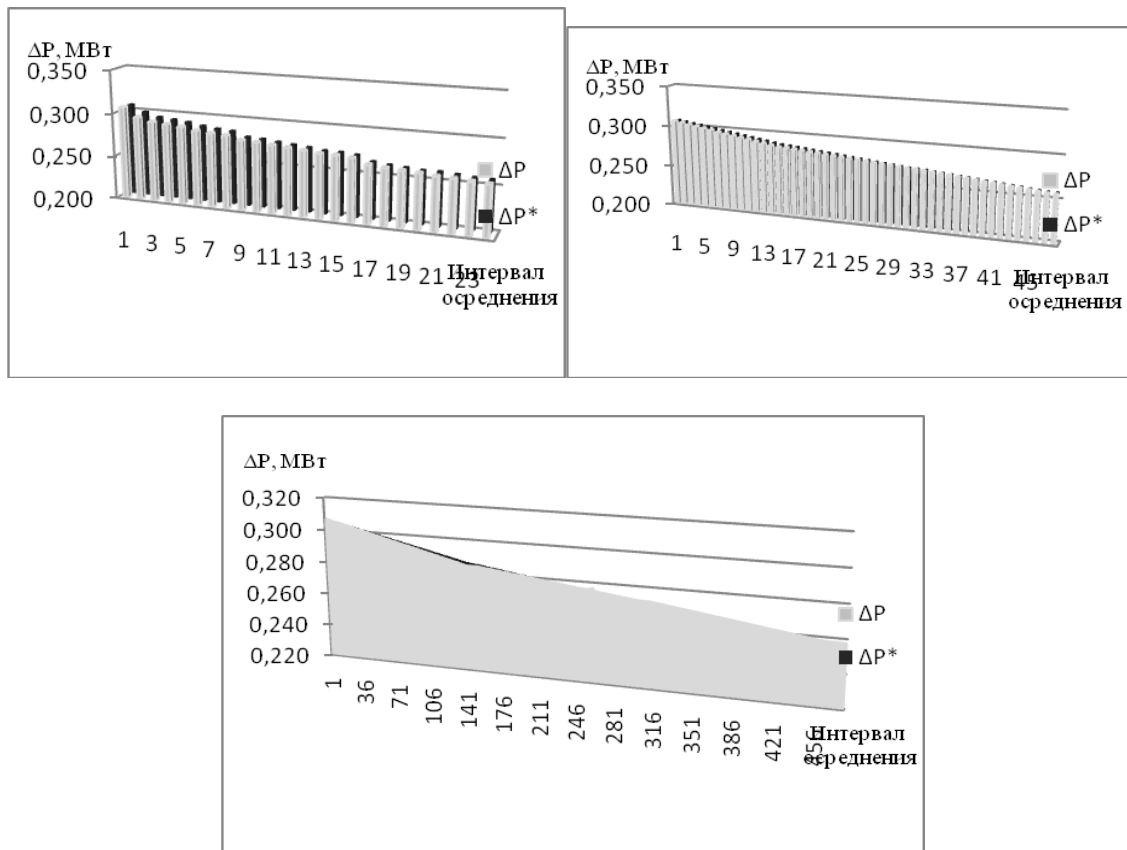


Рис. 2. Результаты расчета потерь активной мощности на примере доменного цеха ОАО «ММК» с различным интервалом осреднения графиков электрических нагрузок

Вывод: Результаты расчета потерь активной мощности, приведенные на примере системы электроснабжения доменного цеха ОАО «ММК» с различным интервалом осреднения, показывают, что систематическая погрешность расчета снижается с уменьшением интервала осреднения. Во всех случаях расчет погрешности не превышает допустимых значений.

Список литературы:

1. Конышева Л.К., Назаров Д.М. Основы теории нечетких множеств: Учебное пособие. – СПб.: Питер, 2011. – 192 с.
2. А.с. 2012612069 РФ. Программа «Комплекс автоматизированного режимного анализа КАТРАН 6.0»/ В.А. Игуменцев, А.В. Малафеев, О.В. Буланова, Ю.Н. Ротанова, Е.А. Панова, А.В. Хламова, В.М. Тарасов, Е.Б. Ягольникова, Н.А. Николаев, В.В. Зиновьев. – Оpubл. в бюл. «Программы для ЭВМ, БД, ТИМС», 2012, №2. – С. 500-501.
3. Игуменцев В.А., Заславец Б.И., Малафеев А.В., Буланова О.В., Ротанова Ю.Н. Модифицированный метод последовательного эквивалентирования для расчета режимов сложных систем электроснабжения// Промышленная энергетика. – 2008. – №6. – С. 16-22.

УДК 620.97

Система автономного освещения для регионов Сибири Майкова О.В., Юрченко А.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г.Томск
olga.majkova.77@mail.ru

Альтернативные и возобновляемые источники энергии, такие как энергия ветра и солнечного света, гидро - и геотермальная энергия, во всем мире привлекают все больше внимания. Растущий интерес к ним вызван экологическими соображениями, с одной стороны, и

ограниченностью традиционных земных ресурсов - с другой. Особое место среди альтернативных и возобновляемых источников энергии занимают фотоэлектрические преобразователи солнечной энергии, изучение которых превратилось в отдельное научное направление – фотовольтаику [1].

Источником энергии солнечного излучения служит термоядерная реакция. При использовании высокоэффективных методов преобразования энергии Солнце может обеспечивать бурно растущие потребности в ней практически вечно.

В докладе представлены результаты расчётов работы автономной системы освещения (АСО) с электропитанием от ветро-солнечной установки (ВСУ) основанных на проведённых в России в период с 2008г. по 2012гг климатических испытаниях в реальных условиях (г.Томск).

В большинстве регионов приход солнечной радиации и наличие ветра находятся в противофазе (когда светит яркое солнце, обычно нет ветра, а если дует сильный ветер, то нет солнца) [2]. Поэтому, для обеспечения бесперебойного электроснабжения автономного объекта, уменьшения необходимой мощности ветро-генератора (ВГ) и солнечной батареи и ёмкости аккумуляторной батареи, улучшения режимов работы станции во многих случаях целесообразно использование гибридной ветро-солнечной электростанции (ВСЭ).

Особенно ощущаются преимущества гибридных станций при круглогодичном использовании [3]. При этом в зимнее время основная выработка электроэнергии приходится на ветроэлектрическую установку, а летом - на солнечные фотоэлектрические модули [4].

В нашем случае, такая система (Рис.1.) состоит из:

Фотоэлектрической батареи и ВГ.

Аккумуляторной батареи – гелевой, напряжением 12 В.

Контроллеров заряда-разряда СБ и ВГ.

Нагрузки. В качестве нагрузки используем светодиодный светильник мощностью 80 Вт работающий в температурном диапазоне от -50°C до $+50^{\circ}\text{C}$.

Электротехническое оборудование – предохранители, кабели, система заземления и т. д.



Рис. 1. Ветро-солнечный светодиодный столб уличного освещения

В автономной системе электроснабжения необходимо использовать только энергоэффективные приборы. Например, использование ламп накаливания очень не рекомендуется, т. к. они потребляют ток в 10 раз больший, чем светодиодные лампы [5]. Несмотря на то, что обычно энергоэффективные приборы дороже, их использование дает значительную экономию за счёт снижения мощности источника энергии и ёмкости АБ.

Светодиодный светильник освещения улиц и дорог SLED-Street-1 потребляемой мощностью 80 (± 3) Вт, имеет световую отдачу 90 лм/Вт, световой поток не менее 7600 лм, драйвер дающий выходное напряжение 24 В, тип кривой силы света: широкая (Ш), класс защиты от поражения электрическим током I по ГОСТ Р МЭК 60598-1-2003, степень защиты оболочки светильника IP66 по ГОСТ 14254-6. Эквивалент мощности светодиодных ламп, по сравнению с обычными лампами, составляет: 1:10. Светильник работает от 6 часов (летом) и до 12 часов (зимой). Соответственно, получаем от 480 до 960 Вт потребляемой мощности (питание светильника) в сутки. Для двух облачных и безветренных дней (среднестатистические данные по Томской области) необходим запас мощности 1 920 Вт. При питающем напряжении 24 В светильник потребляет ток 3,3А.

Теперь определим ёмкость АБ. Системы, получающие энергию от возобновляемых источников, обычно накапливают её в аккумуляторах, а затем отдают в нагрузку [6]. Часто, оба эти процесса происходят независимо. За процессом заряда – разряда аккумулятора и потреблением тока нагрузкой следит контроллер.

Заряд аккумулятора происходит, если к нему приложен потенциал, превышающий его напряжение. Ток заряда аккумулятора пропорционален разности приложенного напряжения и напряжения холостого хода. Если ёмкость аккумулятора C заряжается за время t , то скорость заряда определяется соотношением C/t . Аккумулятор ёмкостью 200 А/ч при разряде со скоростью $C/10$, полностью разрядится за 20 часов. При этом, ток разряда составит 200/10, или 20 А. Скорость заряда можно оценить и в длительностях цикла. Так, если аккумулятор заряжается за 20 часов, то говорят, что он имеет цикл 20 часов. Соответственно, током в 3,3А аккумуляторную батарею ёмкостью 200 А/ч мы разрядим полностью за $(200/3,3) 60$ часов.

Допустимая глубина разряда АБ (Sonnenschein) 50 %. Данный аккумулятор имеет напряжение 12 В, является гелевым необслуживаемым в течение всего срока службы. Срок работы при температуре окружающей среды 200С и остаточной ёмкости 80 % 20 лет (при 50 % разряда 12 лет). При изменении температуры окружающей среды и, соответственно, аккумулятора, напряжение, характеризующее разряд, изменится на 0,03 В/0С.

В нашем случае $200/3,3=60$ часов. При разряде АКБ на 50 % система будет работать 30 часов (без подзарядки извне).

При зарядке АКБ от ВГ и СБ, при хорошей солнечной активности и стабильном ветре, происходит быстрый заряд аккумулятора (до 90 % ёмкости) с последующим автоматическим переключением [7] на меньшую скорость заряда (до полной ёмкости), что регулируется контроллером заряда.

Ветер является одним из самых доступных источников энергии. В отличие от Солнца, он может «работать» и днём и ночью, на севере и на юге, летом и зимой.

Неравномерность поступления энергии от ВГ (нестабильность частоты вращения ВГ из-за скорости ветра) делает необходимым использование регулятора напряжения, который настраивается так, что на выходе поддерживается неизменное напряжение (отклонение – до 5 % при изменении частоты вращения ротора). Вращающий момент передаётся от вала ВГ (минимальная частота вращения без потери стабильности выходного напряжения 200-300 об/мин) к валу электрогенератора (номинальная частота вращения 5000 об/мин).

Вертикально-осевые ВГ имеют право на жизнь, но наукой и экспериментально доказана их низкая эффективность, по сравнению с горизонтально-осевыми. Высота мачты выше 8 м позволяет избежать «мёртвого угла», при котором даже средней силы ветер для «ветряка» бывает не эффективен [3].

Ветрогенератор VAWT -500 Вт, вертикально-осевой, предназначен для регионов с низкой среднегодовой скоростью ветра. Стартовая скорость ветра от 0,9 м/с. Номинальную мощность выдаёт при скорости ветра 8 м/с, что делает возможным применять его в регионах со слабыми ветрами. Температура эксплуатации от -500С до +500С (Рис.2.).

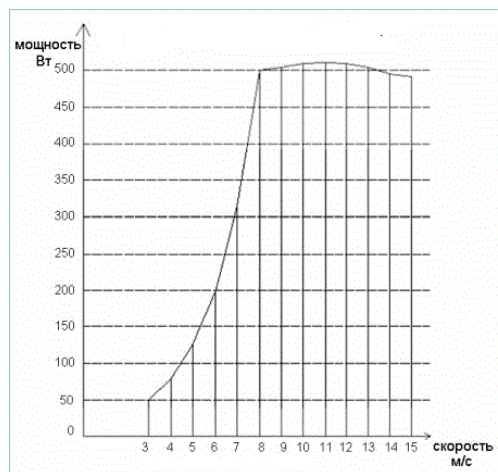


Рис. 2. Зависимость вырабатываемой мощности от скорости ветра.

Как видим, при среднегодовой скорости ветра 5 м/с (среднестатистическая скорость по Томской области), ВГ вырабатывает мощность 125 Вт/ч.

Оценить возможности энергетики на возобновляемых источниках энергии, в условиях Томска и окрестностей, позволили: демонстрационная солнечно-ветровая электрическая станция

(СВЭС) и малогабаритная автоматическая метеостанция оборудованные на плоской крыше НИИ ПП (Рис.3.).



Рис. 3. Солнечно-ветровая электростанция

Исследования показали, что инсоляция солнечного излучения на 1 м² для Томска и окрестностей составляет 670 Вт/ м². В среднем на 1 м² земной поверхности приходится 1000 Вт/м². Сезонный коэффициент зимой составляет 0,7 (за счёт рассеяния), а летом 0,5. Необходимая мощность массива солнечных модулей (СМ) будет составлять: $1000 \cdot 80 / (0,55 \cdot 670) = 217$ Вт. Исследования также показали, что 50 % мощности даёт СМ, а 50 % ВГ. Тогда, нам потребуется СМ генерирующий 110 Вт и его площадь составляет 1 м². СМ напряжением не ниже 15В, КПД 16 % и размерами 1,47*0,73 м генерирует 125 Вт. СМ набираются из фотоэлементов 12,5*12,5 см на любую мощность, напряжение, площадь и ток. В условиях средней продолжительности ясного дня и средней продолжительности ветра ВГ и СБ будут заряжать АБ полностью за 8 часов.

За зарядом-разрядом АБ следит контроллер. В гибридных системах лучше использовать два контроллера (отдельно для ВГ и отдельно для СБ) [8]. Эта схема использует параллельный способ подключения.

Сечение соединительных кабелей, обычно, подбирается из расчёта потерь не превышающих 2-3 % [7]. Электропроводка должна быть выполнена медным проводом и рассчитана на температуру 750С или выше [9].

Собрав все расчёты в общую цепочку, получим следующий алгоритм:

Мощность нагрузки 80 Вт на 24 В.

Потребляемый ток нагрузки: $80/24=3,3$ А.

Средняя продолжительность работы светильника 12 ч в день. Система рассчитана на автономный режим (штиль, пасмурно) – 2 дня. Значит, светильник надо рассчитать на $12 \cdot 2 = 24$ часа работы. $80 \cdot 24 = 1920$ Вт.

Ёмкость аккумуляторной батареи составляет: $2 \cdot 12 \cdot 3,3 = 80$ А/ч.

где: 2 – количество дней

12 – напряжение АКБ

3,3 – ток нагрузки

Так как аккумулятор может разряжаться до 50 %, то берём ёмкость с запасом на 150 А/ч

Требуемая мощность СМ определяется:

$1000 \cdot 80 / (0,55 \cdot 670) = 217$ Вт.

где: 1000 – инсоляция солнечного излучения на 1 м² в среднем земной поверхности.

80 – потребляемая мощность нагрузки

0,55 – поправочный коэффициент расчёта рабочей поверхности СМ летом (зимой 0,7)

670 - инсоляция солнечного излучения на 1 м² в Томской области

Т.к. мы используем гибридную систему СМ и ВГ, то мощность поступающую от СМ и ВГ делим поровну (исходя из экспериментальных данных местной метеостанции).

СМ размерами 1,47*0,73,5 м =1,1 м генерирует 125 Вт, соответственно СМ с рабочей поверхностью 1,5 м² будет генерировать 170 Вт.

ВГ даёт мощность 125 Вт/ч

При средней продолжительной освещённости нашего региона 6 ч (зимой) и наличию ветра 8 ч (наименьший месяц) наша система даёт $6 \cdot 170 = 1020$ Вт + $8 \cdot 125 = 1000$ Вт = 2020 Вт.

Данная система полностью обеспечивает потребности требуемой мощности с небольшим запасом на потери в проводах:

$1920 \cdot 100 \% / 2020 (-100\%) = 5 \%$ (запас), что и требует система.

Для экономии потребления энергоресурсов в системе освещения используется, совместно с дистанционной, автоматическая система управления (АСУ).

Дистанционное управление может использоваться для проведения регламентных работ в дневное время суток и при выходе АСУ из строя.

АСУ уличным освещением работает под управлением контроллера, который формирует сигнал включения (выключения) светильника (группы светильников) с помощью фотореле по радиоканалу из диспетчерской.

Выводы:

По результатам мониторинга работы солнечно-ветровой электрической станции удалось разработать теоретически и реализовать практически работающую без выхода из строя в данных климатических факторах ветро-солнечную установку.

Отсутствие необходимости трудоемкого обслуживания, низкое потребление энергии, плюс экология, безопасность и использование современных технологий, делают выбор в пользу автономных систем освещения правильным и современным, отвечающий реалиям не только сегодняшнего дня, но и будущего. Максимальное использование возобновляемых источников энергии позволяет уменьшить негативное воздействие энергетики на окружающую среду и сохранить нашу планету для наших детей.

Список литературы:

1. Лукутин Б.В., Суржикова О.А., Шандарова Е.Б. Возобновляемая энергетика в децентрализованном энергоснабжении. – М.: Энергоиздат, 2008. – 231 с.
2. Безруких П.П. Ветроэнергетика (Справочное и методическое пособие). – М.: Энергия, 2010. – 320 с.
3. Кашкаров А.П., Ветрогенераторы, солнечные батареи и другие полезные конструкции. – М.: ДМК Пресс, 2011. – 144 с.
4. Афанасьев В.П., Теруков Е.И., Шерченков А.А. Тонкоплёночные солнечные элементы на основе кремния. - Санкт-Петербургский государственный электротехнический университет «ЛЭТИ» им. В. И. Ульянова (Ленина). Минобрнауки России 2-е издание, 2011г. – 167с.
5. Юнович А.Э., Современное состояние и тенденции развития светодиодов и светодиодного освещения, МГУ им. М.В. Ломоносова.
6. Аккумуляторные батареи. Эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт. / НИИАТ, - М., Транспорт, 2009
7. Байерс Т, 20 конструкций с солнечными элементами, перевод с английского Сидорова С.В. под редакцией д-ра тех. Наук Колтуна М.М.
8. Э. Парр. Программируемые контроллеры: руководство для инженера. — М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2007.
9. СНиП 23-05-95 (Естественное и искусственное освещение).

Повышение чувствительности дистанционных защит к коротким замыканиям за трансформаторами ответвлений для линий, защищаемых продольными дифференциальными токовыми защитами

Колесов Л.М., Можжухина В.В.

*ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
Россия, г. Иваново
mvv277@gmail.com*

При осуществлении дистанционной защиты (ДЗ) линий с ответвлениями возникают значительные трудности в обеспечении требуемой чувствительности к коротким замыканиям (КЗ) за трансформаторами ответвлений. Это определяется в первую очередь тем, что на замер сопротивления влияет подпитка с противоположной стороны линии, при которой замер может быть значительно больше действительного сопротивления до места КЗ. Во вторых, реле сопротивления должно быть отстроено от нагрузочного режима линии. Причем переток мощности по линии может быть таким, что ток нагрузки соизмерим с током КЗ за трансформатором ответвления, а сопротивление нагрузочного режима близко к замеру сопротивления при КЗ за трансформатором. Еще большие трудности возникают при двухфазных КЗ за трансформатором со схемой соединения обмоток «звезда - треугольник».

В данной работе предлагается специальное выполнение дистанционной защиты (ДЗ) линий с ответвлениями напряжением 110 – 220 кВ [1], на которых в качестве основной защиты используется продольная дифференциальная токовая защита (ДЗЛ). Предполагается, что в микропроцессорных терминалах ДЗЛ также имеются функции резервных ступенчатых защит (КСЗ), в том числе и ДЗ.

В каждом из терминалов ДЗЛ (рис. 1) имеется информация о токе через защиту, токе противоположного конца линии, их сумма, а также напряжение на шинах в месте установки защиты (\dot{I}_1 , \dot{I}_2 , $(\dot{I}_1 + \dot{I}_2)$ и $\dot{U}_{ш}$).

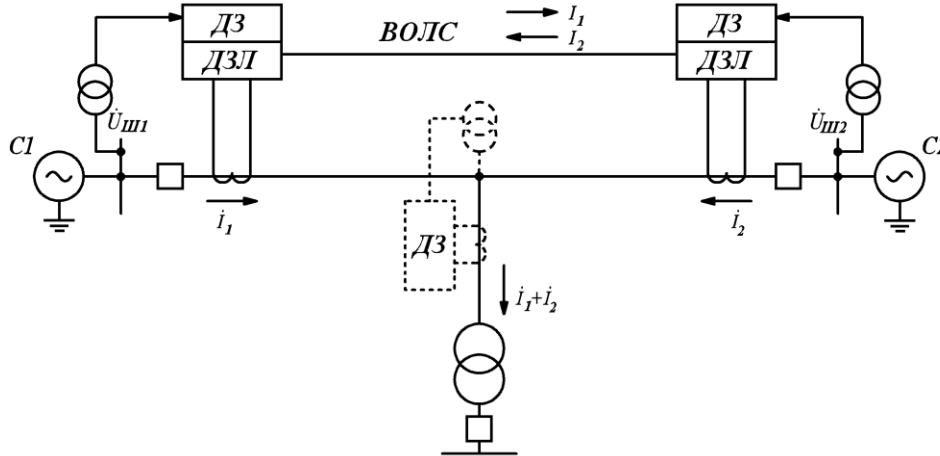


Рис.1. Схема виртуального ИО сопротивления, включаемого на междуфазное напряжение в месте ответвления и ток в ответвлении

Имея такие параметры, предлагается выполнить дополнительное виртуальное реле сопротивления, включаемое на междуфазное напряжение в месте ответвления и ток в ответвлении и предназначенное для действия только при КЗ за трансформатором ответвления.

Для получения напряжения в месте ответвления используется напряжение на шинах, компенсированное падением напряжения от тока на сопротивлении участка линии до ответвления. Для защиты 1 напряжение $\dot{U}_{омв1}$ определяется по выражению:

$$\dot{U}_{омв1} = \dot{U}_{ш1} - \dot{I}_1 \cdot \underline{Z}_{л1},$$

где $\dot{U}_{ш1}$ – напряжение на шинах подстанции в месте установки защиты, $\underline{Z}_{л1}$ – сопротивление участка линии до ответвления; \dot{I}_1 – ток через защиту.

Ток в ответвлении $\dot{I}_{омв}$ определяется как сумма токов по концам линии:

$$\dot{I}_{омв} = \dot{I}_1 + \dot{I}_2,$$

где \dot{I}_2 – ток противоположного конца линии.

При этом замер сопротивления измерительного органа определяется выражением:

$$\underline{Z}_{зам} = \frac{\dot{U}_{ш1} - \dot{I}_1 \cdot \underline{Z}_{л1}}{\dot{I}_1 + \dot{I}_2}.$$

В качестве подведенных величин, как и в традиционных измерительных органах сопротивления, используются междуфазные напряжения и соответствующие разности фазных токов. Например, для реле, включенного на междуфазное напряжение фаз А и В, замер сопротивления производится по выражению:

$$\underline{Z}_{замAB} = \frac{\dot{U}_{AB1} - \underline{Z}_{л1}(\dot{I}_{A1} - \dot{I}_{B1})}{(\dot{I}_{A1} - \dot{I}_{B1}) + (\dot{I}_{A2} - \dot{I}_{B2})}.$$

Для проверки предлагаемого алгоритма работы виртуального реле сопротивления проведены расчеты замеров сопротивления в различных режимах. На рис.2 представлена расчетная схема сети с указанием характерных точек КЗ.

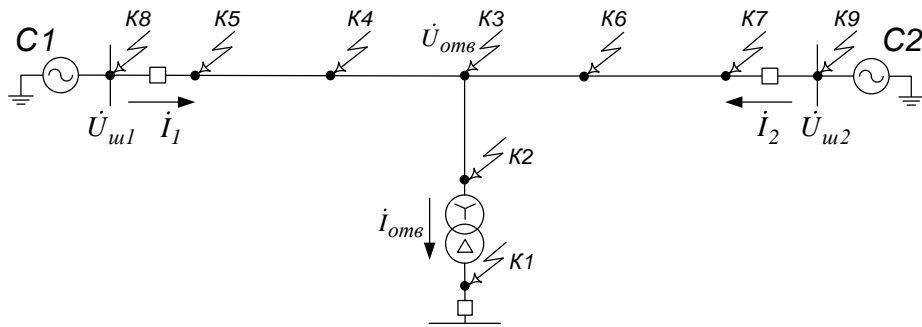


Рис.2. Расчетная схема для определения замера сопротивления предлагаемого реле При трехфазном КЗ за трансформатором ответвления (K1) сопротивление на зажимах защиты $\underline{Z}_{зам}^{(3)}$ будет равно:

$$\underline{Z}_{зам}^{(3)} = \underline{Z}_{омв} + \underline{Z}_{мп} + r_n,$$

где $\underline{Z}_{омв}$ – сопротивление ответвления; $\underline{Z}_{мп}$ – сопротивление трансформатора ответвления; r_n – переходное сопротивление электрической дуги.

При двухфазном КЗ за трансформатором ответвления (Y/D) замер осуществляется для двух реле $\underline{Z}_{зам1}^{(2)}$ и $\underline{Z}_{зам2}^{(2)}$ и определяется по выражениям [2]:

$$\underline{Z}_{зам1}^{(2)} = \frac{2}{\sqrt{3}} \underline{Z}_{зам}^{(3)} \cdot e^{-j30^\circ} + \frac{1}{\sqrt{3}} \underline{Z}_{с.экв} \cdot e^{-j90^\circ},$$

$$\underline{Z}_{зам2}^{(2)} = \frac{2}{\sqrt{3}} \underline{Z}_{зам}^{(3)} \cdot e^{+j30^\circ} + \frac{1}{\sqrt{3}} \underline{Z}_{с.экв} \cdot e^{+j90^\circ},$$

где $\underline{Z}_{с.экв}$ – эквивалентное сопротивление систем, определяемое по выражению:

$$\underline{Z}_{с.экв} = (\underline{Z}_{с1} + \underline{Z}_{л1}) // (\underline{Z}_{с2} + \underline{Z}_{л2}),$$

где $\underline{Z}_{с1}$, $\underline{Z}_{с2}$ – сопротивления систем C1 и C2.

При КЗ на стороне высшего напряжения трансформатора ответвления (K2) сопротивление на зажимах защиты будет равно:

$$\underline{Z}_{зам} = \underline{Z}_{омв} + r_n.$$

При металлическом КЗ в месте ответвления (K3) замер сопротивления равен нулю.

При металлическом КЗ на линии до ответвления (K4) замер сопротивления располагается в третьем квадранте плоскости Z и равен:

$$\underline{Z}_{зам} = (\underline{Z}_{л1_кз} - \underline{Z}_{л1}) \cdot \frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_1 + \dot{I}_2},$$

где $\underline{Z}_{л1_кз}$ – сопротивление от места установки защиты до места КЗ.

При КЗ в начале линии (K5) замер сопротивления располагается в третьем квадранте плоскости Z и равен:

$$\underline{Z}_{зам} = -\underline{Z}_{л1} \cdot \frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_1 + \dot{I}_2}.$$

При КЗ на линии после ответвления (K6) замер сопротивления располагается в первом квадранте плоскости Z и равен:

$$\underline{Z}_{зам} = \underline{Z}_{л2_кз} \cdot \frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_1 + \dot{I}_2},$$

где $\underline{Z}_{л2_кз}$ – сопротивление от места ответвления до места КЗ.

При КЗ в конце линии (K7) замер сопротивления располагается в первом квадранте плоскости Z и равен:

$$\underline{Z}_{зам} = \underline{Z}_{л2} \cdot \frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_1 + \dot{I}_2}.$$

При внешнем КЗ «за спиной» (К8) замер сопротивления равен:

$$\underline{Z}_{зам} = (\underline{Z}_{с1_кз} - \underline{Z}_{л1}) \cdot \frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_1 + \dot{I}_2} = (\underline{Z}_{с1_кз} - \underline{Z}_{л1}) \cdot \frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_{нагр_отв}},$$

где $\underline{Z}_{с1_кз}$ – сопротивление от места установки защиты до места КЗ в системе С1; $\dot{I}_{нагр_отв}$ – ток нагрузки ответвления.

При внешнем КЗ за защищаемой линией (К9) замер сопротивления равен:

$$\underline{Z}_{зам} = (\underline{Z}_{л2} + \underline{Z}_{с2_кз}) \cdot \frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_1 + \dot{I}_2} = (\underline{Z}_{л2} + \underline{Z}_{с2_кз}) \cdot \frac{\dot{I}_1}{\dot{I}_{нагр_отв}},$$

где $\underline{Z}_{с2_кз}$ – сопротивление от конца линии до места КЗ в системе С2.

В нагрузочном режиме сумма токов по концам защищаемой линии равна току нагрузки ответвления. Поэтому замер сопротивления оказывается равным сопротивлению нагрузки ответвления.

На рис. 3 приведены результаты расчета сопротивлений на зажимах виртуальной защиты в различных режимах.

Анализ полученных результатов показал следующее. При КЗ на ответвлении замер сопротивления виртуального реле оказывается таким же, как у реального реле, включаемого на междуфазное напряжение в месте ответвления и ток в ответвлении. Для любого вида междуфазного КЗ до трансформатора и за трансформатором с соединением обмоток «звезда - звезда», а также при трехфазном КЗ за трансформатором с соединением обмоток «звезда – треугольник» замер сопротивления оказывается равным действительному сопротивлению до места КЗ. При двухфазном КЗ за трансформатором замер искажается, но влияние подпитки все равно устраняется.

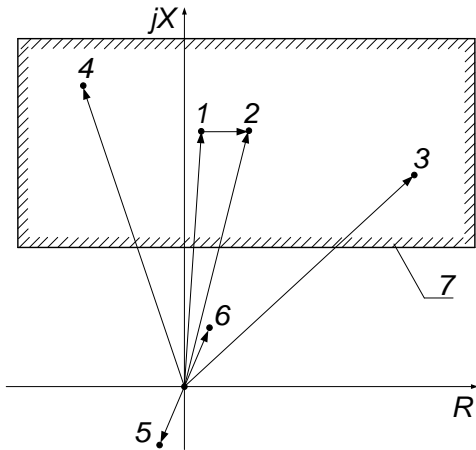


Рис.3. Замер сопротивления виртуального реле при КЗ в различных точках расчетной схемы и характеристика срабатывания реле: 1 – при металлическом трехфазном КЗ в т.К1; 2 – при трехфазном КЗ через переходное сопротивление в т.К1; 3 – при двухфазном КЗ через переходное сопротивление в т.К1; 4 – при двухфазном КЗ через переходное сопротивление в т.К1; 5 – при металлическом КЗ в т.К5; 6 – при металлическом КЗ в т.К7; 7 – характеристика срабатывания реле.

При внешних КЗ и в нагрузочном режиме замер сопротивления значительно больше замера сопротивления при КЗ в зоне

действия виртуального реле.

При КЗ на линии до ответвления замер у виртуального реле оказывается фиктивным, располагается в третьем квадранте и не превышает значения сопротивления линии до ответвления. При КЗ на линии после ответвления замер у виртуального реле оказывается фиктивным, располагается в первом квадранте и не превышает значения сопротивления линии после ответвления.

Замер сопротивления при КЗ за трансформатором ответвления, как при металлическом, так и через переходное сопротивление, существенно отличается от замеров сопротивления при КЗ в других расчетных точках, что свидетельствует о возможности выполнить дополнительную ступень ДЗ, основанную на данном принципе.

Для выполнения защиты, чувствительной к КЗ за трансформатором ответвления и отстроенной от всех других КЗ, предлагается использовать характеристику срабатывания

измерительного органа сопротивления в виде прямоугольника, охватывающего область замеров сопротивлений при КЗ за трансформатором (рис.3).

При неисправности цепей напряжения предлагается использовать реле тока, включаемое на сумму токов по концам защищаемой линии. Это реле должно отстраиваться только от тока нагрузки ответвления, а не от значительно большего тока нагрузки линии. Поэтому суммарная токовая защита обеспечивает значительно большую чувствительность, чем существующие токовые защиты.

Заключение.

Для действия при КЗ за трансформатором ответвления предлагается выполнить дополнительное виртуальное реле сопротивления, включаемое на междуфазное напряжение на шинах, компенсированное падением напряжения от тока на сопротивлении участка линии до ответвления, и сумму токов по концам линии. При КЗ на ответвлении виртуальное реле оказывается как бы включенным в сеть с односторонним питанием, где отсутствует загромождающая защиту влияние подпитки от противоположной системы и перетока мощности по линии. Поэтому чувствительность предлагаемой защиты оказывается значительно выше существующей. Для обеспечения несрабатывания в режимах без КЗ достаточно обеспечить отстройку от тока нагрузки только трансформатора ответвления, а не от перетока мощности по линии, что значительно улучшает отстроенность от нагрузочных режимов.

При неисправности цепей напряжения предлагается использовать реле тока, включаемое на сумму токов по концам защищаемой линии, обеспечивающее большую чувствительность, чем существующие токовые защиты.

Список литературы:

1. Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. – М.: Энергия, 1976. – 520 с.
2. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 7: Дистанционная защита линий 35-330 кВ. М. – Л.: Энергия, 1966. – 172 с.

Показатели экономической эффективности ветропарков

Отрощенко А.А., Чернов С.С.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

alena.otroshchenko@gmail.com

По оценке Европейской ассоциации ветроэнергетики EWEАв ближайшие годы благодаря совершенствованию технологий удельная стоимость энергии ВЭС будет снижаться [1]. В настоящее время такой тенденцией традиционная энергетика не обладает: ввиду роста цен на топливно-энергетические ресурсы, а так же ужесточения экологических требований к угольным и газовым установкам тарифы на электроэнергию постоянно растут.

При проектировании ветроэнергетических установок для прогнозирования выработки электроэнергии используется показатель, оценивающий эффективность работы станции – коэффициент использования установленной мощности. Он зависит как от графика нагрузки и частоты ремонтов, так и от наличия ветра и его характеристик. Согласно исследованиям [3], к районам с высокими значениями КИУМ относятся побережья полярных и дальневосточных морей. Здесь расчетные значения КИУМ современных ВЭУ мощности 2-3 МВт с высотами башен достигают 35-38% в зимний и 27-30% в летний период. Расчетные значения коэффициентов использования установленной мощности некоторых территорий России представлены в таблице.

Таблица 1. Расчетные значения годовых КИУМ

Регион	Высота мачты		
	15	50	100
Север ЕТР	11,9	24,3	30,5
Центр ЕТР	8	17,2	23,6
Южный Урал	11,2	20,8	27,3
Север Дальнего Востока	18,3	24,9	29,6
Юг Дальнего Востока	9,6	21,7	27,7

КИУМ ветростанций зависит от многих конструктивных особенностей, но, в конечном счете, от профиля лопасти и от степени ее шероховатости, а так же соотношению между

скоростью вращения лопастей и скоростью ветра, называемом коэффициентом быстроходности. Независимо друг от друга АБетц и Н.Е. Жуковский в начале 20 века определили максимальное значение КИУМ ВЭС равное 0,593, то есть даже идеальная ветроустановка должна пропускать мимо себя порядка 40% энергии набегающего потока.

В настоящее время суммарная установленная мощность ВЭС России составляет около 15 МВт, существует порядка 11 ВЭС средней мощности, опыт которых может быть использован при планировании новых объектов. В таблице представлены КИУМ четырех ВЭС России за три года эксплуатации.

Таблица 2. КИУМ ВЭС России [2]

ВЭС	Показатели	2000	2001	2002
Зеленоградская (Калининградская обл.)	<i>уст.мощность, МВт</i>	1,5	1,5	2,625
	<i>отпуск э/э, млн.кВт*ч</i>	0,979	2,157	4,186
	КИУМ, %	7	16	18
Никольское (о. Беринга, Камчатка)	<i>уст.мощность, МВт</i>	0,5	0,5	0,5
	<i>отпуск э/э, млн.кВт*ч</i>	0,826	0,728	0,523
	КИУМ, %	19	17	12
Заполярная (респ. Коми)	<i>уст.мощность, МВт</i>	1,5	1,5	1,2
	<i>отпуск э/э, млн.кВт*ч</i>	0,107	0,173	0,392
	КИУМ, %	1	1	4
Тюпкельды (Башкортостан)	<i>уст.мощность, МВт</i>	2,2	2,2	2,2
	<i>отпуск э/э, млн.кВт*ч</i>	0,819	0,785	1,206
	КИУМ, %	4	4	4

Наибольший КИУМ удалось достичь в с. Никольское. Несмотря на малую установленную мощность, отпуск в сеть станции превышает показатели более крупных ВЭС. Эксплуатация данной ВЭС показала КИУМ близкий к расчетному, но это единичный случай. Как видно из таблицы, реальные показатели эффективности не всегда совпадают с теоретическими расчетными данными. Наихудшие параметры – у Заполярной ВЭС, здесь КИУМ не превысил 5%.

Заполярная ВЭС – станция, установленная в условиях Крайнего Севера. Годовая температура воздуха в регионе колеблется от -52°C до +35°C, при среднегодовой температуре -6,3°C. Специально для данного проекта была усовершенствована типовая установка АВЭ-250 производства «Южмаш» - использована сталь 09Г2С, низкотемпературные смазочные масла и применены специальные типы силовых и контрольных кабелей. Низкие показатели эффективности станции следует связывать в первую очередь с малой среднегодовой скорости ветра – 5,6 м/с (летом 4,5 м/с). Кроме того в период 10-летней эксплуатации работали не 6, а 5 ВЭУ [4]. В настоящий момент станция не функционирует и заброшена. Ожидаемые показатели экономической эффективности в результате функционирования ВЭС достигнуты не были. Этот и многие другие примеры строительства ветропарков доказывают, что при проектировании других аналогичных ВЭС следует учитывать:

Географическое положение объекта. В первую очередь при проектировании ВЭС следует учесть наличие валового потенциала ветроресурсов. В районах со среднегодовыми скоростями ветра от 6 м/с и выше использование энергии ветра становится выгодным для ВЭС любого назначения в широком диапазоне мощностей.

Топология местности. Поскольку рассматриваемый регион представляется как совокупность участков, или зон, в каждой из которых удельная мощность ветровой энергии одинакова, а географические, климатические и погодные условия являются однородными по всей площади зоны. Как правило, зоны должны соответствовать расположению метеорологических станций и занимать площадь радиусом не более 250 км. Наиболее благоприятными местами считаются возвышенные и равнинные участки, места, близкие к морским побережьям долинам больших рек и водоемов. Следует избегать мест с вогнутой формой рельефа, а также мест вблизи лесов, жилых домов и производственных объектов, которые могут помешать беспрепятственному подходу воздушных масс к ветроустановке.

Высота мачты. При установившемся ветровом потоке скорость ветра возрастает с увеличением высоты над поверхностью земли. Соответственно, вероятность повышения КИУМ возрастает.

Таблица 3. Коэффициент возрастания средней скорости ветра с высотой

Высота, м	10	20	40	60	80	100
Коэффициент	1	1,15	1,32	1,44	1,53	1,6

Следует однако отметить, что повышения уровня ротора над землей влечет за собой увеличение капитальных затрат на возведение мачты. Зачастую строительство крупных ВЭС требует привлечения специальной техники – от судов для доставки крупных частей станции, до специализированных кранов для сборки ВЭС. Поэтому еще одним критерием оценки эффективности проекта ВИЭ являются *удельные капитальные затраты* на строительство установки. Ввиду того, что эксплуатационные затраты ВЭС минимальны, по сравнению с традиционной энергетикой, наибольший интерес при рассмотрении проектов ВИЭ представляют именно капитальные затраты.

Таблица 3. Удельные капитальные затраты на строительство ВЭУ 1,5 МВт, €/кВт

Модель ВЭУ	Высота мачты		
	65	85	97
ENERCON	886	950	1033
NORDEX SUDWIND	971	1028	1091
Repower Systems	914	975	-
Fuhrlander FL MD	963	1021	-
<i>Среднее по 4 ВЭУ</i>	<i>936</i>	<i>996</i>	<i>1062</i>

На результирующие показатели проекта установки ветропарка влечет не только валовый потенциал ветроресурсов, но и технический и, в итоге экономический. Технический потенциал определяется развитием технологий и показывает, насколько валовый потенциал может быть освоен с помощью существующих технологий. В настоящее время развитие машиностроения энергетики идет большими темпами. Крупнейший в мире ветропарк был запущен в эксплуатацию в июле 2013 года – LondonAtray, принадлежащий DONG Energy (Дания), Madsar (ОАЭ) и E.ON (Германия). Мощность ветропарка составляет 630 МВт. Компания Siemens установила 175 ветровых турбин, диаметр ротора каждой из которых составляет 120 метров, а мощность — 3,6 МВт[5]. Современные технологии позволяют установку ветропарков в прибрежных зонах или же в суровых климатических условиях. Экономический потенциал определяется потребностью региона в дополнительных энергоресурсах, с учетом сложившихся тарифов на электроэнергию, цен на оборудование, материалы, транспортные услуги.

В случае, если регион обладает недостаточным валовым потенциалом ресурсов, или же нет необходимости в покрытии спроса на энергетические ресурсы, то окупаемость проекта будет затруднительна. Согласно исследованиям агентства прогнозирования балансов в энергетике, можно выделить 18 регионов России, в которых планируется увеличение электропотребления в ближайшие несколько лет. Три мыса в стране являются идеальными для строительства ветропарков: Лопатка в Камчатской области, Крильон в Сахалинской области, Марресале в Тюменской области. Скорость ветра на этих территориях в течение года составляет в среднем 9,7 м/с, максимум достигается летом и составляет 18 м/с, минимум – летом – 4 м/с. При таких условиях существует большая вероятность, что строительство ветропарка будет экономически целесообразно.

Лишь после проведения первичного анализа соответствия показателей проекта перечисленным требованиям, можно проводить оценку эффективности известными методиками и делать выводы согласно стандартным показателям, единым для любых инвестиционных проектов.

Список литературы:

1. Безруких П.П. Ветроэнергетика: справочное и методическое пособие. – М.: ИД «ЭНЕРГИЯ», 2010. – 320 с.
2. Безруких П.П. Концепция использования ветровой энергии в России. – М.: 2005. – 127 с.
3. Денк С.О. Энергетические источники и ресурсы близкого будущего. – М.: 2007. – 324 с.
4. Харитонов В.П. Основы вероэнергетики. – М.: ГНУ ВИЭСХ, 2010. – 340 с.
5. <http://news.siteua.org>

Энергоэффективное управление асинхронным электроприводом по критерию постоянства перегрузочной способности

Смолин В.И., Топольская И.Г.

*«Южно-Уральский государственный университет» (национальный исследовательский университет), Россия, г. Челябинск
irina_topol71@mail.ru*

В широком диапазоне нагрузок, не требующих высокого быстродействия, на первый план выдвигается задача энергоэффективного управления электроприводом (ЭП). Вопросам оптимального управления ЭП посвящено большое число публикаций, рассмотренных более подробно в [1]. Отсутствие или сложность алгоритмов программирования и формирования переменных управления ЭП по предложенным законам управления затрудняет их техническую реализацию.

В настоящей работе рассматривается метод энергоэффективного управления трехфазным асинхронным двигателем (АД), работающем в составе ЭП с преобладающей механической инерционностью $T_m \gg T_э$, где $T_э$ – электрическая постоянная АД. В основу решения поставленной задачи положен метод обобщенного энергопотока трехфазных электрических машин [2], согласно которому процесс сквозного электромеханического преобразования АД во временной области представлен системой уравнений баланса мощности:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} U_1(t) \cdot I_1(t) \cdot \cos \varphi_1(t) - I_1^2(t) \cdot R_1 - \sum P_{Li}(t) \\ U_1(t) \cdot I_1(t) \cdot \sin \varphi_1(t) - I_1^2(t) \cdot X_1 \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} R_0 & R_2/s(t) \\ X_0 & X_2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_0^2(t) \\ I_2^2(t) \end{bmatrix}, \\ \sum P_{Li}(t) &= L_0 \cdot I_0(t) \cdot I_0'(t) + L_1 \cdot I_1(t) \cdot I_1'(t) + L_2 \cdot I_2(t) \cdot I_2'(t), \\ I_2^2(t) \cdot R_2 &= (\omega_0(t) - \omega(t)) \cdot \left(M_c(t) + J \frac{d\omega(t)}{dt} \right). \end{aligned} \quad (1)$$

Параметры Т-образной схемы замещения АД имеют следующую зависимость от текущего значения синхронной частоты $\omega_0(t)$:

$$\begin{aligned} X_1 &= X_{1н} \cdot (\omega_0(t)/\omega_{0н}), \quad X_0 = X_{0н} \cdot (\omega_0(t)/\omega_{0н}), \quad X_2 = X_{2н} \cdot (\omega_0(t)/\omega_{0н}), \\ s(t) &= (\omega_0(t) - \omega(t))/\omega_0(t), \quad R_0 = R_{0н} \cdot (\omega_0(t)/\omega_{0н})^2 \cdot (I_0(t)/I_{0н})^2. \end{aligned} \quad (2)$$

Алгоритмы вычисления обобщенных переменных $U_1(t)$, $I_1(t)$, $P_1(t)$, $\cos \varphi_1(t)$ указаны в вычислителе монитора нагрузки (рис. 1). Расчет этих величин выполняется по мгновенным значениям фазных токов и напряжений, полученных с помощью блока S измерительных преобразователей.

Уравнение динамического момента [2] имеет следующую структурную зависимость от тока и напряжения АД:

$$M_c(t) + J(d\omega/dt) = k \cdot (a \cdot I_1^2(t) + b \cdot U_1(t) \cdot I_1(t) - c(t)), \quad (3)$$

$$\text{где } k = \frac{R_2}{\omega_0 \cdot (R_2 \cdot X_0 - R_0 \cdot X_2 \cdot s(t))}, \quad a = -(X_0 \cdot R_1 - X_1 \cdot R_0),$$

$$b = X_0 \cdot \cos \varphi_1(t) - R_0 \cdot \sin \varphi_1(t), \quad c(t) = X_0 \cdot (\sum P_{Li}(t)).$$

Из (3) определяем общее решение задачи амплитудного управления динамическим моментом:

$$U_1(\omega_{0i}, s_i, I_1, t) = \frac{M_c(t) + J \frac{d\omega}{dt} - k \cdot a \cdot I_1^2(t) + k \cdot c(t)}{k \cdot b \cdot I_1(t)}. \quad (4)$$

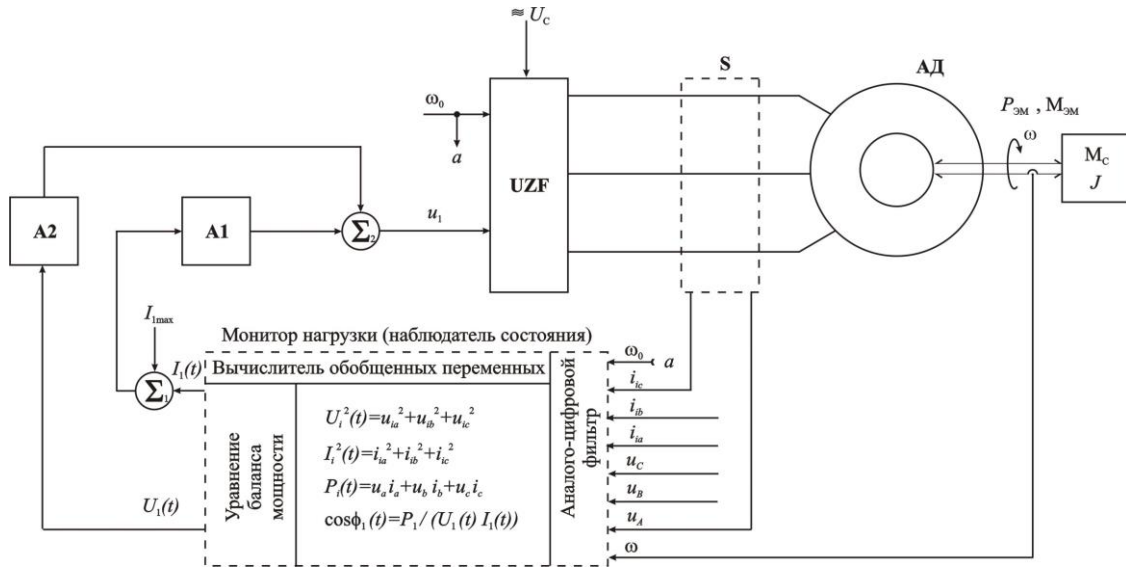


Рис. 1. Функциональная схема контура управления амплитудой напряжения АД; UZF — преобразователь частоты; S — блок измерительных преобразователей; A1 и A2 — регуляторы

Наличие в уравнениях (1), (3), (4) производных от неконтролируемых напрямую токов ветви намагничивания $I_0(t)$ и ротора $I_2(t)$ не позволяет получить универсальные алгоритмы вычисления переменных энергоэффективного управления. Отмеченное ранее упрощение сводится к обнулению в (3) и (4) мощности индуктивных элементов $\sum P_{Li}(t) = 0$.

Рассмотрим решение поставленной задачи применительно к реализации желаемой механической характеристики АД в первой зоне регулирования (рис. 2).

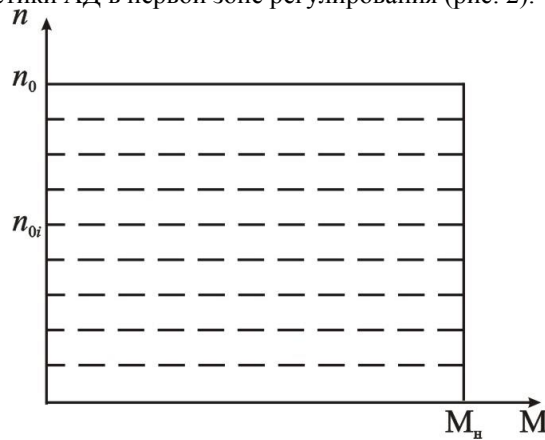


Рис. 2. Желаемая механическая характеристика АД в первой зоне регулирования

Стабилизацию угловой скорости на горизонтальном участке механической характеристики будем выполнять чисто амплитудным управлением моментом. Полученный ранее закон управления (3) нуждается в уточнении с учетом выбранного режима работы и критерия энергоэффективности АД. Исследуем уравнение момента (3) на экстремум в установившихся режимах АД, выбрав в качестве аргумента ток I_1 :

$$\frac{dM_c}{dI_1} = k \cdot (2a \cdot I_1 + b \cdot U_1) = 0, \quad I_3 = -\frac{b \cdot U_1}{2a}, \quad M_3 = -\frac{k \cdot b^2 \cdot U_1^2}{4a}. \quad (5)$$

Понятие экстремальной точки механической характеристики АД введено Ю.П. Петровым [3]. Экстремальный момент M_3 обозначен им как критический $M_{кр}$, а паспортный момент M_{max} как опрокидывающий $M_{опр}$. Момент M_3 превышает M_{max} в 2 ... 3 раза, а ток I_3 во столько же раз превышает пусковой. То есть экстремальная точка находится за пределами естественной механической характеристики АД. Несмотря на виртуальный характер экстремального режима,

момент M_3 оказался полезным для решения поставленной задачи. Будем управлять текущим моментом M_c таким образом, чтобы во всем диапазоне регулирования сохранялась одинаковая перегрузочная способность: $M_c/M_3 = C_M = \text{const}$. Этому условию соответствуют уравнения

$$U_1^2 + U_1 \cdot \frac{4a \cdot I_1}{C_M \cdot b} + \frac{4a^2 \cdot I_1^2}{C_M \cdot b^2} = 0, \quad U_{1,2} = -\frac{2a \cdot I_1}{C_M \cdot b} \left(1 \pm \sqrt{1 - C_M}\right).$$

Исключив промежуточные коэффициенты, получим

$$U_{1,2}(t) = I_1(t) \cdot \frac{2(R_1 \cdot X_0 - R_0 \cdot X_1)}{C_M \cdot (X_0 \cdot \cos \varphi_1(t) - R_0 \cdot \sin \varphi_1(t))} \left(1 \pm \sqrt{1 - C_M}\right). \quad (6)$$

Назовем формулу (6) законом Ома для энергоэффективного управления моментом АД по критерию постоянства перегрузочной способности. Уравнение содержит минимальное число физических параметров, три из которых X_0 , R_0 и φ_1 изменяются в процессе управления в зависимости от принятой методики учета насыщения магнитной цепи АД. Динамические процессы в механической части привода учитываются в (6) переменными $I_1(t)$, $\cos \varphi_1(t)$ и $\sin \varphi_1(t)$ вследствие сквозной электромеханической связи в обобщенном энергопотоке (1).

Эффективность полученного закона управления рассмотрим на конкретном примере. Из многочисленных предложений учета нелинейности параметров ветви намагничивания выберем квадратичную аппроксимацию магнитных потерь [4] и арктангенсную зависимость основного магнитного потока, применяемую в [5]. Тогда

$$R_0 \cong R_{0н} \cdot \left(\frac{\omega_0}{\omega_{0н}}\right)^2 \cdot \left(\frac{I_1}{I_{1н}}\right)^2, \quad L_0 \cong L_{0н} \cdot \frac{\alpha}{1 + (I_1/I_{1н})^2}. \quad (7)$$

Расчеты выполнены при $\alpha = 2$. Замена относительного тока $I_0/I_{0н}$ на $I_1/I_{1н}$ в формулах (7) является вынужденной мерой, позволяющей избежать цикличности выполнения расчетов в мониторе нагрузки. На рис. 3 приведены результаты моделирования коэффициента полезного действия АД при амплитудном управлении моментом по критерию $C_M = \text{const}$ на горизонтальных участках механической характеристики в первой зоне регулирования (рис. 2).

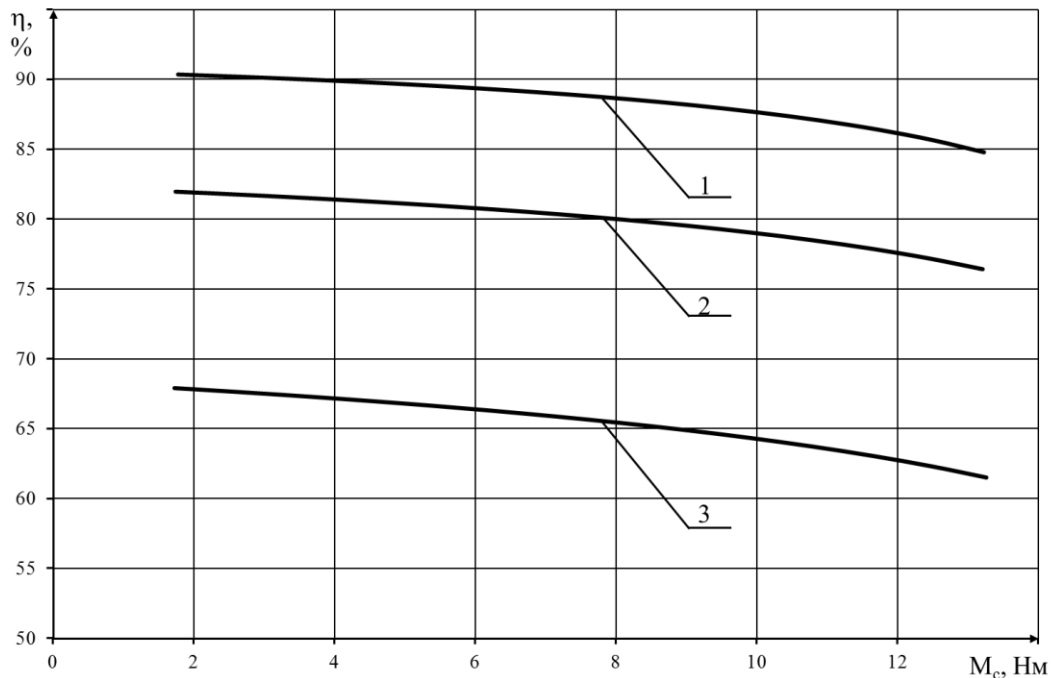


Рис. 3. — Зависимость коэффициента полезного действия АД 4А100S2У3 от момента при амплитудном управлении по критерию $C_M = 0,33 = \text{const}$:

- 1 — $\omega_{0н} = 314$ рад/с = const, $n = 2900$ об/мин = const;
- 2 — $\omega_0 = 0,5 \omega_{0н} = \text{const}$, $n = 1450$ об/мин = const;
- 3 — $\omega_0 = 0,25 \omega_{0н} = \text{const}$, $n = 725$ об/мин = const.

Данное исследование подтверждает высокую энергоэффективность амплитудного управления моментом АД по критерию постоянства перегрузочной способности. Алгоритмы управления (6) и (7) можно достаточно просто запрограммировать в вычислителе монитора нагрузки (рис. 1). Здесь же показан пример построения контура управления амплитудой напряжения АД, позволяющий сформировать переменную управления u_1 по результатам вычислений обобщенных тока $I_1(t)$ и напряжения $U_1(t)$ в соответствии с вышеизложенными алгоритмами.

Список литературы:

1. Макаров, В.Г. Оптимальное управление токами электрических машин / В.Г. Макаров, В.А. Матюшин // Вестник Казанского государственного университета. — 2010. — № 11. — С. 186 – 194.
2. Смолин, В.И. Основы теории обобщенного энергопотока трехфазных электромеханических преобразователей / В.И. Смолин, И.Г. Топольская // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». — 2013. — № 1(13). — С. 128 – 135.
3. Петров, Ю.П. Оптимальное управление электрическими приводами с учетом ограничений по нагреву / Ю.П. Петров. — Л.: Ленинградское отделение Энергия, 1971. — 143 с.
4. Смолин, В.И. Об одном методе определения вращающего момента электрических машин / В.И. Смолин, Д.В. Топольский, Н.Н. Гудаев // Электричество. — 1999. — № 7. — С.27 – 30.
5. Волков, А.В. Оптимальное по минимуму общих потерь мощности управление частотно-регулируемым асинхронным электроприводом с АИН-ШИМ / А.В. Волков, Ю.С. Скалько // Электротехника. — 2008. — №9. — С. 21 – 33.

Взаимосвязь качества электроэнергии и режима заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ

Кочура Д.В., Цивилёв И.Ю.

ООО «БОЛИД», Россия, г. Новосибирск

tsiviliov_igor86@mail.ru

Согласно ГОСТ Р 54149-2010 [1] качество электроэнергии характеризуется целым рядом параметров. В сетях 6-35 кВ при заземлении нейтрали сети через дугогасящий реактор (ДГР) и его настройке, близкой к резонансной, в ряде случаев возникает напряжение смещение нейтрали такой величины, при котором качество электроэнергии не удовлетворяет нормам по коэффициенту несимметрии напряжений, в частности, по нулевой последовательности (K_{0V}).

Основными причинами несимметрии фазных напряжений являются [2]:

- неполнофазная работа линий, возникающая при отключении одной из фаз линии при коротких замыканиях или при более долговременном отключении при пофазных ремонтах и т.д.
- неодинаковая нагрузка фаз элементов сети, вызываемая работой электроприемников с нестабильной нагрузкой (например, дуговые сталеплавильные печи) и однофазных электроприемников (особенно в сетях 0,4 кВ);
- неравенство фазных параметров линий. Наибольшие отличия характерны для воздушных линий (ВЛ) в виду различной высоты подвеса проводов.

На рисунке 1 приведен пример осциллограммы натурных измерения фазных напряжений и расчетного напряжения нулевой последовательности в сети 10 кВ ПС «Майминская».

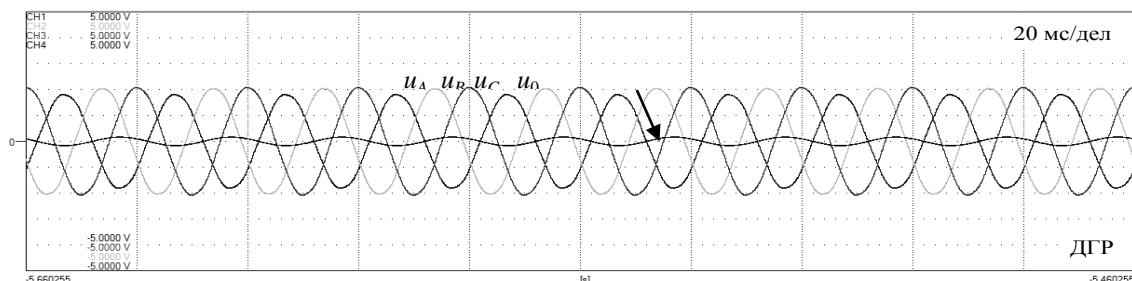


Рис. 1. – Осциллограмма фазных напряжений и напряжения нулевой последовательности в нормальном режиме работы сети 10 кВ ПС «Майминская». Нейтраль сети заземлена через ДГР.

Следует отметить, что с целью ограничения перенапряжений при однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ) сети 10 кВ ПС «Майминская» параллельно ДГР был установлен резистор номиналом 1000 Ом (осциллограмма измерений приведена на рисунке 2).

Была выполнена обработка осциллограмм фазных напряжений в нормальном режиме сети 10 кВ ПС «Майминская», с использованием метода симметричных составляющих были получены напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей согласно ГОСТ Р 51317.4.30-2008 [3]:

$$\underline{U}_1 = \frac{\underline{U}_A + a \cdot \underline{U}_B + a^2 \cdot \underline{U}_C}{3}, \quad \underline{U}_2 = \frac{\underline{U}_A + a^2 \cdot \underline{U}_B + a \cdot \underline{U}_C}{3}, \quad \underline{U}_0 = \frac{\underline{U}_A + \underline{U}_B + \underline{U}_C}{3},$$

где a и a^2 – поворотные множители,

$\underline{U}_A, \underline{U}_B, \underline{U}_C$ – осциллографированные напряжения.

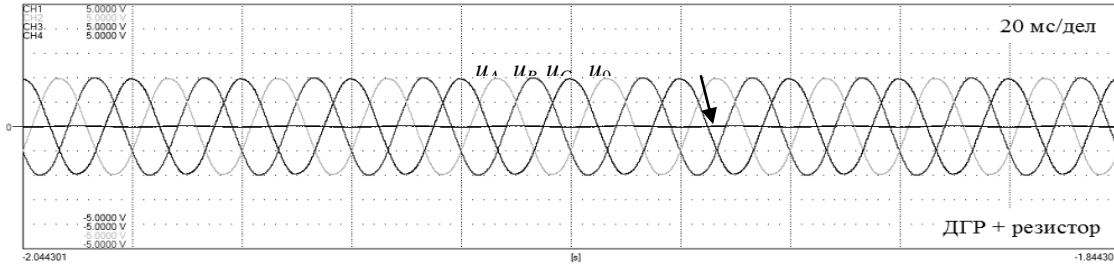


Рис. 2. – Осциллограмма фазных напряжений и напряжения нулевой последовательности в нормальном режиме работы сети 10 кВ ПС «Майминская». Нейтраль сети заземлена через ДГР и резистор.

Действующие значения напряжений прямой, обратной и нулевой последовательностей рассчитаны и приведены в таблице 1. Также в таблицу сведены значения коэффициентов несимметрии напряжений по обратной K_{2U} и нулевой K_{0U} последовательностям, рассчитанные в соответствии с ГОСТ Р 51317.4.30-2008:

$$K_{2U} = \frac{U_2}{U_1} \cdot 100, \quad K_{0U} = \frac{U_0}{U_1} \cdot 100, \quad (1)$$

где U_1, U_2, U_0 — действующие значения напряжений прямой, обратной и нулевой последовательностей соответственно.

Согласно ГОСТ Р 54149-2010 значения коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} и несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} в точке передачи электрической энергии, усредненные в интервале времени 10 мин, не должны превышать 2% в течение 95% времени интервала в одну неделю; значения коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} и несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} в точке передачи электрической энергии, усредненные в интервале времени 10 мин, не должны превышать 4% в течение 100% времени интервала в одну неделю.

В таблице 1 цветом выделены режимы сети 10 кВ ПС «Майминская», при которых коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} превышает значение 2%, длительно допустимое согласно ГОСТ Р 54149-2010 (ДГР настроен в режим в резонанс, при этом наблюдаются наибольшие значения K_{0U}).

Таблица 1. Действующие значения напряжений прямой, обратной и нулевой последовательностей в нормальном режиме и коэффициенты несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательностям в сети 10 кВ ПС «Майминская».

Конфигурация сети	U_1 , В	U_2 , В	U_0 , В	K_{2U} , %	K_{0U} , %	$K_{2U\text{норм}}$, $K_{0U\text{норм}}$, %
ДГР	5970	28	494	0,5	8,3	2,0
ДГР + резистор	5971	28	74	0,5	1,2	
ДГР + УКРМ	6143	24	502	0,4	8,2	
ДГР + УКРМ + резистор	6146	26	77	0,4	1,2	

Из таблицы 1 следует, что при эксплуатации сети 10 кВ с заземлением нейтрали через ДГР коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности превышает значение 2%, длительно допустимое согласно ГОСТ Р 54149-2010 (следует отметить, что аналогичная ситуация наблюдается и при некоторой расстройке ДГР). При эксплуатации сети 10 кВ с заземлением нейтрали через ДГР и включенной УКРМ (устройство компенсации реактивной мощности) также сохраняется недопустимый уровень несимметрии напряжений. Таким образом, при включении ДГР в сети 10 кВ ПС «Майминская» длительно существует режим с недопустимым показателем качества электрической энергии, установленным ГОСТ Р 54149-2010.

При переходе к комбинированному режиму заземления нейтрали сети 10 кВ «Майминская» через параллельно включенные ДГР и высокоомный резистор типа РЗ-1000-34-10 производства ООО «Болид» коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности снижается до 1,2%. Таким образом, включение высокоомного резистора в нейтраль сети 10 кВ ПС «Майминская» позволяет эксплуатировать сеть с коэффициентом несимметрии напряжений по нулевой последовательности, удовлетворяющим требованиям ГОСТ Р 54149-2010.

Эти результаты были также подтверждены расчетным путем согласно представленным ниже формулам. Нагрузка рассматриваемой сети является достаточно равномерной, поэтому расчет коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности выполнялся при учете только несимметрии фазных емкостей ВЛ.

Напряжение несимметрии в сети с изолированной нейтралью [4]:

$$\underline{U}_{\text{нс}} = \frac{\underline{U}_A (C_A + a^2 \cdot C_B + a \cdot C_C)}{C_A + C_B + C_C},$$

где C_A, C_B, C_C — эквивалентный фазные емкости сети.

$$U_0 = \frac{U_{\text{нс}}}{\sqrt{9^2 + d^2}},$$

где $d = \frac{I_R}{I_C}$ — коэффициент успокоения сети, равный отношению активной

составляющей тока замыкания на землю к полному емкостному току сети. Коэффициент d получен по результатам опытов прямого замыкания на землю одной из фаз сети: в токе замыкания на землю выделена активная составляющая частоты 50 Гц и отнесена к емкостному току ОЗЗ всей сети ($d = 0,044$).

Степень расстройки компенсации $\vartheta = \frac{I_C - I_{\text{ДГР}}}{I_C} 100$ в соответствии с опытами

измерений принята равной нулю.

В соответствии с (1) далее определяется величина K_{0U} .

Согласно расчетам, коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} в сети 10 кВ ПС «Майминская» при заземлении нейтрали сети через ДГР составил 73,8 и 499,8 В для режимов заземления через ДГР и параллельно установленные ДГР и резистор соответственно, что хорошо согласуется с результатами измерений (таблица 1).

Дополнительный интерес представляет также определение величины K_{0U} в зависимости от отношения емкостных токов ОЗЗ ВЛ и кабельных линий ($KЛ, I_{\text{СВЛ}}/I_{\text{СКЛ}}$) при фиксированной величине суммарного емкостного тока ОЗЗ сети.

В сети 10 кВ «Майминская» присутствуют как ВЛ, так и КЛ. Так как емкостные параметры КЛ симметричны, при фиксированной величине емкостного тока на землю сети чем больший вклад по величине емкостного тока будет вносить ВЛ, тем выше будет величина напряжения нулевой последовательности.

Ниже приведен график зависимости K_{0U} от отношения $I_{\text{СВЛ}}/I_{\text{СКЛ}}$ для режимов заземления нейтрали сети ПС «Майминская» через ДГР и параллельно установленные ДГР и резистор номиналами 500, 1000 и 2000 Ом.

Из рисунка 3 следует, что при относительно небольших величинах отношения определенном соотношении $I_{\text{СВЛ}}/I_{\text{СКЛ}}$ рост этого отношения приводит к практически линейному

росту K_{0U} . При достаточно больших величинах $I_{СВЛ}/I_{СКЛ}$ K_{0U} изменяется слабо и определяется степенью несимметрии, близкой к случаю, если бы с сети отсутствовали КЛ.

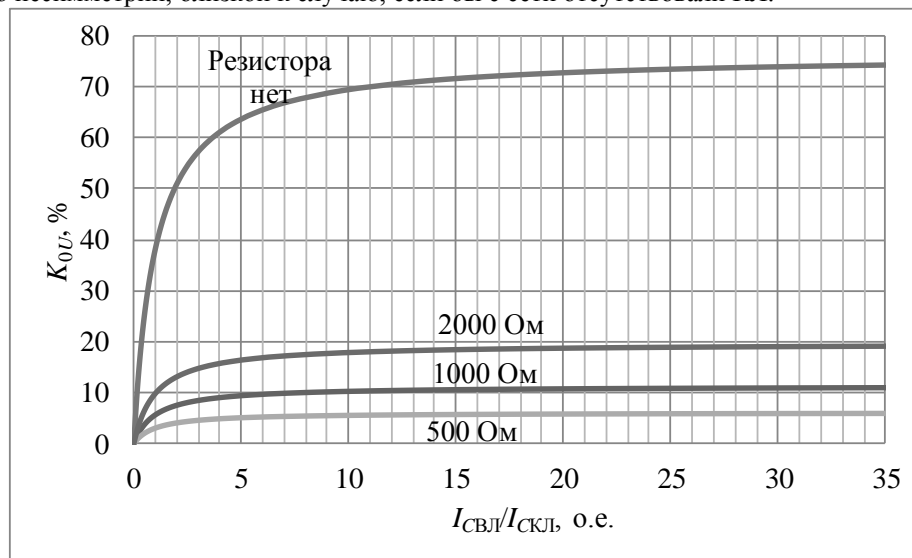


Рис. 3. График зависимости K_{0U} от отношения $I_{СВЛ}/I_{СКЛ}$.

Выводы:

На примере сети 10 кВ ПС «Майминская» показано, что комбинированное заземление нейтрали (параллельная установка ДГР и резистора) в сетях 6-35 кВ позволяет значительно снизить величину коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} . При определенном сочетании параметров сети и соотношения $I_{СВЛ}/I_{СКЛ}$ эта величина может быть снижена до значения, удовлетворяющего нормам ГОСТ по качеству электроэнергии.

Коэффициент K_{0U} находится в нелинейной зависимости от соотношения $I_{СВЛ}/I_{СКЛ}$. В целом, чем меньше вклад КЛ в общую величину емкостного тока ОЗЗ, тем больше величина K_{0U} .

Список литературы:

1. ГОСТ Р 54149-2010 – «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».
2. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии. – М.: ЭНАС, 2009. - 456 с
3. ГОСТ Р 51317.4.30-2008 – «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии».
4. РД 34.20.179 (ТИ 34-70-070-87) – «Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ».

Сопряжение генерирующих установок в гибридных системах электроснабжения

Сарсикеев Е.Ж., Шолохова И.И.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

sholii@tpu.ru

В настоящее время в структуре малой энергетики все чаще используются гибридные электрические станции с использованием возобновляемых источников энергии, в частности ветродизельные электрические станции (ВДЭС). Однако объединение разнотипных по энергетической природе источников питания, таких как ветроэнергетические установки (ВЭУ) и дизельгенераторы (ДГ), является весьма сложной научно-технической задачей. При выборе способов объединения необходимо учитывать ряд особенности гибридной системы электроснабжения: ветровые условия местности, надежность питания, технико-экономические характеристики генерирующего оборудования, графики электрических нагрузок и пр.

При сопряжении ДГ и ВЭУ для работы в составе единой системы может быть использован способ, показанный на рис. 1.

Здесь источники электроэнергии подключаются непосредственно к распределительной сети объекта без промежуточного преобразования электроэнергии. Система управления при этом должна обеспечивать не только стратегию управления по регулированию мощностей поступающих из ДГ и ВЭУ, но и обеспечивать синхронизацию запуска агрегатов и их дальнейшую синхронную работу.

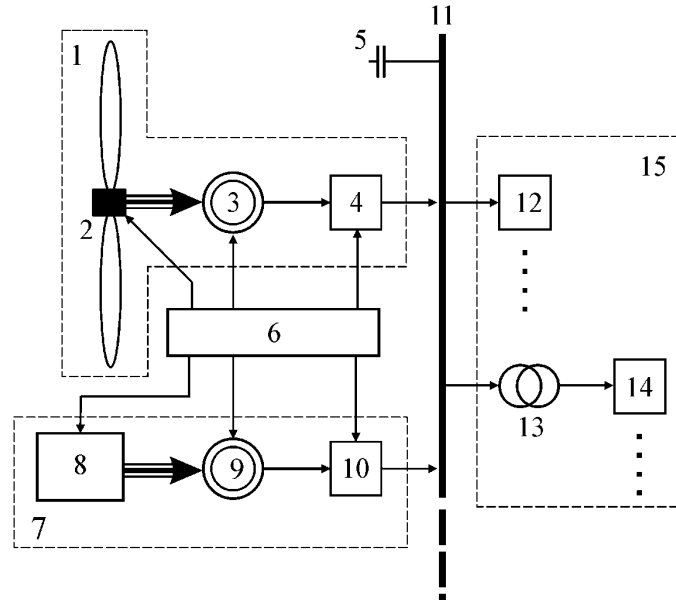


Рис. 1. ВДЭС при подключении ВЭУ и ДГ непосредственно к распределительной сети объекта электроснабжения: 1 - ВЭУ; 2 - ветротурбина; 3, 9 - электрический генератор; 4, 10 - устройство плавного пуска; 5 - компенсатор реактивной мощности; 6 - система управления; 7 - ДГ; 8 - дизельный двигатель; 11 - распределительная сеть 380В 50Гц (шина переменного тока); 12 - потребители электроэнергии; 13 - повышающий силовой трансформатор; 14 - потребители электроэнергии напряжением 6 или 10 кВ; 15 - объект децентрализованного электроснабжения

Приведенный способ прост для реализации, что позволяет легко масштабировать систему, устанавливая например, несколько ВЭУ. Отсутствие дополнительных преобразований электроэнергии повышает к.п.д. всей системы в целом. Однако, данный способ требует наличия на выходах электрических генераторов заданных, одинаковых и постоянных значений напряжений и частот сети, что можно обеспечить только двумя путями: либо использованием в качестве генераторов синхронных электрических машин с независимым возбуждением и обеспечения работы ветротурбины и дизельного двигателя на постоянной скорости, либо использованием в качестве генератора асинхронной машины с фазным ротором, при соответствующем ее управлении от сетевого инвертора. Первый путь снижает эффективность работы дизельного двигателя и ветротурбины. Второй - используется при построении энергетических комплексов большой мощности 1МВт и более.

Исключить указанные недостатки позволяет вариант сопряжения, показанный на рис. 2. Несмотря на более сложную структуру комплекса, учитывая, что стоимость силовой электроники с каждым годом снижается, а ее удельная мощность растет [1], приведенный способ имеет большие преимущества по сравнению с ранее рассмотренным. Здесь не требуется согласовывать режимы работы ВЭУ и ДГ между собой, что позволяет управлять этими агрегатами исходя из различных критериев оптимальности. Система легко масштабируется. В тоже время, потери мощности связанные с двойным преобразованием электроэнергии силовыми конверторами и инверторами, учитывая высокий к.п.д. последних, будут незначительны. Поэтому данный вариант построения гибридных энергетических комплексов нашел большое распространение при малых и средних мощностях 1 - 100 кВт.

Так же возможна схема сопряжения компонент комплекса с использованием, как шины постоянного тока, так и переменного тока. Пример приведен на рис. 3.

Здесь, ДГ подключен к шине переменного тока, непосредственно к распределительной сети объекта, а ВЭУ к промежуточной шине постоянного тока. Этот способ хорош тем, что позволяет объединять в единый комплекс агрегаты построенные по разному.

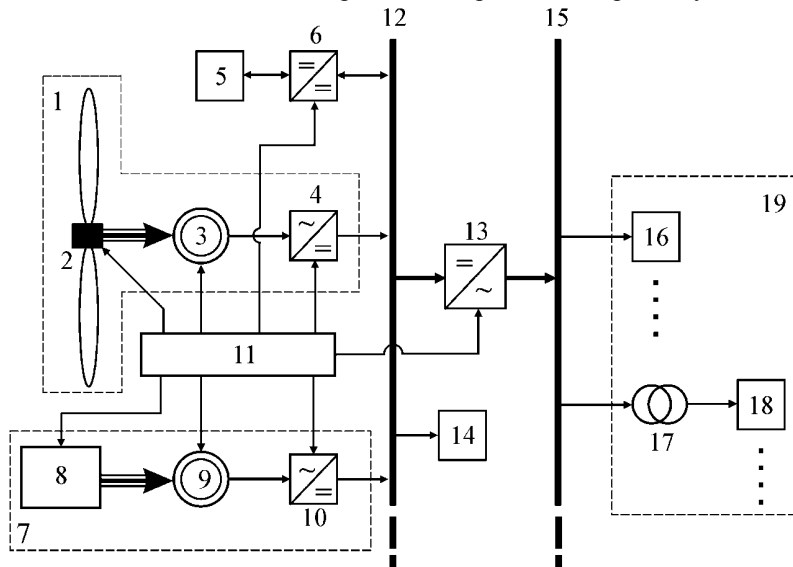


Рис. 2. ВДЭС при подключении ВЭУ и ДГ к промежуточной шине постоянного тока: 1 - ВЭУ; 2 - ветротурбина; 3, 9 - электрический генератор; 4, 10 - выпрямитель-конвертор напряжения; 5 - батарея аккумуляторов (суперконденсаторов); 6 - реверсивный конвертор напряжения; 7 - ДГ; 8 - дизельный двигатель; 11 - система управления; 12 - шина постоянного тока; 13 - трехфазный инвертор напряжения; 14 - потребители постоянного напряжения; 15 - распределительная сеть 380В 50Гц (шина переменного тока); 16 - потребители электроэнергии; 17 - повышающий силовой трансформатор; 18 - потребители электроэнергии напряжением 6 или 10 кВ; 19 - объект децентрализованного электроснабжения

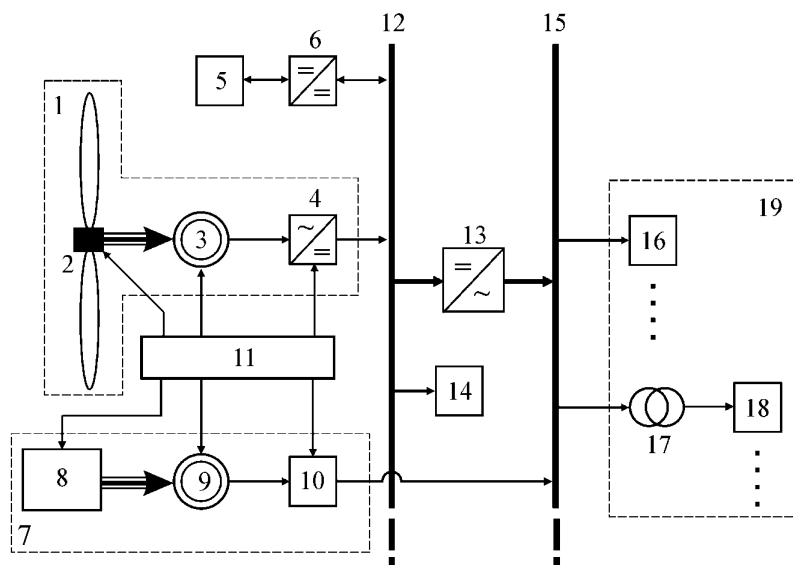


Рис. 3. ВДЭС при смешанном подключении ВЭУ и ДГ: 1 - ВЭУ; 2 - ветротурбина; 3, 9 - генератор; 4 - выпрямитель; 5 - батарея аккумуляторов; 6 - конвертор; 7 - ДГ; 8 - дизельный двигатель; 10 - устройство запуска; 11 - система управления; 12 - шина постоянного тока; 13 - инвертор; 14 - потребители постоянного напряжения; 15 - шина переменного тока; 16 - потребители электроэнергии; 17 - силовой трансформатор; 18 - потребители электроэнергии напряжением 6 или 10 кВ; 19 - объект электроснабжения

В последнее время появилось ряд работ, где указывается возможность построения энергетического комплекса посредством вспомогательной сети (шины), работающей на высокой частоте (единицы кГц) [2]. Следует отметить, что такой способ широко используется при создании сетей электроснабжения воздушных и космических летательных аппаратов. Он позволяет минимизировать количество реактивных элементов в системе и уменьшить их массогабаритные показатели и соответственно снизить стоимость. Вариант построения гибридной ВДЭС основанный на данном способе показан на рис. 4. Но, не смотря на достоинства, учитывая геометрическую разобщенность отдельных агрегатов (ВЭУ, ДГ и др.) применение такого подхода сталкивается с рядом проблем, связанных с потерями мощности во вспомогательной сети, с электромагнитной совместимостью и др.

Большую роль при создании гибридных энергетических комплексов в общем случае, и ВДЭС в частном случае, играет система управления комплексом. Система управления может быть построена по принципу:

центрального управления, когда одно устройство (обычно цифровой промышленный компьютер) управляет всеми узлами системы. К недостаткам данного способа следует отнести, большое количество элементов входящих в состав энергетического комплекса, что приводит к сверхбольшим требованиям к быстродействию компьютера при достаточно сложных алгоритмах управления. Несколько проблему можно смягчить применением компьютеров, построенных на основе DSP микропроцессоров;

децентрализованного управления, когда отдельными узлами энергетического комплекса управляют свои вычислительные системы - контроллеры, образуя при этом отдельные локальные контуры регулирования. При этом взаимосвязанная работа всего энергокомплекса достигается путем обмена информацией между всеми контроллерами системы. Здесь требования к вычислительной мощности контроллеров стоят менее остро;

смешанного управления, когда отдельные узлы энергетического комплекса обслуживаются своими контроллерами, а ими управляет центральный компьютер. При этом нагрузка последнего уменьшается, и он может быть использован для решения стратегических задач, связанных с прогнозированием, диагностикой и др.

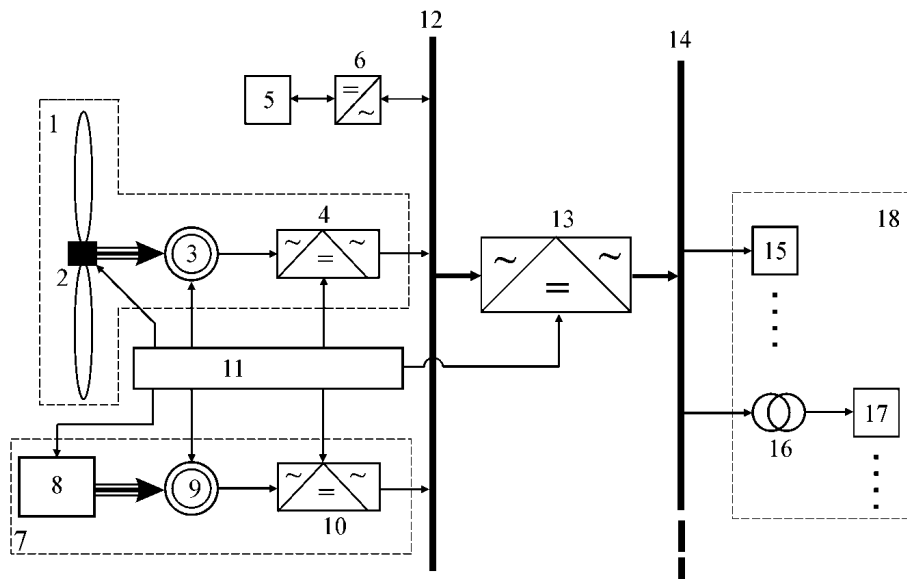


Рис. 4. ВДЭС при подключении ВЭУ и ДГ через высокочастотную шину переменного тока: 1 - ВЭУ; 2 - ветротурбина; 3, 9 - генератор; 4, 10, 13 - преобразователи; 5 - батарея аккумуляторов; 6 - инвертор; 7 - ДГ; 8 - дизельный двигатель; 11 - система управления; 12 - шина переменного тока; 14 - шина переменного тока; 15 - потребители электроэнергии; 16 - силовой трансформатор; 17 - потребители электроэнергии напряжением 6 или 10 кВ; 18 - объект электроснабжения

Таким образом, для обеспечения максимальной энергетической эффективности комплекса целесообразно обеспечить режим работы, как дизельного двигателя, так и ветротурбины на переменной скорости вращения. Существует достаточно большое количество способов сопряжения ВЭУ и ДГ в составе ВДЭС, из которых при мощностях 1-100 кВт наиболее

универсальным является способ с использованием промежуточной шины постоянного тока и с двойным преобразованием электроэнергии.

В целях улучшения энергетических и динамических характеристик ВДЭС, в их состав включаются буферные накопители энергии, реализованные на батареях аккумуляторов, суперконденсаторов и др.

Важным моментом при построении гибридных энергетических комплексов является состав и алгоритмы системы управления. Причем управление может реализовываться как отдельными агрегатами, так и всем комплексом в целом.

Список литературы:

1. Iov F., Blaabjerg F. Power Electronics for Renewable Energy Systems // POWERENG 2009, 2009, Portugal, Lisbon, March 18-20, pp.9-12.
2. Ruiz A.G., Molinas M. Electrical Conversion System for Offshore Wind Turbines Based on High Frequency AC Link // Ecologic Vehicles and Renewable Energies International Conference EVER, Monaco, 26-29 March, 2009.

Трёхмерные солнечные батареи и их преимуществ при использовании в высокоширотных областях Сибири.

*Юрченко А.В., Юрченко В.И. **

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

**ОАО «НИИПП», Россия, г. Томск*

yur_med@mail.ru

Показано, что один из путей увеличения эффективности сбора солнечной энергии - это создание трёхмерных солнечных батарей. Их реализация позволит обеспечить большее число часов в сутки и в течение года с приемлемым уровнем мощности и эффективности использования.

Ключевые слова: Солнечные батареи, эффективность, трёхмерные,

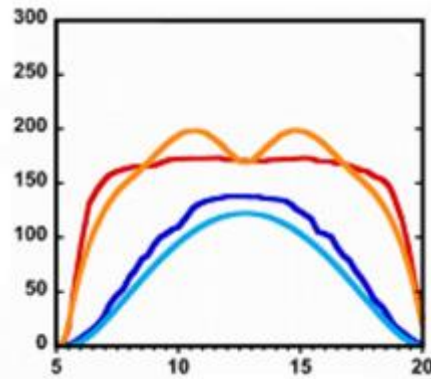
Введение

Энергетический бюджет мира на сегодняшний день "полиэнергетический", так как для получения энергии используются разные источники. Доля ископаемых энергоносителей составляет около 85 %. После 2020 г., по данным Мирового энергетического совета (МИРЭС), ожидается устойчивый рост использования НВИЭ, особенно солнечной энергии. Строительство СЭС экономически рентабельно в том случае, если число часов солнечного сияния не ниже 2000 в год, а интенсивность ее поступления составляет 600-800 Вт/м². КПД СЭС довольно низкий, однако и он имеет все шансы существенно вырасти за счет технологических усовершенствований. Значительная часть зоны Севера характеризуется крайне малыми объемами и низкой плотностью хозяйственной деятельности. Здесь получили развитие традиционные промыслы коренного населения, возникло большое количество природоохранных объектов. Низкая эффективность микроуровня энергетики способствует переходу на энергетические установки НВИЭ. Оценка ресурсов НВИЭ региона показывает, что в северных ресурсы энергии солнца в 10 раз меньше потенциальных. Поэтому важен поиск технологических усовершенствований приближающий использование СБ к уровню потенциально возможных. Это прежде всего работа при малых углах, преобладание слабой освещенности и ИК излучения.

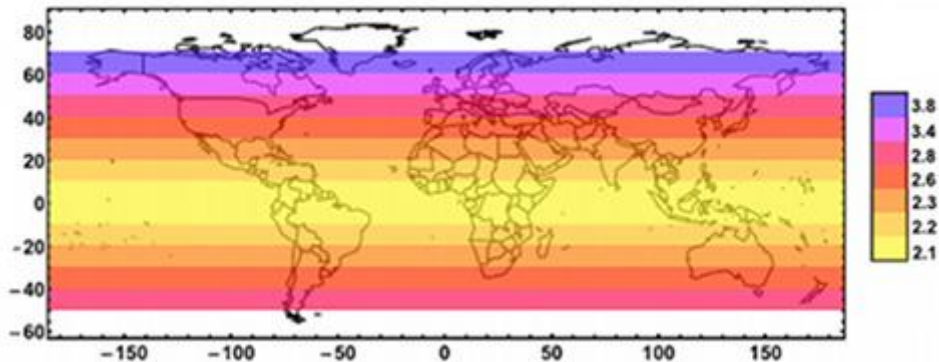
Исследование широтной зависимости

Как было показано в работах 1,2,3 один из путей это создание трёхмерных солнечных батарей. Их реализация позволит обеспечить большее число часов в сутки и в течение года с приемлемым уровнем мощности и эффективности использования.

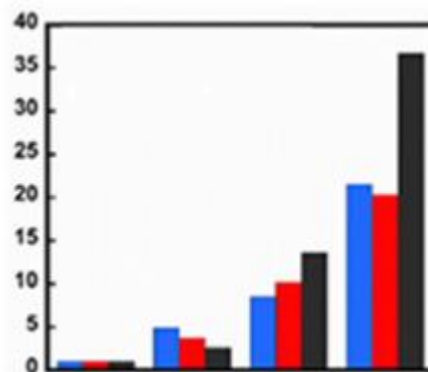
Специалисты из Массачусетского технологического института показали, что трёхмерные структуры из солнечных ячеек за день могут выработать в два, а то и в двадцать раз больше энергии, чем плоские батареи, занимающие на земле равную площадь. По горизонтали – время суток, по вертикали – выходная мощность в милливаттах. Показано сравнение плоской панели (тёмно-синяя кривая – уличный эксперимент, голубая — симуляция) и открытого куба (красная линия – эксперимент, оранжевая — симуляция). Общая выработка энергии за день у куба оказалась почти вдвое выше (иллюстрация Marco Bernardi et al.).



Для самого простого куба (из девяти панелек) прогнозируемый рост годовой производительности составляет от 2 до 3,8 раза (превосходство принципа 3D увеличивается ещё и по мере роста географической широты местности). Для сравнения, добавление к традиционной плоской панели двухосевой системы слежения за солнцем увеличивает её выработку всего в 1,3-1,8 раза.



Разница (число раз) в производительности куба по сравнению с плоской ячейкой с той же площадью основания в зависимости от географической широты (иллюстрация Marco Bernardi et al.). Важно отметить, что везде речь идёт именно о следе, то есть площади основания, которую занимает установка, а не о суммарной площади фотоэлектрических панелей. Во первых важно — многократное отражение света между элементами устройства. Свет этот, в конце концов, поглощается одной из панелей. Второй фактор, повествует Technology Review, это улучшенное поглощение лучей солнца, находящегося низко над горизонтом.



Неподвижная плоская солнечная панель выдаёт максимум мощности, только когда смотрит прямо на светило. Утром и вечером она почти бесполезна. Трёхмерная фотовольтаика и в эти часы хорошо перерабатывает солнечный свет. Данные по опыту, проведённому в ноябре, в разных погодных условиях. По горизонтали (слева направо): плоская панель, куб, параллелепипед и башня. По вертикали отмерено превышение дневной выработки энергии трёхмерными структурами в сравнении с плоской панелью. Синим цветом отмечены параметры при чистом небе, красным – при частичной облачности, чёрным – при сильной облачности (иллюстрация Marco

Bernardi et al.). Аналогично преимущество новой схемы раскрывается в облачную погоду, особенно при сплошной пелене облаков. Конечно, последние задерживают много света, так что мощность любой батареи существенно падает. Но 3D-панели за счёт ориентации элементов под разными углами и эффекта лабиринта намного лучше обычной ячейки собирают рассеянный свет. Потому при сильной облачности в выработке электричества башней и одиночной плоской панелью наблюдается 35-кратная разница. Хотя в ясную погоду эта же башня выдаёт за день только в 21-22 раза больше электричества, нежели простая батарея.

Технологические варианты

Та же мысль насчёт продуктивного сбора энергии в утренние и вечерние часы (а также зимой и летом, без необходимости в повороте самих панелей по горизонтали или вертикали) приходила, к слову, создателям цилиндрических солнечных батарей и солнечного дерева.

Известно, что для захвата возможно большей доли света учёные создавали микротекстуры в толще панелей (микросферы, микроколонны и так далее). В Венском техническом университете новый способ, позволяющий располагать отдельные молекулы в строго определённом месте будущей пространственной структуры при помощи лазера (3D-photografting) «Фотографтинг». Лазерное излучение за счёт фотохимических процессов вызывает быструю фиксацию большинства молекул в облучённых участках гидрогеля

Объединённая команда физиков из Института исследования полимеров Макса Планка в Майнце (Max Planck Institut für Polymerforschung, Mainz) и лаборатории материаловедения Sony в Штутгарте (Sony Materials Science Laboratory, Stuttgart) исследовала процесс преобразования всех фотонов падающего солнечного света в фотоны только одной частоты, той оптимальной, на которую рассчитан фотоэлектрический преобразователь. Тогда КПД батареи можно было бы поднять до высокого уровня. Молекула-антенна захватывает фотон с частотой, соответствующей зелёному свету, и переходит на более высокий энергетический уровень. Однако находится на нём не так уж долго, а отдаёт эту энергию молекуле-эмиттеру, как только та окажется поблизости. Отдав квант, антенна возвращается в невозбуждённое состояние, чтобы принять очередной фотон, а вот эмиттер перепрыгивает на высокий энергетический уровень и ждёт. А ждёт он, когда рядом окажется ещё одна такая же молекула-эмиттер, и тоже в возбуждённом состоянии. Тогда одна из них отдаёт энергию второй, после чего возвращается на исходный энергетический уровень. Второй же эмиттер, стало быть, получает уже энергию двух, так сказать, «зелёных фотонов», которую излучает одной порцией в виде единственного «фотона синего цвета». Подбирая подходящие вещества для антенн и эмиттеров и на эти роли подошли октаэтилпорфириин платины и дифинилантрацен. И это — только для зелёно-синего преобразования частоты. Однако авторы работы говорят, что в раствор можно ввести целый комплекс разных антенн и эмиттеров, подобрав их так, чтобы они реагировали на разные частоты падающего света, а излучали — причём все, — только одну частоту.

Исследователи из американской Национальной лаборатории возобновляемых источников энергии (NREL) построили выдающуюся солнечную батарею (СБ) на базе квантовых точек — полупроводниковых кристаллов размером в несколько нанометров. Опытное устройство было составлено из стекла с просветляющим покрытием, тонкого слоя прозрачного проводника, наноструктурированных слоёв оксида цинка и слоя квантовых точек из селенида свинца, дополненного толикой этандитиола и гидразина. Завершало бутерброд тонкое золотое покрытие в качестве верхнего электрода. Внешняя и внутренняя квантовая эффективность (QE) протестированной СБ составили 114% и 130% соответственно.

Наночастицы, работающие как концентраторы световой энергии в виде наноантенн (НА), позволяют улучшить качество фотопреобразователей (ФП), солнечных батарей. Резонансная частота антенны (частота, на которой система обладает самым низким импедансом и, следовательно, самой высокой эффективностью) растёт линейно с физическими размерами антенны в соответствии с простой теорией антенн СВЧ. Длины волн солнечного спектра лежат в диапазоне примерно от 0.3 до 2.0 мкм. Таким образом, для того, чтобы выпрямляющая антенна была эффективным электромагнитным накопителем солнечного света, она должна иметь элементы размером порядка сотен нанометров. Из-за упрощений, используемых в теории типичных выпрямляющих антенн, есть несколько сложных моментов, которые возникают при обсуждении наноантенн. На частотах выше инфракрасного участка спектра почти весь ток переносится вблизи поверхности проводника, что уменьшает эффективную площадь поперечного сечения проводника и приводит к увеличению сопротивления. Этот эффект известен как «скин-эффект». Исходя из

перспектив построения практических устройств, отметим, что вольт-амперная характеристика ректенн будет не больше омической, поскольку закон Ома остаётся в силе.

Другим осложнением уменьшения размеров является то, что диоды, используемые в больших ректеннах не могут работать на терагерцовых частотах без больших потерь мощности. Потери мощности обусловлены влиянием ёмкости перехода (известной как паразитная ёмкость), которой обладают р-п переходы обычных диодов и диодов Шоттки, из-за чего они могут эффективно работать только на частотах менее 5 ТГц. Идеальным длинам волн 0.4-1.6 мкм соответствуют частоты примерно 190-750 ТГц, что значительно больше, чем возможности традиционных диодов. Таким образом, для эффективного преобразования энергии нужно использовать альтернативные диоды. В современных устройствах наноантенн используются туннельные диоды на основе переходов металл-диэлектрик-металл (МДМ). В отличие от диодов Шоттки, МДМ-диоды не имеют паразитных ёмкостей, потому что они работают на основе электронного туннелирования. Благодаря этому МДМ-диоды эффективно работают на частотах около 150 ТГц, что значительно ближе к оптимальным частотам наноантенн.

Одним из важнейших объявленных преимуществ наноантенн является их высокая теоретическая эффективность (КПД). По сравнению с теоретической эффективностью одного соединения солнечных батарей (30%), наноантенны по всей видимости, будут иметь значительное преимущество с уровнем эффективности до 85%. Указанные факторы значительно расширят области использования СБ в высоких широтах.

Заключение

1. Показаны эмпирически полученные зависимости влияния характеристик от положения СБ на поверхности Земли от широты.

2. На основании проведенных исследований могут быть сформированы рекомендации по проектированию и оптимизации характеристик солнечных энергоустановок при использовании в Сибири.

Список литературы:

1. Юрченко В.И., Юрченко А.В. Анализ возможности использования ЛИГА технологий на основе синхротронного излучения для изготовления солнечных элементов Материалы 13 международной конференции по использованию синхротронного излучения (СИ –2000) Новосибирск 17-21 июля 2000 г. Стр. 79-80.
2. В.И. Юрченко, А.В. Юрченко Использование синхротронного излучения для изготовления и испытания солнечных элементов. Материалы 14 Российской конференции по использованию синхротронного излучения СИ – 2002 Новосибирск, 15-19 июля 2002 г. стр.136.
3. Octavi E. Semonin, Matthew C. Beard et al./ Science.
4. Юрченко В.И., Юрченко А.В. Повышение эффективности преобразования спектра солнечного излучения при взаимодействии электромагнитного поля с трехмерной структурой композиционного материала. Сборник научных трудов 101 международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы и перспективы развития радиотехнических и инфокоммуникационных систем» часть1.Радиоинфоком -2013, 28-30 марта 2013 года Россия, Москва. Стр.334-337.

СОДЕРЖАНИЕ

Типы конструкции обмоток масляного трансформатора в отношении тепловых параметров работы	
<i>Трякин А.О., Бахарев Н.П.</i>	5
Влияние параметров установки радиаторов на тепловое состояние в силовых масляных трансформаторах в установившемся режиме работы	
<i>Трякин А.О., Бахарев Н.П.</i>	7
Solar power generation technology	
<i>Kasobov L.S.</i>	11
Исследование возможности применения преобразователей частоты в smartgrid системах	
<i>Абрамова Я.А., Чиж А.В., Армеев Д.В.</i>	13
Разработка методики проверки работоспособности метода «электрического эквивалента» для электродинамической модели	
<i>П.А. Акульшина, О.А. Васильева</i>	16
Модульный состав – путь к созданию энергоэффективных грузовых поездов	
<i>И.К. Александров</i>	19
Эксплуатация и техническое обслуживание корабельных электрических сетей и распределительных устройств	
<i>Алферьев И.С., Федюк Р.С., Мочалов А.В.</i>	27
Солнечная электростанция	
<i>Аржанов К.В.</i>	29
Возможности измерений стандартизованных параметров высоковольтных изоляторов при обслуживании энергетического оборудования по состоянию	
<i>Багнюк М.Ю., Баранов В.А.</i>	32
Исследование метода фазного управления с целью повышения динамической устойчивости microgrid систем	
<i>Балабанюк О.Д.</i>	35
Оценка состояния маслонаполненного оборудования акустическим методом	
<i>Батрак А.П., Чупак Т.М., Малеев А.В.</i>	38
Технико-экономическое обоснование применения проводов нового поколения	
<i>Белан Р.А.</i>	41
Математическое моделирование электротехнических устройств с накапливающимися повреждениями при оценке структурной надежности ЭЭС	
<i>Булычев В.В., Вдовина О.И., Обоскалов В.П., Шалина Е.П.</i>	44
Перспективы малой энергетики в России	
<i>Валиева А.М., Лившиц С.А.</i> 48	
Система резервного питания частотно-регулируемого электропривода для ответственных автономных объектов	
<i>Вислогузов Д.П., Сметанников А.В.</i>	50

Снижение потерь электроэнергии путем поперечного регулирования напряжения в кольцевых сетях <i>Р.Ф. Галиев</i>	53
Проверка гипотезы о нормальном распределении генеральной совокупности по критерию Пирсона <i>С.В. Голдаев, К.Н. Радюк</i>	57
Силовые коммутационные транзисторы на основе нитрида галлия для высокоэффективных вторичных источников электропитания <i>Ерофеев Е.В., Кагадей В.А. *, Казимиров А.И., Федин И.В.</i>	59
Прогнозирование энергопотребления узла нагрузки с энергоемким нелинейным производством <i>Зайцева Н.М.</i>	62
О сокращении номенклатуры показателей надежности цифровых устройств релейной защиты <i>Захаров О.Г.</i>	65
Децентрализованные системы энергообеспечения <i>Золотов В.П.</i>	70
Разработка вакуумного выключателя с жидкометаллической контактной системой <i>Иванов Н.А. Казанцев А.А.</i>	72
Методика оценки комплексной эффективности использования ресурсов энергетическими предприятиями по экологическим критериям <i>Гаврилова А.А., Салов А.Г., Иванова Д.В., Чиркова Ю.В.</i>	74
Подготовка специалистов для предприятий электроэнергетики с применением деловых игр <i>Калани Э.Я.</i>	76
Разработка мини-ГЭС на базе синхронного генератора с постоянными магнитами <i>Карачев В.С., Алеко М.Н.</i>	79
Методика определения расхода воды при проектировании малых ГЭС на горных водотоках Таджикистана <i>Киргизов А.К., Касобов Л.С. *, Расулов С.</i>	82
Режим загрузки резервного источника питания <i>Кирпиков А.В., Обоскалов В.П.</i>	84
Моделирование систем автоматического регулирования возбуждения генераторов <i>Киселев Д. Н, Ершов Ю. А.</i>	87
Электромагнитная совместимость работы частотно-регулируемого электропривода с установками компенсации реактивной мощности <i>П.В. Коровченко, О.И. Цинкович</i>	89
Кабельная арматура в электроэнергетике <i>Кузьменко А.Е., Федюк Р.С., Ильинский Ю.Ю.</i>	92
Распределение мощности и электроэнергии для различных иерархических систем <i>Курбака Г. В.</i>	94

Анализ применения метода последовательного эквивалентирования в сочетании с методом простой итерации для расчета режимов региональных энергосистем	
<i>Кутукова Е.С., Малафеев А.В.</i>	98
Использование программной среды labview для моделирования двигателя постоянного тока	
<i>Ле Ван Туан</i>	100
Модели принятия решений по эксплуатации электрооборудования на основе нечеткой логики	
<i>Левин В.М.</i>	103
Выбор признаков для идентификации дефектов в трансформаторе при мониторинге растворенных в масле газов	
<i>Левин В.М., Танфильева Д.В.</i>	107
Возможность синтеза ультрадисперсного порошка карбида бора в струе углеродной электроразрядной плазмы	
<i>Макарова А.Ф.</i>	110
Моделирование перспективного режима работы Монгольской электроэнергетической системы	
<i>Марченко А.И.</i>	113
Сравнительный анализ устойчивости кабелей к воздействию агрессивных сред	
<i>Матери Т.М., Ким В.С., Стариков А.Н.</i>	117
Пути развития корабельных электрических сетей и электроэнергетических установок	
<i>Матюшков К.О., Федюк Р.С., Мочалов А.В.</i>	120
Износ и восстановление лопастей рабочих колес радиально-осевых гидротурбин	
<i>Мисиров М.Х.</i>	123
Исследование гармонического состава тока и напряжения преобразователя частоты	
<i>Митрофанов Н.А.</i>	125
Разработка требований к параметрам вакуумных выключателей, устанавливаемых в распределительных кабельных сетях среднего напряжения	
<i>Михно В.В.</i>	127
Управление формой тока при распределении активных мощностей между вторичными обмотками трансформаторного преобразователя скотта	
<i>Морозов П.В., Бойко К.Н., Манусов В.З., Морозов Ю.В.</i>	129
Устройство для определения места повреждения воздушной ЛЭП импульсным методом	
<i>Пахомов Д.В., Рысев Д.В., Крейдунова Ю.В., Матвиенко Т.П.</i>	132
К вопросу проектирования синус-фильтра	
<i>Пустоветов М.Ю.</i>	135
Исследование эффективности рекуперации гибридной силовой установки	
<i>Раков В.А.</i>	138
Анализ дефектов силовых маслонаполненных трансформаторов ОАО «Татнефть» по результатам тепловизионного контроля	
<i>Редькина Е.Н., Ваньков Ю.В.</i>	142

Повышение энергоэффективности электромагнитных двигателей с зубчатой системой магнитопровода <i>Рогова О.В.</i>	143
Вопросы, связанные с подготовкой востребованного специалиста в условиях конкуренции <i>Родин М.А., Юрченко Е.Ю.</i>	146
Нейросетевое моделирование для промышленных предприятий при решении задачи прогнозирования <i>Родыгина С.В., Родыгин А.В.</i>	149
Принципы моделирования главной электрической схемы при проектировании ГЭС <i>Романов А.В.</i>	152
Принципы создания автоматизированной системы прогнозов при планировании и анализе режимов энергосистем <i>Русина А.Г., Филиппова Т.А.</i>	154
Использование энергетической установки для получения ультрадисперсных оксидов железа <i>Сивков А.А., Свечканева А.А.</i>	157
Определение качества работоспособности технических объектов <i>Сенкевич И.В.</i>	159
Выбор оптимальной схемы распределительной сети <i>Скляр Ю.С.</i>	162
Исследование электрических и механических свойств изоляции современных эмалированных проводов <i>Солдатенко Е.Ю., Леонов А.П., Ухов М.С.</i>	165
Энергоэффективность двенадцатипульсной кольцевой схемы выпрямления <i>Степанов А.А.</i>	166
Снижение потерь мощности в ЛЭП путем регулирования потока реактивной мощности <i>Степанов А.С., Калина Р.А., Амплеев А.Н.</i>	169
Методы оперативной идентификации параметров трехобмоточных трансформаторов <i>Степанов С.А., Пустовалов П.А.</i>	172
Современные способы моделирования управляемого подмагничиванием шунтирующего реактора <i>А.А. Суворов</i>	176
Перспективы развития ветроэнергетики на территории с экстремально-низкими температурами в зимний период <i>Тремясов В.А., Бобров А.В., Кенден К.В.</i>	178
Использование солнечной энергии в системах электроснабжения населенных пунктов Тывы <i>Тремясов В.А., Бобров А.В., Кенден К.В.</i>	182
Идентификация динамических объектов первого и второго порядка на основе применения нейроэмуляторов <i>Умутбеков Д.А., Глазырин А.С., Глазырин А.С.</i>	185

Способы защиты сетей генераторного напряжения от коммутационных перенапряжений <i>Е.М. Фаттахов</i>	189
Проблема повышения эффективности регулируемого электропривода с вентильными преобразователями при добычи нефти <i>Филимонова О.В.</i>	190
Расчет оптимального шага расщепления <i>Хмелик М. С., Шевченко С. С.</i>	191
Выбор мощности и места установки локального источника энергии в распределительной системе <i>Я.Э. Шклярский, О.И. Цинкович</i>	194
Разработка энергоэффективных систем катодной защиты магистральных газопроводов <i>Абуняев А.С., Хасанова Л.Н., Цынаева А.А.</i>	195
Требования к коммутационной способности линейных выключателей при отключении коротких замыканий <i>А.Н. Чурина</i>	197
О структурно-параметрической оптимизации режима перекачки при частотно-регулируемом электроприводе магистральных насосов <i>Шабанов В.А., Шарипова С.Ф.</i>	201
Повышение эффективности систем передачи и распределения электрической энергии <i>Шевченко Н.Ю.</i>	203
Задача сопряжения математической модели объекта регулирования с автоматическим регулятором, реализованным на базе ПЛК. <i>Сафронов А.В., Глезер В.В.</i>	206
Повышение эффективности газотурбинных установок в системе эксплуатации газопроводов <i>Афанасьев К.Ю.</i>	209
Энергоэффективность однотрубных систем отопления при различных методах регулирования теплопотребления <i>Морозов М.Н., Стрижак П.А.</i>	212
Влияние ремонтной кампании на сокращение потерь сетевой воды <i>Москалёв И.Л.</i>	216
Перспективные технологии энергосбережения с использованием тепловых насосов <i>Батухтин А.Г., Кобылкин М.В., Минькович М.Е.</i>	218
К анализу повышения эффективности кожухотрубных теплообменных аппаратов <i>Белянин А.О.</i>	221
Об эффективности работы авиационного гтд на газокompрессорной станции при совместном использовании параллельного подвода теплоты и регенерации <i>Бирюков Б.В., Шапошников В.В., Шапошников А.В.</i>	223
Возможности повышения энергоэффективности производства на ТЭС <i>Борисов Г.М.</i>	226
Применение солнечной энергии в теплоснабжении <i>Валиева А.М., Хакимзянова Г.Ф., Лившиц С.А.</i>	229

Оптимизация затрат электрической энергии на привод дымососов теплогенерирующего оборудования котельных <i>Гаврилова А.А., Новичкова А.В., Бокарева Т.Н.</i>	230
Применение торцевых диафрагм для учета расхода жидкостей и газов <i>Гареев Р. С., Фафурин В. А. *, Фефелов В.В, Явкин В. Б.</i>	233
Тепловой баланс экодому с учетом рекуперации вентиляционного воздуха <i>Удалов С.Н., Грибов М.А.</i>	236
Анализ масштабов тепловых потерь теплопроводов в условиях увлажнения изоляции с учетом испарении влаги <i>Губина Е.В., Половников В.Ю.</i>	238
Влияние регенерации на экономичность энергоблока с пароохлаждаемым быстрым реактором <i>Гуков Е.В., Антонова А.М.</i>	241
Оценка распространения газообразных выбросов от вертикальных тепловых источников <i>Добротельский К.Г.</i>	245
Кинетические параметры низкотемпературной конверсии органических топлив <i>А.В. Казаков, К.В. Загидулина</i>	248
Вариант использования кавитационного водоугольного топлива на действующих ТЭС <i>И.П. Каменев, Е.Г. Карпов</i>	250
Возможность повышения эффективности теплоэнергетических установок с конденсационными котлами <i>Цынаева А. А., Каменева В. Ю., Ратникова Л. Ф.</i>	253
Теплообмен в системе «капля расплава – подложка» <i>Колесникова Е.А., Немова Т.Н.</i>	255
Повышение энергетической эффективности системы теплоснабжения от водогрейной котельной <i>Королёв П.В., Васильев С.В.</i>	259
Влияние геометрии лопаток осевой гидротурбины пропеллерного типа на выходную мощность МикроГЭС <i>Кузьмин Р.В.</i>	261
Использование избыточной энергии давления природного газа на небольших газораспределительных станциях <i>Кулагина О.В., Гатауллина А.Р., Молчанова Р.А.</i>	263
Получение полукокса из бурых углей Шивэ-Овооского месторождения Монголии <i>А.Н.Кучерина, А.С.Дьяченко, А. Ю.Долгих.</i>	264
Особенности сжигания каменного угля в виде водоугольного топлива <i>Латин Д.А.</i>	267
Регенерация питательной воды высокотемпературных турбоустановок с использованием воздухоподогревателей <i>К.Б. Ларионов, Б.Ф. Калугин</i>	270
Перспективы применения нагревательных элементов трансформаторного типа в системах отопления <i>Левин М.М., Сериков А.В.</i>	272

Исследование массоэнергетических характеристик межорбитального буксира с солнечной энергоустановкой <i>Мигунов Я.Н.</i>	275
Исследование циркуляционного подогрева мазута в отдельных 4-х резервуарных схемах мазутных хозяйств ТЭС <i>Московкина Е.О., Лившиц С.А.</i>	279
Результаты экспериментального исследования циклонных пиролизеров горючих сланцев <i>Мракин А.Н., Агеев М.А.</i>	280
Оценка эффективности применения ПВМ на базе ТЭЦ-1 <i>Ахметов Э.А., Нигметзянова А.А., Ахметова Р.В.</i>	284
Методика измерения тепловых сопротивлений материалов и конструкций. Расчет теплопроводности материалов <i>Никитушкин И.В.</i>	286
Преимущества и недостатки систем инфракрасного отопления <i>Погодин А.И., Солнышкова Ю.С., Бухмиров В.В.</i>	290
Разработка и исследование регулятора давления газа <i>Погребижская Е.М., Цынаева А.А.</i>	292
Особенности математического моделирования двухфазных потоков высокой концентрации <i>Родионов Г.А., Бухмиров В.В.</i>	295
Исследование повышения эффективности паротурбинных блоков сверхкритических параметров введением многоступенчатого промежуточного перегрева пара <i>Ростунцова И.А., Шевченко Н.Ю.</i>	297
К вопросу создания пылеугольного энергоблока на суперсверхкритические начальные параметры пара <i>Матвеев А.С., Саввина Я.Г.</i>	300
Анализ энергоэффективности работы дутьевых вентиляторов энергетического оборудования котельных <i>Салов А.Г., Савинова А.В., Сагитова Л.А.</i>	304
Водяной (паровой) калорифер новой конструкции, преимущества и опыт применения <i>Киселев Ю.Е., Гецман А.Е. Сливной В.Н.</i>	306
Исследование процессов тепловыделения в дисковом кавитационном теплогенераторе <i>Беспалов В.И., Беспалов В.В., Коротких А.Г., Слюсарский К.В.</i>	310
Исследование топочных процессов при сжигании природного газа в камерной топке <i>Гиль А.В., Д.В. Лебедь Д.В.</i>	313
Определение экономической эффективности применения энергосберегающего промышленного испарителя сжиженных газов <i>Рулев А.В., Разманов А.А.</i>	317
Математическое моделирование зажигания водоугольной частицы с учетом пиролиза угольной компоненты топлива <i>Сыродой С.В.</i>	319

Определение характеристик конструкционных материалов с целью уточнения параметров объектов теплоэнергетики в процессе эксплуатации	
<i>Троицкий О.Ю., Медведев В.В.</i>	322
Автоматизация процесса горения попутного нефтяного газа	
<i>Хамматова Р.И., Ваньков Ю.В.</i>	325
Состояние и перспективы угольных энергоблоков на суперсверхкритические параметры пара	
<i>Цибульский С.А., Галашов Н.Н.</i>	327
Повышение эффективности систем вентиляции с теплоутилизационными установками	
<i>Степанова А.А., Таркаева А.Д., Цынаева А.А.</i>	330
Повышение коэффициента использования топлива котельными установками за счет снижения потерь с уходящими газами	
<i>Тарабрина О.М., Цынаева А.А.</i>	332
Повышение эффективности работы питательных насосов производственно-отопительных котельных	
<i>Салов А.Г., Гаврилова А.А., Штыкова Н.В., Петрова К.Н.</i>	335
Импульсная очистка теплообменного оборудования	
<i>Шумаева Е.А.</i>	338
Повышение эффективности работы газоперекачивающих агрегатов в жаркое время года путем применения впрыска влаги в камеру сгорания	
<i>Калмыкова Т.П., Антропов П.Г., Соколов А.А.</i>	341
Использование индивидуального теплового узла с погодным регулированием и закрытой схемой горячего водоснабжения в качестве эффективного теплоэнергетического оборудования	
<i>Королев А.Т.*, Богомолов А.Р., Новоселов А.С.</i>	343
Анализ устойчивости критериев экономической эффективности ПГУ-ТЭЦ	
<i>Ларин Е.А., Соколов А.А.</i>	346
Практическое применение критериев статической устойчивости на примере одномашинной энергосистемы	
<i>Д.Ф. Мавлетчина</i>	348
Анализ средств повышения эффективности энергетической утилизации древесных отходов	
<i>Голдаев С. Помыткин Д.А.</i>	352
Тарифообразование и оптимизация в теплоснабжении	
<i>Соломин И.Н., Даминов А.З.</i>	354
Перспективы применения газотурбинных двигателей на ТЭС в качестве привода питательных насосов	
<i>Цибульский С.А., Галашов Н.Н.</i>	358
Анализ показателей энергетической эффективности компрессорной станции	
<i>Шарафиева А.Н., Ахметов Э.А.</i>	361
Влияние порошков железа, титана, бора на энергетические характеристики зажигания высокоэнергетических композиций	
<i>Архипов В.А.*, Коротких А.Г., Янковский С.А.</i>	363

Позиционный асинхронный электропривод <i>Алеко М. Н., Карачев В. С.</i>	366
Перспективы возобновляемой энергетики в Красноярском крае <i>Амузаде А.С., Коваленко И.В.</i>	367
Экспериментальные исследования переходных процессов при коммутациях вакуумных выключателей 110 кВ. <i>Базавлук А.А.</i>	369
Результаты обследования систем электроснабжения на основе ДЭС в децентрализованных районах <i>Л.Л. Булыга, О.К. Муканов, Ю.А. Краснятов</i>	373
Разработка цифрового измерительного трансформатора тока <i>Волович Г.И., Топольский Д.В., Топольская И.Г.</i>	375
Опыт применения датчиков абсолютной вибрации на гидроагрегатах <i>Демшин К.А.</i>	378
Оптимизация режимов работы системы электроснабжения собственных нужд Бийской ТЭЦ-1 <i>Козырев А.Д., Краснятов Ю.А.</i>	382
Преимущества использования линий электропередач с резервной фазой <i>Во Х.К., Косточкин А.А.</i>	385
Систематическая погрешность расчета потерь мощности при планировании режимов систем электроснабжения с учетом неопределенности исходной информации <i>Крубцова А.А., Малафеев А.В.</i>	388
Система автономного освещения для регионов Сибири <i>Майкова О.В., Юрченко А.В.</i>	391
Повышение чувствительности дистанционных защит к коротким замыканиям за трансформаторами ответвлений для линий, защищаемых продольными дифференциальными токовыми защитами <i>Колесов Л.М., Можжухина В.В.</i>	395
Показатели экономической эффективности ветропарков <i>Отрощенко А.А., Чернов С.С.</i>	399
Энергоэффективное управление асинхронным электроприводом по критерию постоянства перегрузочной способности <i>Смолин В.И., Топольская И.Г.</i>	402
Взаимосвязь качества электроэнергии и режима заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ <i>Кочура Д.В., Цивилёв И.Ю.</i>	405
Сопряжение генерирующих установок в гибридных системах электроснабжения <i>Сарсикеев Е.Ж., Шолохова И.И.</i>	408
Трехмерные солнечные батареи и их преимущества при использовании в высокоширотных областях Сибири. <i>Юрченко А.В., Юрченко В.И.</i>	412

Научное издание

**ЭНЕРГЕТИКА:
ЭФФЕКТИВНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ**

Материалы докладов XIX Всероссийской
научно-технической конференции