

Секция 3

Энергетическая безопасность и
энергосбережение**Клиентоориентированный подход к обеспечению надежности электроснабжения****Васильева М.В.***Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск*vas-mv@yandex.ru

Рассмотрение текущей ситуации в области обеспечения надежности электроснабжения в РФ естественно распадается на три аспекта:

- социопсихологический;
- технико-технологический;
- организационно-экономический.

Первый аспект предусматривает наличие критериев и норм, характеризующих надежность электроснабжения. Ранее требования по надежности определялись Правилами устройства электроустановок в рамках определения категории надежности. Сейчас нормы этого документа носят рекомендательный характер, и нормативные значения показателей надежности установлены только для потребителей третьей категории: допустимое число часов отключения в год составляет 72 часа, но не более 24 часов подряд, включая срок восстановления электроснабжения. Для первой и второй категории надежности границы этих показателей определяются сторонами договора об электроснабжении индивидуально, но они не могут быть больше соответствующих величин, предусмотренных для третьей категории [1, п.31(6)]. Таким образом, механизм категорирования потребителей электроэнергии в настоящее время теряет своё первоначальное значение.

На смену ему приходит концепция клиентоориентированности. В утверждённой от 3 апреля 2013 года Стратегии развития электросетевого комплекса РФ в области надежности электроснабжения поставлены задачи постепенно обеспечить адресное транслирование экономических эффектов по результатам деятельности сетевых компаний на конечных потребителей, а в долгосрочной перспективе «обеспечить диалог с потребителями об их приоритетах – надежности энергоснабжения или цены за соответствующий уровень надежности» [2].

Таким образом, в части обеспечения надежности электроснабжения России постепенно перенимает мировой опыт. За рубежом конечный потребитель самостоятельно определяет необходимый ему уровень надежности электроснабжения.

Очевидно, что для реализации такого подхода в России должны быть увеличены возможности электросетевых предприятий в технико-технологическом аспекте. В первую очередь, речь идет о необходимости установки систем АСКУЭ, позволяющих измерять и фиксировать показатели надежности электроснабжения, и доступности технических средств, позволяющих обеспечить конечному потребителю индивидуальный уровень надежности.

Привести в соответствие потребностям первого аспекта возможности второго можно при помощи разработки организационно-экономического механизма, или системы отношений между субъектами розничного рынка по поводу надежности электроснабжения с четким разделением прав и обязанностей сторон, а также однозначным определением взаимных финансовых обязательств.

За рубежом идея клиентоориентированности в обеспечении надежности электроснабжения реализуется при помощи двусторонних контрактов [3]. С учетом передовой мировой практики систему отношений между субъектами розничного рынка РФ в части обеспечения индивидуального уровня надежности предлагается строить на договорной основе.

В роли одной из сторон договора, предоставляющей соответствующую услугу, естественно рассматривать распределительную электросетевую компанию. Другой стороной – потенциальными заказчиками услуги – являются конечные потребители электрической энергии, не удовлетворенные текущим уровнем надежности электроснабжения.

Для того чтобы договорные отношения были жизнеспособны, необходимо выполнение следующих условий:

- стороны должны получить положительные экономические эффекты от заключения контракта;
- условия договора должны быть просты и прозрачны для участников;
- стороны договора должны строго выполнять свои обязанности, не нацеливаясь на получение дополнительного обогащения (другими словами, необходимо соблюдение принципа транспарентности отношений).

Предлагаемую схему отношений между сторонами по договору об обеспечении индивидуального уровня надежности электроснабжения иллюстрирует рисунок 1.

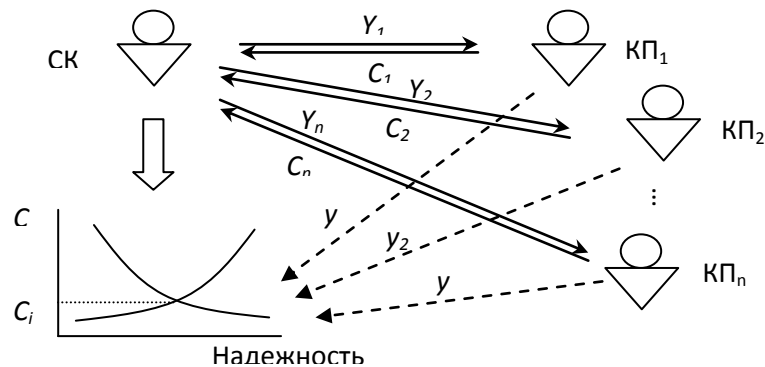


Рис. 1. Схема отношений субъектов розничного рынка по поводу обеспечения адресного уровня надежности электроснабжения

Клиенты (конечные потребители $КП_1, КП_2 \dots КП_n$) самостоятельно задают необходимую им надежность через определение размера компенсации y_i , которую они хотят получить в случае ограничения подачи электроэнергии за каждый недоотпущенный кВт*ч. Сетевая компания СК обязуется обеспечить требования потребителей за денежное вознаграждение C_i . В случае ограничения электроснабжения потребителя сетевая компания выплачивает ему компенсацию в размере

$$Y_i = y_i \cdot \Delta \mathcal{E}_i,$$

где $\Delta \mathcal{E}_i$ – недоотпуск электроэнергии i -му потребителю.

При условии выполнения принципа транспарентности отношений заявляемая потребителем величина компенсации равна его фактическим убыткам из-за ограничения электроснабжения. В этом случае с экономической точки зрения технический уровень надежности безразличен для потребителя, так как все убытки ему возмещаются. Чтобы у потребителя не было стимула завышать размер компенсаций, стоимость услуги C_i должна изменяться пропорционально его требованиям, т.е.

$$C_i = f(y_i)$$

Из полученных от потребителей денежных средств сетевая компания формирует целевой фонд для финансирования технических мероприятий для выполнения требований клиентов и возмещения возникающих у них из-за ненадежности убытков.

Очевидно, что целесообразность проведения технических мероприятий необходимо определять по критерию минимума суммарных издержек. Техническое решение будет эффективно, если требующиеся на его внедрение затраты меньше, чем снижение размера компенсационных выплат потребителю.

За счет предоставления вне рыночной услуги по обеспечению адресной надежности электроснабжения сетевые компании смогут:

- сформировать дополнительный целевой источник денежных средств, на размер и порядок образования которого не распространяется влияние регулятора розничного рынка электроэнергии;
- получить ценовые сигналы, позволяющие искать технические способы и средства эффективного обеспечения требуемого конкретным потребителям уровня надежности электроснабжения;
- осуществить адресные мероприятия, позволяющие извлекать экономический эффект от повышения надежности электроснабжения конкретного конечного потребителя.

С другой стороны, потребителю контракт по обеспечению индивидуальной надежности позволит

- во внесудебном порядке получать компенсацию за прерывания электроснабжения сверх нормативов, установленных в договоре, т.е. возмещение упущенной выгоды или понесенных убытков;
- снизить размер собственных единовременных капиталовложений на реализацию технических мероприятий по повышению уровня надежности электроснабжения.

Список литературы:

1. Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг // ПС Консультант плюс
2. Распоряжение Правительства РФ от 03.04.2013 № 511-р «Об утверждении Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации» / «Собрание законодательства РФ», 08.04.2013, № 14, ст. 1738.
3. Васильева М.В. Зарубежный опыт обеспечения надежности электроснабжения // Бизнес. Образование. Право. Вестник Волгоградского института бизнеса. – 2013, – № 4 (25), – С. 144-149.

Повышение энергоэффективности объектов при реконструкции производств изопрена и ски на ООО "Тольяттикаучук"

Деев М.А., Глухов Д.М.

ООО «Технопроект Синтез», Россия, г. Воронеж.

mitbor@rambler.ru

В настоящее время в РФ сложилась уникальная ситуация, когда, с одной стороны, очень много уцелевших после трудных времён конца прошлого века предприятий продолжают выпускать всё ещё конкурентоспособную и востребованную на рынке продукцию, а с другой - практически все они нуждаются в срочной модернизации из-за слишком высоких затрат, требующихся для поддержания основной деятельности, обусловленных устаревшими технологиями и изношенным оборудованием. Менеджмент подобных производств, осознавая важность обозначенных выше проблем [1], как правило, в первую очередь обращается к руководству профильных проектных институтов для выявления возможностей и глубины модернизации. Часто подобные обращения завершаются заключением договоров на проведение проектно-изыскательских работ (ПИР).

В настоящей работе мы представляем один из аспектов современного проектирования в части энергосбережения, реализованный при разработке проектной документации "Реконструкция производства изопрена синтетического каучука изопренового на ООО "Тольяттикаучук".

Проектной документацией [2] по реконструкции производства синтетического каучука изопренового (СКИ) предусмотрено увеличение мощности производства СКИ до 120 тыс. т/год, а также увеличение мощности метилтребутилового эфира (МТБЭ) до 120 тыс. т/год с учетом мощности вновь проектируемой установки синтеза МТБЭ 60 тыс. т/год.

Производство состоит из следующих установок:

Установки получения изопрена (ИП) - 4 шт.

Операторные производств - 5 шт.

Отделения производств - 4 шт.

Основные показатели, характеризующие удельную величину расхода энергетических ресурсов в зданиях, строениях и сооружениях по помещениям предприятия представлены в табл. 1.

Таблица 1.

№ п/п	Показатель	Ед.измер.	Значение
1	Расчётная температура воздуха помещений в холодный период года	⁰ С	+22
2	Расчётная температура наружного воздуха в холодный период года	⁰ С	-36
3	Средняя температура наружного воздуха в холодный период года	⁰ С	-5,2
4	Продолжительность отопительного периода	сут.	203
5	Градусо-сутки отопительного периода	ГСОП	5522
6	Общая мощность электродвигателей систем вентиляции зданий и сооружений	N, кВт	233,44

Инженерно-технические решения проектируемых зданий приняты с учётом их функциональных назначений, технологических процессов, климатических и инженерно-геологических условий площадки строительства, технического задания и действующих нормативных документов [3-6].

Сбережение как тепловой, так и электрической энергии предусматривается за счёт следующих мероприятий:

- автоматическое регулирование теплоотдачи нагревательных приборов при помощи термостатических регулирующих клапанов;
- качественное регулирование параметров теплоносителя калориферов приточных установок автоматизированными смесительными насосными узлами;
- применение трубопроводов из полипропилена, имеющих меньшие гидравлические сопротивления;
- диаметры трубопроводов подобраны с учетом допустимых скоростей движения жидкости во избежание больших потерь на трение;
- устройство систем авторегулирования теплопотребления приточных установок;
- тепловая изоляция внешних трубопроводов систем отопления и теплоснабжения;
- установка экономичного и энергоэффективного оборудования в части потребления электрической энергии, соответствующего требованиям государственных стандартов и других нормативных документов;
- применение люминесцентных светильников с повышенными светотехническими характеристиками и меньшей мощностью;
- применения для электроосвещения экономичных светодиодных и люминесцентных ламп;
- автоматическое управление наружным электроосвещением и освещением входов зданий в зависимости от уровня естественного освещения посредством фотореле и суточных таймеров;
- применение в схемах управления приводами технологического оборудования частотных преобразователей;
- применение современных электродвигателей с высоким значением коэффициента мощности $\cos\varphi$;
- компенсация реактивной мощности посредством установки конденсаторных блоков на секциях ГРЩ-0,4 кВ в РП, РУНН-0,4 кВ в подстанциях.

Контроль за потреблением электроэнергии обеспечивают счётчики технического учёта на вводах 6/0,4 кВ в РП-0,4 кВ.

Для достижения максимальной эффективности в расходовании энергетических ресурсов требуется реализация всех заложенных в проектную документацию перечисленных выше мер.

Как правило, контроль за соблюдением заложенных решений возлагается на проектную организацию, которая обеспечивает авторский надзор за строительством с оформлением всей необходимой в таких случаях документации.

Список литературы:

1. Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
2. ИП 120-00-ЭЭ. Проектная документация. Реконструкция производств изопрена и СКИ на ООО «Тольяттикаучук». Раздел 10(1). Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащённости зданий, строений и сооружений приборами учёта используемых энергетических ресурсов.
3. СНиП-23-02-2003 «Тепловая защита зданий».
4. СНиП 31-0302001 «Производственные здания».
5. СНиП 2.09.04-87* «Административные и бытовые здания».
6. СНиП-23-02-2003 «Тепловая защита зданий».

Утилизатор тепла и холода вентиляционного воздуха с целью энергосбережения в жилых зданиях**Захаров А.А., Низовцев М.И.***Новосибирский Государственный Технический Университет, Россия, г. Новосибирск**Институт теплофизики СО РАН, Россия г. Новосибирск*pharaon13@mail.ru

В рамках Федерального закона № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности...» поставлена задача значительного снижения энергозатрат при эксплуатации зданий. К 2020 году должно быть достигнуто снижение энергоемкости ВВП на 40% к уровню 2007 года. Особенно остро проблема стоит в жилищном секторе. Наибольшие возможности снижения энергопотребления зданий связаны с совершенствованием систем вентиляции и с утилизацией тепла и холода вентиляционного воздуха [1].

Проблема вентиляции жилых и производственных зданий стала более острой в связи с повышением герметичности современных окон и дверей и ростом коммунальных тарифов. Современные окна и двери обладают высокими теплоизоляционными и акустическими характеристиками, однако почти полностью перекрывают приток свежего воздуха, который традиционно обеспечивался инфильтрацией через неплотности дверных и оконных проемов. Установка дополнительных воздушных клапанов в большинстве случаев оказывается мало эффективной, как с точки зрения энергосбережения, так и с точки зрения организации воздухообмена. В больших офисных и производственных зданиях эта проблема решается использованием крупных центральных систем вентиляции и кондиционирования. В коттеджах и многоквартирных домах она остается пока практически нерешенной.

В настоящее время наиболее широко применяются следующие типы воздушных утилизаторов тепла и холода:

- рекуперативного типа на базе пластинчатых воздухо-воздушных теплообменников [2];
- регенеративные вращающейся [3];
- с промежуточным теплоносителем [4].

В тоже время активно продолжаются работы по разработке новых перспективных конструкций таких аппаратов [5,6].

При сходных массогабаритных показателях наибольшей энергетической эффективностью обладают регенеративные вращающейся теплоутилизаторы (80–95%), далее следуют рекуперативные (до 65%) и менее эффективны теплоутилизаторы с промежуточным теплоносителем (45–55%).

По своему исполнению в многоэтажных жилых зданиях теплоутилизаторы могут быть центральными на все здания или группу квартир и индивидуальными, поквартирными.

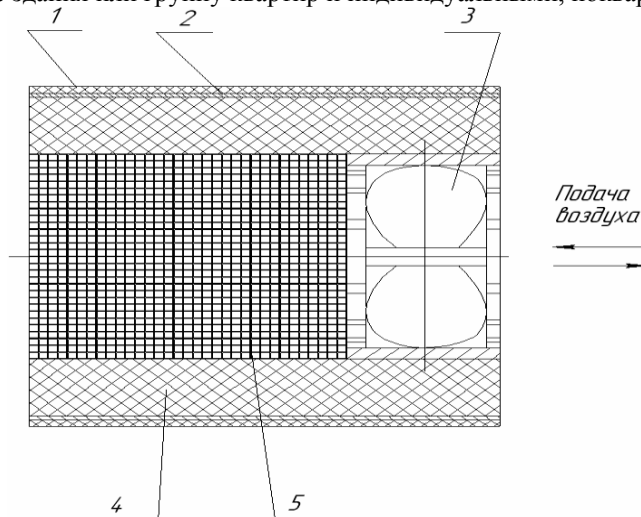


Рис.1. Конструкция регенеративного теплообменника с периодически изменяемым направлением прокачиваемого воздуха: 1 - корпус регенератора; 2 - теплоизоляционная фольга; 3 – вентилятор; 4 – теплоизоляция; 5 - регенеративная насадка.

По своим конструктивным особенностям теплоутилизаторы с промежуточным теплоносителем малоприспособлены для индивидуальной поквартирной вентиляции, и поэтому на практике их используют для центральных систем.

Одним из новых подходов к снижению энергозатрат при обеспечении необходимой циркуляции воздуха в помещении является использование локальных систем вентиляции с утилизацией теплоты удаляемого из помещения воздуха. Одним из таких перспективных теплоутилизаторов вентиляционного воздуха является регенеративный теплообменник с периодически изменяемым направлением прокачиваемого воздуха (рис.1.).

В аппарате направление движения воздуха периодически изменяется. Во всех каналах регенератора происходят одинаковые процессы теплообмена, поэтому можно рассматривать единичный канал. Процесс теплообмена в канале насадки является установившимся. Температура поверхности канала изменяется подлине насадки и по времени.

Принимаются следующие допущения:

- регенератор теплоизолирован, поэтому потери тепла из насадки в окружающую среду отсутствуют;

- теплообмен в насадке происходит без конденсации паров влажного воздуха;

- теплофизические свойства регенератора и воздуха постоянны;

- время прохождения воздуха через регенератор намного меньше, чем время цикла.

Процессы тепломассопереноса в регенераторе для воздуха и насадки описываются дифференциальными уравнениями (1) и (2).

$$G c_B \frac{\partial T_B}{\partial z} + c_B \rho_B s \frac{\partial T_B}{\partial \tau} + p \alpha (T_B - T_H) = 0 \quad (1)$$

$$\lambda_H c_H \frac{\partial^2 T_H}{\partial z^2} + p \alpha (T_H - T_B) + c_H \rho_H s_H \frac{\partial T_H}{\partial \tau} = 0 \quad (2)$$

Здесь: T_B — температура воздуха; T_H — температура насадки; s — площадь проходного сечения канала; ρ_B — плотность воздуха; p — периметр проходного сечения канала; α — коэффициент теплоотдачи; ρ_H — плотность материала насадки; s_H — площадь поперечного сечения насадки; λ_H — теплопроводность материала насадки, G — массовый расход воздуха; c_B — теплоемкость воздуха; c_H — теплоемкость материала насадки.

Начальное условие (3) для уравнения (1) аналогично (2) с различием, что для (1) условие для $T_B(\tau=0)$:

$$T_H(\tau=0) = T_{in} - \frac{(T_{in} - T_{out})z}{L}, \quad (3)$$

Где L — длина канала.

Граничные условия (4) для уравнения (2) приняты с учетом допущения, что насадка теплоизолирована:

$$\left(\frac{\partial T_H}{\partial z} \right)_{z=0} = 0; \quad \left(\frac{\partial T_H}{\partial z} \right)_{z=L} = 0 \quad (4)$$

Таким образом, тепловой расчет процессов тепломассопереноса в канале регенеративного теплообменника сводится к совместному решению дифференциальных уравнений (1), (2) с краевыми условиями (4) и начальным условием (3). Для решения дифференциальных уравнений применяется метод разностных аналогов.

Первые попытки запрограммировать модель регенеративного теплоутилизатора, проводились в г. Санкт-Петербурге [7].

Для выполнения расчета необходимо задать геометрию насадки, теплофизические характеристики материала насадки и теплоносителя и параметры работы регенератора. Результатом расчета в программе являются коэффициент теплоотдачи и коэффициенты аккумуляции и регенерации, а также температурные поля по временным слоям.

Список литературы:

1. ТРУДЫ АВОК—4—2004. Технические рекомендации по организации воздухообмена в квартирах многоэтажного жилого дома.— М.: АВОК-ПРЕСС, 2004.
2. <http://www.daikin-rus.com/opisanie31.htm>
3. Васильев В.А., Каменецкий К.К., Экспериментальное исследование регенеративного теплообменника и анализ тепловых процессов.// Холодильная техника и кондиционирование.

4. <http://www.recuperators.ru/information/recuperators/fluid.php>
5. Низовцев М.И. Экспериментальное исследование динамических и тепловых характеристик дискового вентилятора - регенератора тепла вентиляционного воздуха. Известия Вузов. Строительство, 2007г, № 10, с.46-50.
6. Ланда Ю.И. Децентрализованная рекуперативная вентиляция квартир. Спецвыпуск журнала Энергосбережение, 2012г, № 12, с.40-43.
7. Васильев В.А., Гаврилов А.И., Каменецкий К.К., Соболев Е.В. Параметрическое исследование регенеративного теплообменника.// Вестник МАХ, 2010, №1

Расчет тепловых потерь при совместной прокладке трубопроводов тепловых сетей в условиях крайнего севера

Игнатьев В.С., Иванов В.А.

*Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН, Россия, г. Якутск
a.p.shadrin@iptpn.ysn.ru*

Режим потребления тепловой энергии зависит от многих факторов. Основными из них являются режим работы предприятий, тепловые нагрузки отапливаемых зданий, потребление горячей воды населением, предприятиями и тепловые потери тепловыми сетями. Тепловая энергия является товаром и ее качество должно отвечать требованиям документов, регулирующих взаимоотношения между потребителями тепловой энергии и теплоснабжающими организациями.

При транспортировке тепловой энергии потребителям по тепловым сетям происходит потеря тепловой энергии, которая влияет на общую выработку тепловой энергии на источнике теплоты, так как эти потери могут достигать значительных величин в зависимости от многих факторов.

Определение потерь теплоты при транспортировке теплоносителя в условиях Севера, мало изученная проблема и зачастую величину тепловых потерь тепловыми сетями принимают без достаточных обоснований по нормативам, разработанным для Западных районов России. Климатические условия Центральной и Западной России очень сильно отличаются от климатических условий Якутии. [1]. Эти климатические условия предопределили тип прокладки тепловых сетей и трубопроводов. В г. Якутске после многих неудачных результатов применения наземной прокладки тепловых сетей в непроходных каналах и подземной прокладки в проходном канале, постепенно отказались от таких видов прокладки в пользу наземной прокладки по отдельно стоящим опорам. Но приняв наземную прокладку тепловых сетей, не были разработаны нормативные документы, регламентирующие тепловые потери при таком способе прокладки в условиях сурового климата Крайнего Севера со сверхнизкой температурой воздуха (ниже минус 30°C), где часто происходит образование «морозного тумана» при температурах ниже минус 40°C, влияние которой на фактическое состояние тепловой изоляции вообще не изучено, где еще не изучены теплообменные процессы при эксплуатации тепловой сети. Кроме этого существует проблема предохранения замерзания воды в водопроводе, которая прокладывается в тепловых сетях совместно с трубопроводами сетевой воды.

В районах Крайнего Севера, где расположен город Якутск, в последнее время в основном предусматривается наземная прокладка тепловых сетей. Тепловые сети и магистральные и распределительные принадлежащие ОАО «Якутскэнерго» проложены по высоким отдельно стоящим опорам – наземно. Принятый тип прокладки имеет как положительные, так и отрицательные стороны. Этот способ прокладки было продиктовано мерзлотно-грунтовыми условиями и равнинным расположением города. Мерзлотно-грунтовые условия при подземной прокладке требуют дорогостоящих мероприятий по их сохранению, а вторая причина также требует не менее дорогостоящих мероприятий при отсутствии ливневой канализации в городе по отводу дренажных вод из каналов.

Величина тепловых потерь трубопроводами тепловых сетей зависит от:

- вида теплоизоляционной конструкции и применяемых в ней теплоизоляционных материалов;
- температурного режима и продолжительности работы тепловой сети;
- параметров окружающей среды;
- от материальной характеристики тепловой сети;
- срока и условий эксплуатации.

В г. Якутске в качестве тепловой изоляции в основном применяются минераловатные маты, пенополиуретан и базальтовое супертонкое волокно.

Для теплоизоляционного слоя трубопроводов тепловой сети применяются материалы и изделия со средней плотностью не более 400 кг/м^3 и теплопроводностью не более $0,07 \text{ Вт/(м} \cdot ^\circ\text{C)}$ при температуре 25°C и влажности, указанной в ГОСТ и ТУ на эти материалы.

Расчет толщины тепловой изоляции трубопроводов тепловой сети при надземной прокладке производится по нормированной плотности теплового потока через изолированную поверхность по таблицам 1 и 2 обязательного приложения 4* СНиП 2.04.14-88*.

За расчетную температуру окружающей среды принимается:

- для трубопроводов тепловых сетей (водопровод, трубы горячего водоснабжения) по нормированной плотности теплового потока – среднюю за год;
- для трубопроводов тепловых сетей (подающий и обратный), работающих только в отопительный период, среднюю, за период со среднесуточной температурой наружного воздуха 8°C и ниже.

Значительное влияние на теплопроводность влияет температура, при которой они эксплуатируются. Это связано с повышением теплопередачи путем лучеиспускания и конвекции. Одним из способов передачи тепловой энергии является излучение, которая представляет собой превращение части внутренней энергии одного тела в энергию электромагнитных волн, которая распространяется в полностью или частично пропускающей это излучение среде и поглощается другим телом.

При совместной прокладке трубопроводов в одной оболочке происходит сложный лучистый теплообмен, который состоит для любого одного из этих трубопроводов из собственного излучения отраженного от других трубопроводов и отраженного собственного излучения. Прокладка этих трубопроводов производится на одном уровне на определенном расстоянии друг от друга, и лучистый теплообмен происходит между двумя этими трубопроводами.

При раздельной прокладке тепловых сетей и водопровода для предохранения последней от замерзания применяются следующие методы:

- принудительный сброс водопроводной воды в канализационную сеть через домовые приборы;
- прокладку с тепловым сопровождением (спутником);
- постоянную циркуляцию воды в водопроводе;
- электрообогрев (электрический спутник).

Одним из наиболее рациональных способов предохранения водопровода от замерзания является совмещенная прокладка водопровода с трубопроводами систем отопления зданий, которые обеспечиваются водой.

Для предохранения воды в водопроводе от замерзания при надземной прокладке практикуется совместная прокладка водопровода с трубопроводами тепловых сетей (обратным или подающим трубами в отдельности или обоими вместе в общей теплоизоляции в одном кожухе). В некоторых случаях в распределительных квартальных сетях в общей теплоизоляции (в одном кожухе) прокладываются кроме подающей и обратной трубы, трубы горячего водоснабжения. В итоге получается способ прокладки не отраженный в нормативных документах по теплоснабжению. При этом способе совместной прокладки труб разного назначения происходит сложный теплообменный процесс между этими трубами и связанный с этим процессом теплотери этой конструкции в окружающую среду (наружный воздух).

Расчет тепловых потерь при совместной прокладке водопровода с обратным трубопроводом систем отопления имеет свои особенности, которая характеризуется при этом увеличением суммарных теплотерь. При таком виде прокладки теплообмен между обратным трубопроводом, водопроводом и окружающим воздухом происходит в зависимости от толщины и вида теплоизоляционного материала, от диаметров труб и расстояния между ними и параметров окружающей среды (воздуха). Также происходит изменение теплофизических свойств теплоизоляционных материалов, применяемых в ограждающих конструкциях в период эксплуатации, которая происходит под воздействием внешних факторов таких как:

- изменение температуры и влажности наружного воздуха;
- температура и влажность воздуха внутри изоляции.

Для определения влияния всех этих факторов на величину тепловых потерь при совместной прокладке водопровода с трубопроводами сетевой воды необходимо разработать

методику решения величины тепловых потерь при совмещенной прокладке в одной изоляции труб отопления с водопроводом.

Общий алгоритм решения для разных вариантов отличаются диаметрами труб, расстояниями между ними, видом и толщиной теплоизоляции, а также климатическими условиями местности.

Во-первых, определяем температуру воздуха внутри кожуха совместной теплоизоляции. Далее определяем тепловые потери через теплоизоляцию:

- q_1 – через теплоизоляцию, облегающей обратный трубопровод сетевой воды;
- q_2 – через нижнюю часть теплоизоляции на месте полости;
- q_3 – через верхнюю часть теплоизоляции на месте полости;
- q_4 – количество теплоты, воспринимаемой водопроводом внутри полости;
- q_5 – потеря теплоты через теплоизоляцию, облегающей водопровод.

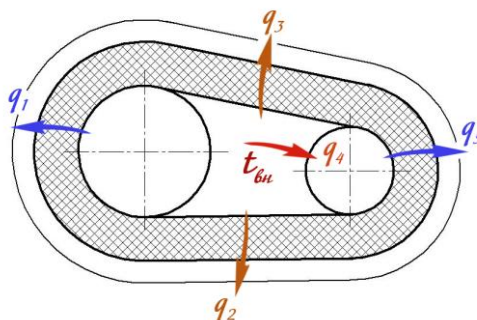


Рис.1. Схема тепловых потоков при совместной прокладке трубопроводов.

Разница между суммой этих потерь теплоты, не включая потерь теплоты через теплоизоляцию, облегающей водопровод, и величины тепловых потерь в случае отдельно проложенного трубопровода сетевой воды и будет дополнительная потеря теплоты при совместной прокладке водопровода и трубопровода сетевой воды.

По этой методике были проведены расчеты при совместной прокладке обратного трубопровода с диаметрами $d_n=57$ и 219 мм с водопроводом с диаметром трубы $d_n=108$ мм. В результате получилось, что при совместной прокладке этих трубопроводов величина теплопотерь обратного сетевого трубопровода увеличилась, в случае с $d_n=57$ мм на 39%, при $d_n=219$ мм на 65,5%. Наибольшее количество теплоты (более 43%) было отдано поверхностью обратного трубопровода внутри кожуха на нагрев водопровода, около 30% затрачивается самим трубопроводом сетевой воды через теплоизоляцию в окружающую среду, а остальная часть уходит через теплоизоляцию с кожуха.

Таким образом, при совместной прокладке трубопроводов сетевой воды и водопровода, теплопотери обратного трубопровода увеличиваются от отдельно изолированного обратного трубопровода. Но при такой прокладке решается проблема предохранения замерзания воды в водопроводе, что не менее важно для суровых холодных зим в Якутии.

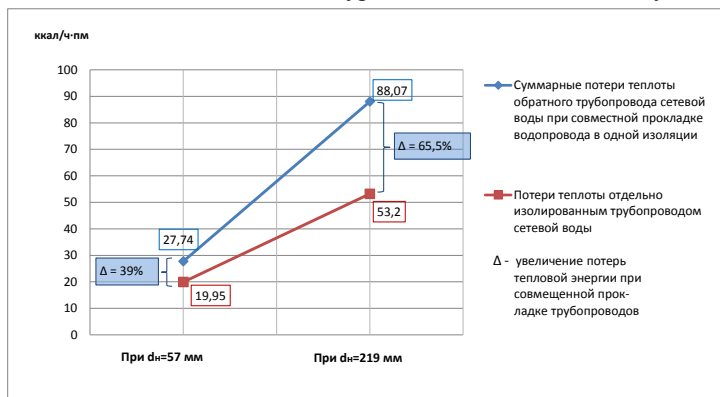


Рис. 2. Увеличение потерь тепловой энергии при совместной прокладке обратного трубопровода сетевой воды и водопровода в одной изоляции.

Для проверки расчетных значений тепловых потерь при эксплуатации тепловых сетей необходимо проводить инструментальные обследования для оценки эффективности работы системы теплоснабжения в целом, а также его отдельных элементов. Обследования проводятся в соответствии СО 153-34.20.523(3)-2003. [4]. МДК-03.2001.[5]. РД 34.09.255-97.[6].

Одним из последних внедренных методов контроля соответствия фактических потерь теплоты с нормативными значениями и заложенными при проектировании тепловых сетей является инфракрасная диагностика. Это метод неразрушающего контроля на основе современных приборов, которые позволяют обследовать и замерять тепловое поле вокруг обследуемого объекта.

Список литературы:

1. Пособие к СНиП 23-01-99 «Строительная климатология». –М., 2006.
2. СНиП 2.04.14-88* «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов». Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 2002. – 28 с.
3. СП 41-103-2000. Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов. Госстрой России, 2001. – 42 с.
4. СО 153-34.20.523(3)-2003. Методические указания по составлению энергетической характеристики для систем транспорта и распределения тепловой энергии по показателю «Тепловые потери». –М.: Минэнерго РФ, 2003.
5. МДК-03.2001. Методика определения нормативных значений показателей функционирования водяных тепловых систем коммунального теплоснабжения. –М., Госстрой России, 2001.
6. РД 34.09.255-97. Методические указания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях. –М.: СПО ОРГРЭС, 1998.

О показателях энергетической эффективности

Литвак В.В., Климова Г.Н.

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет
gariki@tpu.ru*

Федеральный закон №261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» [1] предусматривает осуществление государственного контроля, поддержки и регулирования действий, направленных на экономию энергетических ресурсов. При этом под энергетической эффективностью понимаются характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю.

Таким образом, значительная часть потребляемых топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) может быть исключена из рассмотрения, поскольку не создает измеряемого полезного эффекта. Примерами такого безэффективного использования могут являться потребление ТЭР в быту, на транспорте, в сфере услуг и т.д. Доля такого “безэффективного” потребления достаточно велика.

В связи с этим представляется целесообразным попытаться искусственно сформулировать “универсальный” критерий эффективности, который позволит сопоставлять полезность использования ТЭР на всех уровнях.

Под энергосбережением понимается “реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых ТЭР...”. Сегодня повсеместно создаются программы энергосбережения, планы энергосберегающих мероприятий и т.п. При этом остается без внимания то обстоятельство, что возможность энергосбережения на каком-либо объекте является свидетельством дисгармонии в составе, структуре и работоспособности этого объекта. Действительно, выявление возможности энергосбережения свидетельствует либо о несовершенстве норм и правил по которым был создан этот объект, некомпетентности создателей (проектировщиков, эксплуатационников) этого объекта, заложивших в его конструкцию избыточное энергопотребление, либо о несовершенстве правил и некомпетентности лиц, обнаруживших наличие и потенциал энергосбережения. И в том, и в другом случае нужно реализовывать новые технологии, правила, нормы и регламенты

совершенствования систем энергообеспечения по энергоэффективности. Какое место на этом пути за программами энергосбережения – большой вопрос.

В мировой практике в качестве основного показателя используемого для сравнения энергетической эффективности стран используется энергоёмкость валового национального продукта (ВНП). Она определяется как отношение суммарного потребления энергетических ресурсов, выраженного в тоннах нефтяного эквивалента (т н.э.) к величине валового национального продукта, произведенного в отраслях экономики на территории государства.

Таблица 1 – Энергоёмкость ВНП* некоторых стран Мира, т н.э./1000 единиц национальной валюты

№	Страна	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
1	Россия	0,069	0,057	0,047	0,037	0,030	0,024	0,020	0,016
2	Канада	0,226	0,216	0,210	0,202	0,194	0,182	0,173	0,162
3	США	0,221	0,215	0,205	0,195	0,185	0,172	0,167	0,154
4	Франция	0,178	0,171	0,167	0,161	0,155	0,147	0,137	0,131
5	Германия	0,167	0,154	0,155	0,154	0,149	0,146	0,134	0,133
6	Великобритания	0,218	0,195	0,187	0,176	0,168	0,159	0,150	0,132
7	МИР в целом	-	-	-	-	-	-	-	0,191

Примечание: * - по данным [2] Международного энергетического агентства. Валовой национальный продукт выражен в текущих ценах.

Показатель энергоёмкости валового национального продукта пригоден для сопоставления эффективности использования энергоресурсов разных стран. Что же касается сопоставления энергоэффективности объектов внутри страны, то энергоёмкость ВНП непригодна, так как ВНП статистически вычисляется только для страны в целом. Для оценки эффективности использования энергоресурсов на уровне региона, муниципального образования или предприятия может быть использована энергоёмкость производства валовой добавленной стоимости.

Валовая добавленная стоимость Томской области за ряд лет характеризуется следующими значениями (см. рис. 1). Здесь же приведены характеристики потребления энергоресурсов и энергоёмкости ВДС.

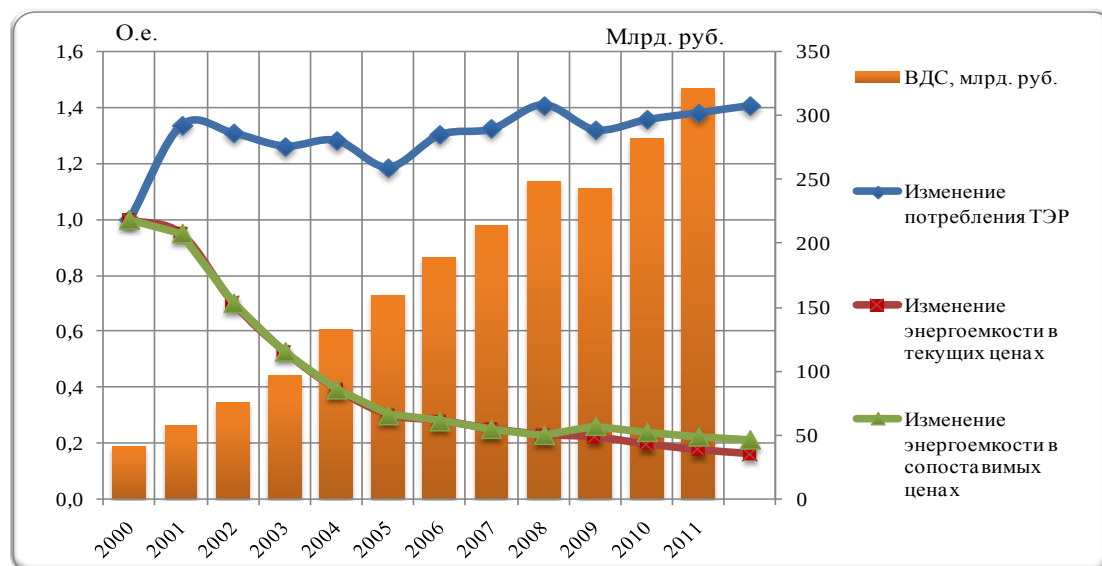


Рис. 1. Сопоставление динамики создания ВДС (млрд. руб., потребления топливно-энергетических ресурсов*, о.е., энергоёмкости создания ВДС в текущих и сопоставимых условиях**, о.е.). * - дана оценка изменения относительно 2000 года, ** - сопоставимые условия, начиная с 2008 года

Числовые характеристики энергоемкости валового внутреннего продукта в Томской области приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Энергоемкость ВВП Томской области

Годы	ВДС*		Потребление ТЭР, тыс. т у.т.	Энергоемкость ВДС	
	всего, млрд. руб.	на душу населения, тыс. руб./чел.		г у.т./руб.	% к предыдущему году
2000	40,5	38,5	7293,3	179,9	-
2001	57,0	54,3	9751,0	170,9	95,0
2002	75,5	72,2	9554,5	126,5	74,0
2003	97,1	93,3	9212,9	94,9	75,0
2004	132,4	127,7	9359,8	70,7	74,5
2005	159,6	154,3	8663,7	54,3	76,8
2006	188,8	182,8	9507,3	50,4	92,8
2007	214,5	207,2	9656,9	45,0	89,4
2008	248,9	239,8	10287,1	41,3	91,8
2009	242,5	232,5	9637,6	39,7	96,2
2010	281,7	269,8	9900	35,15	88,43
2011	320,7	305,7	10082	31,44	89,45
2012	355	337,1	10265	28,92	91,97

*Примечание. По данным сайта Федеральной службы государственной статистики <http://gks.ru> и данным территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Томской области [3, 4].

Преимущество ВДС по сравнению с ВВП (ВРП) для оценки энергоэффективности состоит, прежде всего, в том, что ВДС начисляется в ценах производителя, а ВРП – в конечных рыночных ценах. Это дает основание предположить более тесную взаимосвязь и взаимозависимость ВДС и энергопотребления.

Энергоемкости отраслевых комплексов в Томской области в 2009 году различаются в широких пределах (рис. 2).

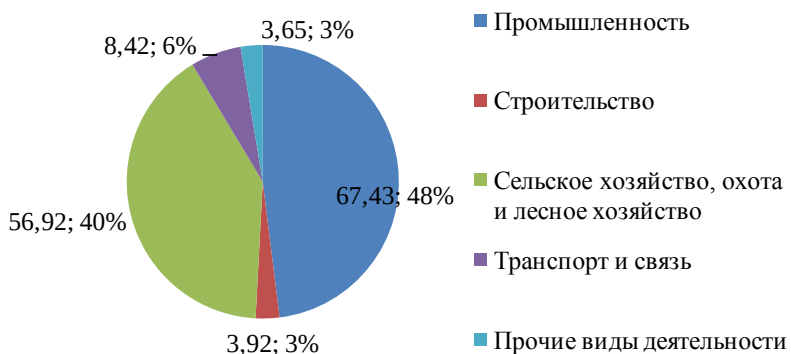


Рис. 2. Энергоемкость производства в некоторых отраслевых комплексах Томской области, 2009г., г у.т./руб.

Энергоемкости производства 1 руб. ВДС, 1 руб. заработной платы и расход топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) на 1 работника по видам экономической деятельности в 2009 году представлены в табл. 3.

Наибольшая энергоемкость ВДС (216,4 г у.т./р.) и расход ТЭР на 1 работника (119,8 т у.т.) наблюдаются при производстве и распределении электрической энергии, газа и воды (доля создаваемой ВДС 2,3%), наименьшая энергоемкость производства ВДС (1,3 г у.т./р.) и расхода ТЭР на 1 работника (0,4 т у.т.) отмечена в организациях оптовой и розничной торговли (доля

создаваемой ВДС 5,5%). Энергоемкость производства ВДС добывающими отраслями промышленности, которые создают 51% валовой добавленной стоимости равна 13,43 г у.т./р. (4 место).

Таблица 3 - Удельные показатели потребления ТЭР по видам экономической деятельности, 2009г.
В Томской области

	С\х, охота и л\х	Добыча полезных ископаемых	Обрабатывающие производства	Пр-во ЭЭ, газа, воды	Строительство	Оптовая и розничная торговля	Транспорт, связь	Прочие ВЭД*
Энергоемкость ВДС, г у.т./1р.	13	17,2	124,7	216,4	6,8	1,3	11	83
Энергоемкость заработной платы, кг у.т./1 руб.	0,417	1,716	3,151	1,498	0,01	0,032	0,295	0,958
Расход ТЭР на одно рабочее место, т у.т./чел.	3,8	89,4	52,3	119,8	2,1	0,4	7,4	11,1

Анализ индикаторов энергетической эффективности, приведенный выше показывает, что все они не обладают важным в данном случае свойством – свойством универсальности и применение любого из них по отдельности не дает существенных преимуществ. Поэтому необходимо искать такой показатель энергетической эффективности, который вобрал бы в себя и производственное потребление энергоресурсов и потребление, направленное на цели жизнеобеспечения. В связи с этим предлагается рассмотреть комплексный показатель, который составлен из энергоемкости производства E_o и энергоемкости жизнеобеспечения E_k – универсальный критерий энергоэффективности (УПЭ):

$$УПЭ = E_o + E_k = \frac{W_o}{ВДС} + \frac{W_k}{k \cdot N} = \frac{W_o \cdot k \cdot N + W_k \cdot ВДС}{ВДС \cdot k \cdot N},$$

где k , руб./чел. – удельная стоимость потребительской корзины, N – численность населения, W_o , тыс. т у.т. – потребление ТЭР на создание ВДС, W_k , тыс. т у.т. – потребление ТЭР на жизнеобеспечение, учитывая, что $W_o + W_k = W$ – общее потребление ТЭР, и $W_k = \alpha W$, $W_o + W_k = W$ получим:

$$УПЭ = \frac{(1-\alpha) \cdot W \cdot k \cdot N + \alpha W \cdot ВДС}{ВДС \cdot k \cdot N} = \frac{W}{ВДС \cdot k \cdot N} \cdot (k \cdot N + \alpha(ВДС - k \cdot N)),$$

где α – доля энергоресурсов, потребляемая для жизнеобеспечения человека, от суммарного потребления ТЭР.

Таблица 4 - Сопоставление критериев эффективности объектов

Наименование	ВДС, млн. руб.	Энергоемкость ВДС, кг у.т./руб.	Численность населения, тыс. чел.	Потребление ТЭР на человека, кг у.т./чел.	k, руб./чел.	Критерий УПЭ, кг у.т./руб.
Красноярский край	605119	0,063	2890	1480	9015,3	1,476
Кемеровская область	471124	0,053	2822,7	1549	7057,8	1,268
Томская область	198834	0,042	1046,7	1701	8641,3	0,930
г. Томск	76111	0,043	545,7	1338	8641,3	0,698
Томский район	5574	0,028	66,8	55,4	8641,3	0,267

Кожевниковский район	2334	0,008	22,3	272	8641,3	0,099
Асиновский район	1533	0,009	36,4	217	8641,3	0,049

Сопоставление универсального показателя энергетической эффективности, произведенное для некоторых территориальных образований Томской области, а также рассчитанное для Кемеровской области и Красноярского края, представлено в таблице 4.

Как показывают данные, представленные в табл. 4, универсальный показатель энергоэффективности может быть определен для любого объекта, потребляющего энергоресурсы, что позволяет сравнивать эти объекты, судить об эффективности программ энергосбережения и выстроить сквозную систему оценки энергоэффективности предприятия, муниципального образования, города, отрасли и страны в целом.

Список литературы:

1. Закон РФ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности» №261-ФЗ от 23.11.2009г.
2. Сайт Международного энергетического агентства// <http://iea.org>.
3. Сайт Федеральной службы государственной статистики// <http://gks.ru>.
4. Сайт Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Томской области// <http://tmsk.gks.ru>.

Оценка объективно-обусловленного спроса на энергоресурсы с учетом потребительской корзины

Климова Г.Н.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Энергосбережение – свидетельство диссонанса (дисгармонии) в составе, структуре, производительности системы энергообеспечения: производства, поставки и потребления ТЭР.

Выявление объемов и возможностей энергосбережения при разработке долгосрочных целевых программ повышения энергетической эффективности свидетельствует о некомпетентности создателей этой системы, сформировавших избыточные объемы энергопотребления.

В этом случае необходимо искать новые пути или технологии совершенствования систем энергообеспечения по энергоэффективности и уточнять нормативы гармонизации энергопотребления, а не создавать эфемерные программы энергосбережения.

Спрос на топливно-энергетические ресурсы формируется спонтанно от достигнутых объемов потребления, а итоговые нормативы (показатели энергетической эффективности) складываются из того, что получилось.

Объективных признаков для оценки того, сколько нужно топливно-энергетических ресурсов для обеспечения энергетических потребностей территории, на данный момент нет. Оценка идет по тому «сколько получилось». В связи с этим выдвинуто предположение, что оценку энергетических потребностей территории можно с достаточной степенью точности провести, ориентируясь на данные потребительской корзины. В том числе устанавливать нормативы энергопотребления, рассчитывать показатели энергетической эффективности предприятия и территории не на основе сложившихся связей, а по потребительской корзине.

Оценка энергетических потребностей на основе энергетической потребительской корзины способствует созданию объективных рубежей (границ) энергопотребления территории и ограничивает расточительство со стороны промышленно-производственного комплекса.

«Корзина» регулирует энергетическое меню в зависимости от объективных внешних условий.

Площадь территориального образования и территория действия предприятия различаются – возникает идея разработки топливно-энергетического баланса по производственным границам, а не по административным.

Создание модели межотраслевых связей по топливно-энергетическим ресурсам на основе потребительской корзины через:

- статистические взаимосвязи потребления ТЭР и объемов производства продукции видами экономической деятельности;
- взаимосвязи добычи, производства, ввоза, вывоза и конечного потребления ТЭР;
- погодные, климатические, метеорологические, географические и другие особенности регионов и их влияние на спрос ТЭР;
- модели межстатейных и межвидовых связей для оценки суммарного спроса ТЭР;
- статистические взаимосвязи потребления электроэнергии, тепла и топлива;
- взаимосвязи потребления ТЭР по видам экономической деятельности (жилищно-коммунальное хозяйство – население и т.д.);
- временные характеристики взаимосвязей потребления;
- исторические характеристики спроса ТЭР в регионе;
- взаимосвязи и модели региональных, муниципальных и квартальных объектов.

Оценка и доказательство универсальности полученной модели межотраслевых связей в других регионах и стране в целом и устойчивость результатов оценки коэффициентов взаимосвязей во временной ретроспективе.

Аналитический обзор показателей для прогнозной модели топливно-энергетического баланса СФО

Леонова В.К., Климова Г.Н.

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет
gariki@tpu.ru*

В данной работе авторами проведен анализ статистических и расчетных показателей, оказывающих существенное влияние на энергопотребление территории (на примере Сибирского федерального округа (СФО)).

В качестве значимых показателей рассматриваются: динамика и структура по видам экономической деятельности валового регионального продукта (ВРП), демографические тенденции, социально-экономическая структура и денежные доходы населения, отраслевая структура топливно-энергетического баланса (ТЭБ) и структура ТЭБ по видам топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), удельные потребления ТЭР на душу населения, энерго- и электроемкости производства ВРП в сопоставимых и текущих ценах.

Энергосбережение и энергоэффективность являются наиболее актуальными вопросами в сегодняшней повестке дня во всем Мире. Должное внимание уделяется им и в России. Так принятие в 2008 году закона президента №889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности экономики страны», в 2009 году Федерального закона №261 «Об энергосбережении...» послужило стимулом для проведения массовых энергетических обследований потребителей и разработке долгосрочных целевых программ (ДЦП) повышения энергетической эффективности территории [1].

Основой для расчета фактических и прогнозных индикаторов ДЦП служит единый (сводный) топливно-энергетический баланс (ТЭБ) территории, составляемый по данным официальной статистической отчетности, либо получаемых путем прямых запросов на предприятия.

Планирование развития территории предполагает разработку различных программ: социально-экономических, повышения энергетической эффективности, комплексных программ развития, ДЦП и т.д. Для оценки перспективного развития топливно-экономического комплекса необходима взаимная увязка всех вышеперечисленных программ. Этим связующим звеном и является сводный ТЭБ территории.

Площадь СФО составляет 30% территории Российской Федерации, численность населения достигает 20,8 млн. человек (14,3%). Климат резко континентальный: средняя температура января от -15 до -35°C, июля от +15 до +22°C[2].

СФО располагает своей богатой топливно-энергетической и сырьевой базой, обеспечивая не только свои потребности в нефти и газе, угле и прочих ТЭР, но и является важным поставщиком энергетических ресурсов в другие регионы. Красноречивым примером природного и сырьевого богатства СФО служит заявление некоторых представителей запада о том, что Сибирь должна стать такой же «общей» территорией, как и Антарктида[3].

В официальной статистике топливно-энергетического баланса СФО нет, но есть статистика о факторах, влияющих на энергопотребление территории. Рассмотрим влияние динамики производства и структуры ВРП на потребление топливно-энергетических ресурсов [4].

В текущих ценах объем производства ВРП на территории СФО за анализируемый период увеличился в 6 раз. В сопоставимых ценах, приведенных к уровню цен базового 2000г., рост производства ВРП составил 1,3 раза. Это объясняется темпами инфляции и говорит о том, что фактически экономика региона развивается гораздо медленнее (рис. 1 а, б, в).

Отраслевая структура ВРП за этот же период изменилась незначительно: увеличилась доля видов экономической деятельности, занимающихся добычей полезных ископаемых, торговлей и различными транспортными перевозками, уменьшилась доля отраслей обрабатывающей промышленности. Такие перемены влекут за собой рост энергоемкости производства единицы валового регионального продукта

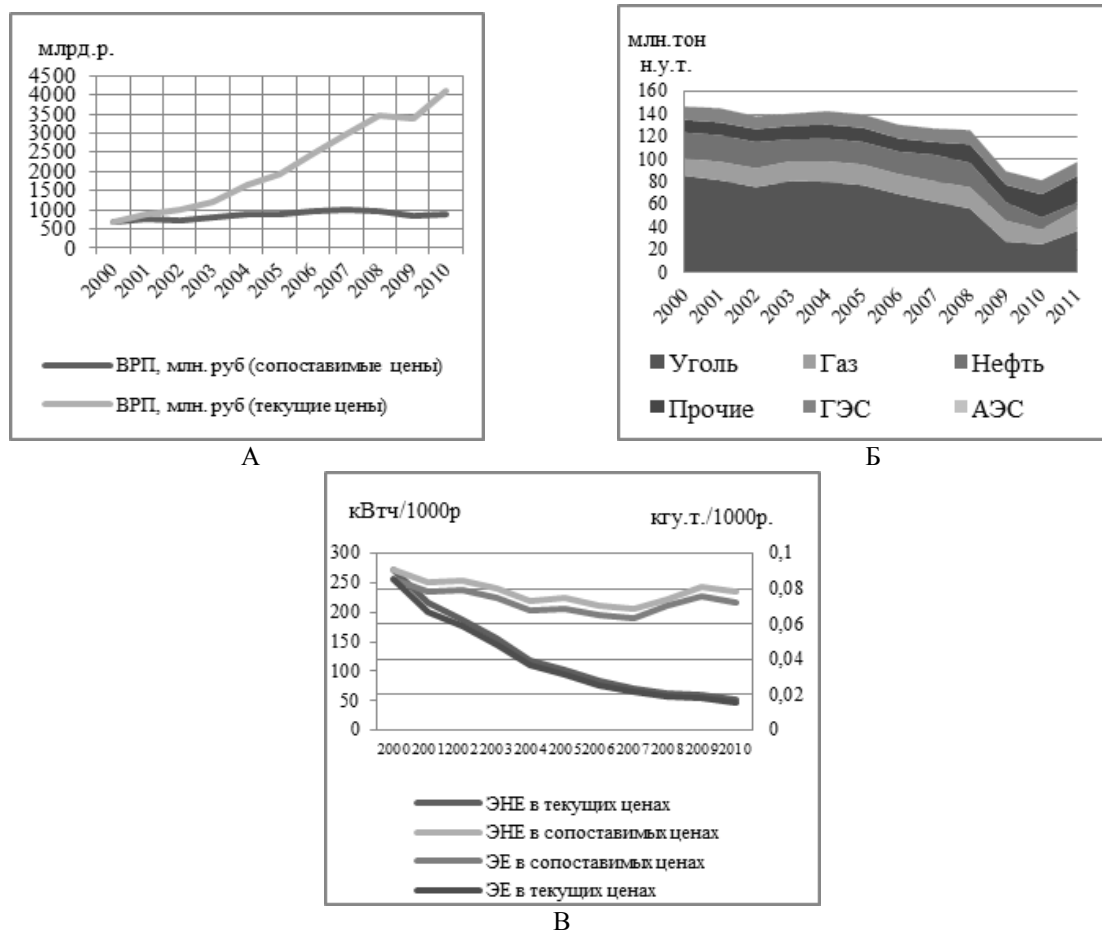


Рис 1. Динамики: А) – ВРП, млн.р в сопоставимых и текущих ценах, Б) - потребление ТЭР, млн.тонн.у.т., В) - электроемкость производства ВРП, кВтч/1000.р.,-энергоемкость производства ВРП, тонн.у.т./1000.р, в сопоставимых и текущих ценах.

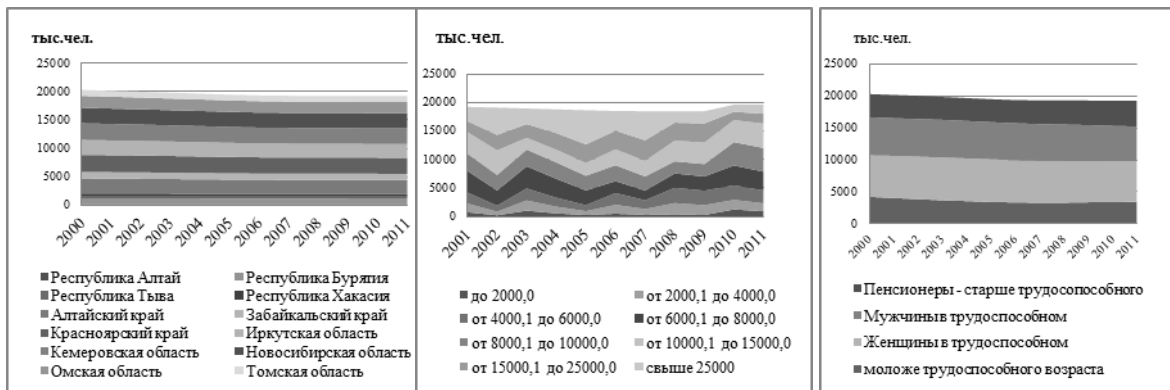
Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) любой территории является основой его экономического развития и энергетической безопасности. ТЭБ отражает динамику развития ТЭК. В структуре потребления ТЭБ СФО преобладает доля угля, которая снижается к 2011г., топливом для выработки электрической и тепловой энергии служат также природный газ и нефтепродукты (рис.1 б).

Привычно считать, что с ростом ВРП электроемкость стремительно падает (что и наблюдается в текущих ценах), но по данным расчета в сопоставимых условиях мы видим реальный рост энерго- и электроемкости ВРП, что говорит о малом влиянии энергоэффективности и энергосбережения в регионе (рис.1 в). Объяснить этот факт можно географическим положением,

климатическими условиями, устаревшими технологиями, изношенным электротехническим оборудованием, менталитетом граждан.

Все виды экономической деятельности можно разделить на две группы: создающие средства производства и создающие товары народного потребления, т.е. конечным потребителем всегда будет являться население.

В связи с этим интерес представляют демографические тенденции, социально-экономическая структура и уровень доходов населения.



А)

Б)

В)

Рис. 2. Динамика населения: А) По численности, тыс.чел., Б) По уровню доходов, тыс.чел, В) По возрастным группам, тыс.чел.

Как видно из рис. 2а, численность населения в регионе за последние годы заметно снизилась. Незначительный прирост наблюдается в Красноярском крае, Кемеровской, Иркутской областях.

Рост потребления электрической энергии и топливно-энергетических ресурсов населением связан не только с демографическими тенденциями, но и с увеличением уровня доходов населения, с изменением социальной структуры (рис. 2б). От роста доходов сильно зависит обеспеченность населения бытовыми энергопотребляющими приборами (нагреватели, стиральные машины и т.д.).

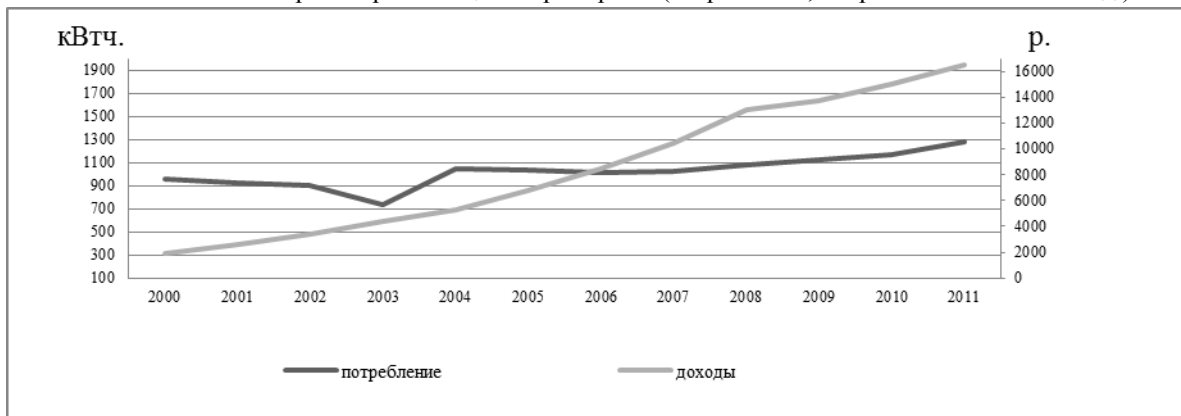


Рис. 3. Денежные доходы на душу населения (p.) и электропотребление на 1 чел. (кВтч.) по СФО с 2000-2011 гг.

На фоне роста доходов населения отмечается сокращение доли населения трудоспособного возраста (рис. 2в).

Представленная на рис. 3 зависимость свидетельствует о том, что рост доходов с 2000-2011 гг. несомненно, сыграл большую роль в формировании спроса на электроэнергию в быту, но не предполагает ее эффективного использования.

Интерес к энергосбережению со стороны населения может появиться только при значительном увеличении тарифов, но сдерживающим фактором здесь всегда будет минимальный размер оплаты труда.

Формирование программ энергосбережения в современных условиях основывается на полном (сводном) топливно-энергетическом балансе. Эта необходимость вытекает из принципа, высказанного еще академиком Л.А. Мелентьевым [5]: «объективная тенденция постоянного усиления технического и экономического единства энергетического хозяйства и его внутренних взаимодействий требует адекватного единого, уравновешенного и пропорционального управления эксплуатацией, ремонтным обслуживанием и развитием».

Топливо-энергетический баланс представляет собой сопоставление объемов производимых, потребляемых и теряемых энергоресурсов в том или ином технологическом объекте. Несмотря на сложности поиска, сбора, анализа и представления компонентов ТЭБ балансовый метод изучения энергетической эффективности остается единственным методом, обеспечивающим всю полноту охвата энергетического хозяйства и достаточную глубину анализа.

В данной работе дана оценка факторов, по мнению авторов, оказывающих наибольшее влияние на формирование объемов потребительской части топливно-энергетического баланса территории.

Список литературы:

1. Башмаков И.А. Практика формирования энергетического баланса в России. http://www.cenef.ru/art_11212_119_node2.html
2. Дата обращения 06.12.2009г.
3. <http://aepszfo.ru/> Электронный ресурс: дата обращения 10.10.13г.
4. <http://www.sibfo.ru/> Электронный ресурс: дата обращения 25.05.13г.
5. <http://www.cdu.ru/> Электронный ресурс: дата обращения 07.09.13г.
6. Мелентьев Л.А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики. – 2-е изд. – М.: ВШ, 1982. – 319с.
7. <http://www.cisstat.com/> Электронный ресурс: дата обращения 25.09.13г.

О возможных мероприятиях энергосбережения в образовательных учреждениях

Костоустова Е.В., Матвиевский А.М.

ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск
kost-elen@yandex.ru

Организации бюджетной сферы являются крупными потребителями энергетических ресурсов. Расходы бюджетов всех уровней на их содержание составляют значительную часть всех бюджетных расходов. Поэтому одной из приоритетных задач в области энергосбережения является проведение мероприятий, обеспечивающих снижение величины бюджетных средств, направляемых на данные цели.

Первым шагом в направлении энергосбережения является энергетическое обследование потребителя, которое позволяет провести анализ эффективности использования энергетических ресурсов и воды, определить потенциальные возможности их экономии и разработать перечень необходимых энергосберегающих мероприятий, направленных на совершенствование систем энерго- и ресурсопотребления.

Результаты энергетических обследований проводимых в большинстве учебных заведений показывают, что основными потребляемыми энергоресурсами являются тепловая и электрическая энергия, причем доля тепловой энергии в общем потреблении составляет порядка 55 – 70%, а электрической энергии доходит до 35%, в связи с этим задача экономии тепловой энергии является наиболее приоритетной.

В рамках исследовательской работы студентов проведено энергетическое обследование одного из зданий студенческих общежития Сибирского федерального университета, целью которого являлась разработка рекомендаций по энерго- и ресурсосбережению. Основные характеристики здания представлены в таблице 1.

Таблица 1. Основные характеристики здания

Характеристика	Значение (тип)
Наружный объем здания, м ³	30217 (+0,4 м ³ объем подвального помещения)
Общая отопливаемая площадь, м ²	6805
Этажность строения	9
Высота здания, м	28

Год постройки	1978
Основной материал стен	Кирпич строительный (250х120х65)
Тип системы отопления	Однотрубная с верхней разводкой
Вид отопительных приборов	Чугунный секционный радиатор М-140
Подземная этажность	Подвал
Остекление	Двойное (деревянный оконный переплет)

В работе проведено обследование ограждающих конструкций здания, выполнен их теплотехнический расчет, определены общие потери тепла по всем помещениям здания.

Результаты обследования и расчеты позволили разработать перечень возможных энергосберегающих мероприятий энергоресурсов, рекомендованных к внедрению для рассматриваемого объекта, и произвести возможную оценку их экономии. Перечень мероприятий представлен в таблице 2.

При реализации предлагаемых мероприятий, в первую очередь, необходимо обращать внимание на внедрение краткосрочных (со сроком окупаемости до 1 лет) и среднесрочных (со сроком окупаемости до 3÷5 лет) энергосберегающих проектов, которые обеспечивают достижение наибольшего эффекта при минимальных затратах с сохранением комфортности в помещениях, что чрезвычайно важно, на наш взгляд, для образовательных учреждений.

Таблица 2. Перечень мероприятий энергосбережения

Мероприятие	Возможная экономия, %
Общие мероприятия	
Дополнительная теплоизоляция наружных стен, перекрытий 9-го этажа и пола 1-го этажа, удовлетворяющая нормам тепловой защиты здания	5÷15 (от общих тепловых потерь)
Система отопления	
Оборудование здания приборами учета тепловой энергии	до 30 (от плановых нагрузок)
Автоматизация системы отопления путем установки индивидуального теплового пункта	20÷30 (от общего потребления тепловой энергии)
Установка термостатических регуляторов на приборы отопления	5÷7 (от общего потребления тепловой энергии)
Установка отражающих экранов за отопительными приборами	2÷3 (от общего энергопотребления)
Снижение потерь тепла с инфильтрацией воздуха путем уплотнения оконных и дверных проемов	10÷20 (от тепловых потерь через окна)
Установка на окна теплового экрана	40÷45 (от тепловых потерь через окна)
Замена окон и балконных дверей на окна и двери с повышенными теплозащитными характеристиками (тройное остекление), либо реконструкция существующих окон и балконных дверей с применением технологии утепления и ремонта	35÷40 (по сравнению с существующими окнами с двойным остеклением) до 30
Замена существующих входных дверей (наружных) на двери с теплоотражающей конструкцией	1÷3
Восстановление теплоизоляции трубопроводов систем отопления и ГВС в здании	7÷9 (от общего потребления тепла)
Замена отопительных приборов	5÷10 (от общего потребления тепла)
Система горячего водоснабжения	
Снижение потребления за счет оптимизации расходов и регулирования температуры	10÷20 (от общего потребления горячей воды)
Замена поворотных смесителей на рычажные и клавишные	5÷7
Система водоснабжения	
Ревизия фурнитуры сливных бачков, установка двухрычажных смывных бачков	30÷40

С целью возможной замены отопительных приборов более эффективными, надежными и эргономичными выполнен обзор имеющихся на отечественном рынке современных приборов, пригодных для использования в системе отопления рассматриваемого жилого здания. В качестве отопительных приборов рассматривались следующие типы:

- Чугунный секционный радиатор, модель «МС-140»;
- Алюминиевый секционный радиатор, модель «Calidor Super»;
- Биметаллический секционный радиатор, модель «РБС-500».

Проведен тепловой расчет отопительных приборов, в результате которого определены необходимые площади внешней нагревательной поверхности, и минимально допустимое число секций отопительного прибора для каждого помещения общежития. Для здания общежития в целом, определены суммарные необходимые площади наружной поверхности рассматриваемых типов отопительных приборов. Составлены сметы затрат (по трем вариантам) для замены существующих нагревательных приборов с учетом реализации проекта в 2014 году.

Для проведения сравнительного анализа отопительных приборов выделены наиболее значимые критерии (теплотехнические, эксплуатационные, экономические и др).

По результатам проведенных расчетов и сравнительного анализа в рассматриваемом здании к установке рекомендованы биметаллические радиаторы модели «РБС-500».

В случае реализации рассматриваемых мероприятий возможно существенно сократить общее потребление тепловой энергии образовательным учреждением, и необходимость развития работ в этом направлении не подвергается сомнению.

К вопросу о правовых аспектах применения повышающих коэффициентов к тарифам за потребление реактивной мощности

Кузнецов А.В., Аргентова И.В.*

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования (ФГБОУ ВПО)

Ульяновский государственный технический университет, Россия, Ульяновск.

**ОАО «Ульяновскэнерго», Россия, Ульяновск.*

argentum926@yandex.ru

Величина снижения потерь электрической энергии, как известно, зависит от многих факторов. Одним из них является компенсация реактивной мощности (КРМ). Привлечение потребителей к участию в КРМ с помощью повышающих коэффициентов к тарифу в настоящее время сталкивается с правовыми барьерами [1]. Несмотря на высокий уровень технического совершенства компенсирующих устройств (КУ), и на утвержденный нормативно-правовыми актами механизм воздействия на потребителя, интереса к данной проблеме нет ни со стороны сетевых организаций (ЭСО), ни со стороны потребителя. Потребитель рассматривает данную ситуацию как снижение издержек на передачу электрической энергии (потерь) в сетях ЭСО, а не снижение своих затрат. В свою очередь ЭСО не спешит использовать предоставленный ей механизм воздействия и стимулировать потребителя на повышение эффективности КРМ, т.к. старается все возможные убытки включить в тариф на передачу. Потери электрической энергии в электроэнергетической системе не снижаются.

В статье [1] говорится, что появление приказа ФСТ №219-э/6 от 31.08.2010г. «Об утверждении методических указаний по расчету повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам на услуги по передаче электроэнергии в зависимости от соотношения потребления активной и реактивной мощности для энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон по договорам об оказании услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети (договорам энергоснабжения)» дает возможность применять на практике повышающие коэффициенты или стимулирующие надбавки к тарифу и вынуждать потребителей, участвовать в режиме регулирования реактивной мощности путем установки и эксплуатации КУ. Однако этот тариф является регулируемым. Он включает в себя затраты на содержание электрических сетей ЭСО, а также стоимость электроэнергии потерянной в электрической сети при ее передаче в соответствии с нормативом технологических потерь электроэнергии (НТПЭ) рассчитанным по [2].

В соответствии с [2] рассчитываются все потери и связанные с передачей реактивной мощности тоже. То есть в тариф на передачу включается составляющая обусловленная передачей потребителям реактивной мощности. Таким образом, в объем оплачиваемых потребителем потерь электрической энергии входит и объем, который согласно приказу должен оплачиваться при применении повышающего коэффициента к тарифу на передачу. При установлении регулируемых цен (тарифов) не допускается повторный учет одних и тех же расходов по указанным видам деятельности [3]. Для устранения правового несоответствия, необходимо, чтобы доходы от использования установленного тарифа на передачу не включали в себя оплату потерь, связанных с передачей сверхпредельных значений реактивной мощности. Эти доходы должны быть получены ЭСО от использования повышающего коэффициента.

В действующей методике расчёта НТПЭ для расчета потерь, при формировании регулируемого тарифа на передачу, наряду с другими параметрами используются фактические значения передаваемой реактивной мощности. Это значит что, в случаях, когда фактические значения реактивной мощности превышают установленные предельные значения, потери, рассчитанные по методике расчёта НТПЭ включают в себя потери связанные с передачей сверхпредельных значений реактивной мощности. Для того, чтобы в утверждаемый тариф эти потери не были включены, необходимо использовать при расчетах не фактические значения реактивной мощности, а установленные предельные значения реактивной мощности. Тогда оплата потерь связанных с передачей реактивной мощности до предельных значений будет включена в тариф, а оплата потерь, связанных с передачей сверхпредельных значений будет производиться за счет повышающего коэффициента. Правовое несоответствие будет устранено.

Предложения по изменению методики расчета НТПЭ применительно к расчёту регулируемого тарифа опубликованы в [1]. Суть изменений методики расчёта НТПЭ сводится к корректировке формул для расчета нагрузочных потерь. Предлагается использовать коэффициент приведения потерь для ветвей схемы сети, в которых фактический $tg\varphi$ больше предельного. Авторы показывают, что потери в ветви снизятся при этом в $=K_1$ раз. Указанное соотношение является коэффициентом приведения потерь при фактическом значении реактивной мощности к её значению.

Однако авторы не учли, что изменение потерь в сложной сети происходит не только в ветвях, где, изменение происходит и в других ветвях схемы. Эти ветви не являются ответвлениями к потребителю, а являются элементами магистральной или радиальной схемы питания. В такой схеме часть потребителей имеют.

Предложенные в [1] выражения для расчета потерь применимы только для частного случая, когда у всех потребителей. В общем случае это не так. Таким образом, для того чтобы выражение расчета потерь было бы приемлемо для общего случая необходимо выделить:

Ветви, представляющие собой ответвления к потребителю, в которых, их число в сети равно n_1 .

Ветви, представляющие собой ответвления к потребителю, в которых, их число в сети равно n_2 .

Ветви магистральной и (или) радиальной схемы питания нескольких нагрузок, не являющиеся ответвлениями к потребителям, в этих ветвях может быть их число в сети равно n_3 .

Общее количество или суммарное число ветвей в сети n ($n = n_1 + n_2 + n_3$). При этом сумма ($n_1 + n_2$) представляет собой число потребителей.

При использовании соответствующих коэффициентов потери электроэнергии не будут включать в себя потери связанные с передачей сверхпредельных значений реактивной мощности. Стоимость этих потерь не будет включена в регулируемый тариф. Тогда с правовой точки зрения не будет противозаконным взимать плату за услугу по передаче сверхпредельных значений реактивной мощности с потребителей в форме повышающего коэффициента.

Применение существующих методических указаний по расчету повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам на услуги по передаче электроэнергии в зависимости от соотношения потребления активной и реактивной мощности ограничивается правовыми барьерами из-за несовершенства действующей методики расчёта нормативных технологических потерь. Предложенные изменения методики расчёта нормативных технологических потерь сетевой организации с использованием коэффициентов приведения потерь K_1, K_2 исключают противоречия с действующим законодательством. Следовательно, использование повышающих коэффициентов к тарифу на передачу на практике будет оказывать стимулирующее воздействие на потребителей в части участия в регулировании режима реактивной мощности.

Список литературы:

1. Кузнецов А.В. Аргентова И.В. Правовые аспекты применения повышающих коэффициентов к тарифам за потребление реактивной энергии.// Промышленная энергетика – 2013. – №3 – С.17 – 20.
2. Инструкция по организации в Министерстве энергетики РФ работы по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям. Приказ № 326 Минэнерго РФ от 30.12.2008г. (<http://consultant.ru>).
3. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике (вместе с «Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», «Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения цен (тарифов) в электроэнергетике). [Постановление Правительства РФ](#) от 29 декабря 2011 г. № 1178. (<http://consultant.ru>).

Определение параметров энергопотребления и качества электроэнергии предприятия*Ле Ван Туан**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск
visaosang89@gmail.com*

Чтобы определить, сколько энергии использовал каждый потребитель, ее требуется учесть, для чего используются соответствующие приборы учета - счетчики электрической энергии. Внедрение новейших технологий учета энергоресурсов, в том числе автоматизированных, позволяет повысить точность и объективность учета электро-энергии, а также произвести оценку качества электрической энергии и коэффициента мощности предприятия.



Рис. 1. Прибор EDL175XR.

Задачей исследования являлось определение реальных параметров энергопотребления электрических вводов карамельного цеха кондитерской фабрики «Красная звезда», а также оценка качества поставляемой электроэнергии и $\cos \varphi$ цеха. Обследование нагрузок выполнено в период с 1.03.11 (12 час. 16 мин.) по 2.03.11 (15 час. 22 мин.) Для измерения параметров режима использован анализатор количества и качества электрической энергии типа EDL 175XR производства фирмы «SATEC». Приборы этой серии соответствуют требованиям российских и международных стандартов. Данный прибор включен в Государственный реестр средств измерения РФ и имеет соответствующий сертификат. Учет потребленной цехом электроэнергии осуществляется счетчиком электрической энергии типа СЕ 303. Подключение прибора осуществлялось по схеме, приведенной на рис. 2.

Прибор EDL175XR израильской фирмы SATEC является переносным, многофункциональным, трёхфазным измерителем и анализатором качества энергии переменного тока [1,2]. Этот прибор предназначен для прямого измерения напряжений до 660 В и токов до 3000А. Данный прибор позволяет осуществлять трехфазные измерения напряжения, тока, частоты, мощности и $\cos \varphi$, осуществляет интегрирование мощности и энергии, а также оценивает несинусоидальность (в том числе по отдельным гармоникам до 40-й), т.е. может использоваться как анализатор качества и как трехфазный счетчик активной, реактивной и полной энергии. [4]

Все настройки прибора производятся непосредственно через панель дисплея либо через порты связи с помощью программы PAS. Эта программа устанавливается на компьютере пользователя и обеспечивает множество полезных функций: дистанционное управление прибором, накопление и обработку получаемых данных и др.

Для определения реальных параметров энергопотребления электрических вводов цеха были сняты следующие параметры энергоснабжения, которые фиксировались с частотой выборки 1 раз в минуту: линейные и фазные напряжения; токи по фазам; ток в нулевом проводе; $\cos \varphi$ по фазам; активная и реактивная мощности, потребляемые по фазам; полная активная и реактивная мощность; частота сети.

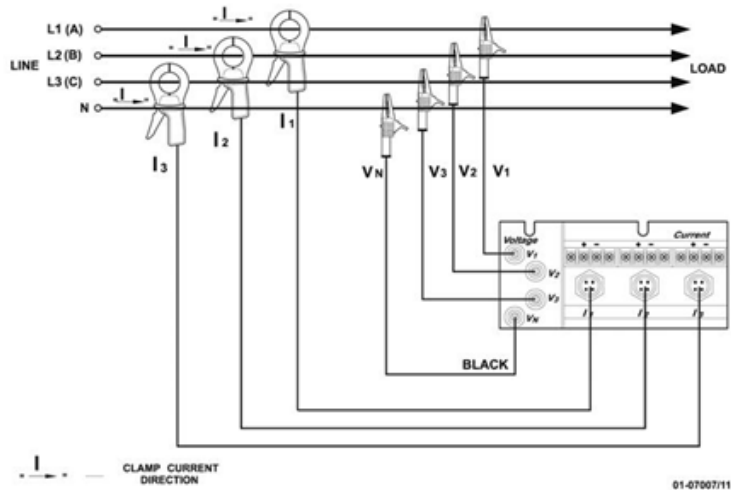


Рис. 2. Четырехпроводное соединение звездой.

Для проверки правильности работы счетчика электрической энергии параллельно с ними подключался контрольный прибор. Затем проводилось сравнение показаний счетчика электрической энергии и контрольного прибора. С помощью программы PAS были определены минимальные, максимальные и средние действующие значения измеренных величин. Можно отметить, что резких изменений нагрузки, т.е. частых включений и отключений нагрузок с большой мощностью в карамельном цехе нет. Активная мощность изменяется в пределах 44-50 кВт, реактивная – от 60 до 68 кВар. Такие соотношения активной и реактивной мощности дали основания, для вывода о том, что коэффициент мощности данного цеха очень низок и явно не соответствует стандарту.

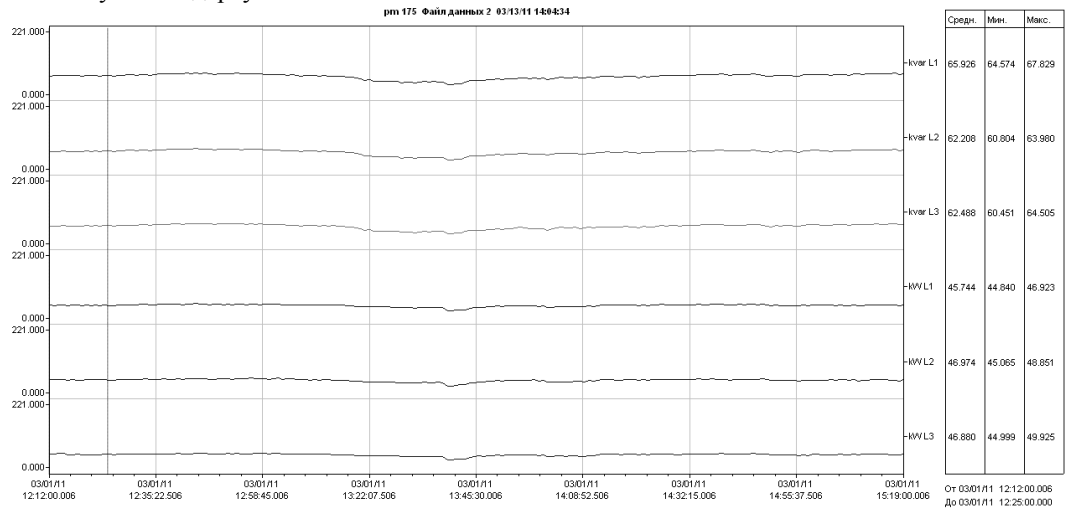


Рис. 3. Графики реактивной и активной мощности по фазам (время томоское).

Для анализа качества электрической энергии в программе PAS были рассчитаны значения отклонения напряжения в режиме наибольших и наименьших нагрузок, а также установившиеся отклонения за сутки. Также рассчитан коэффициент искажения синусоидальности напряжения (THD); коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности; коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения; размах изменения напряжения; длительность провала напряжения. Все рассчитанные величины (в процентах) соответствуют требованиям ГОСТ 13109-97 [3]. Так, например, нормально допустимое значение THD для напряжений до 380 В – 8%, максимальный THD по прибору – 2,4 %, т.е. качество поставляемого напряжения удовлетворительное.

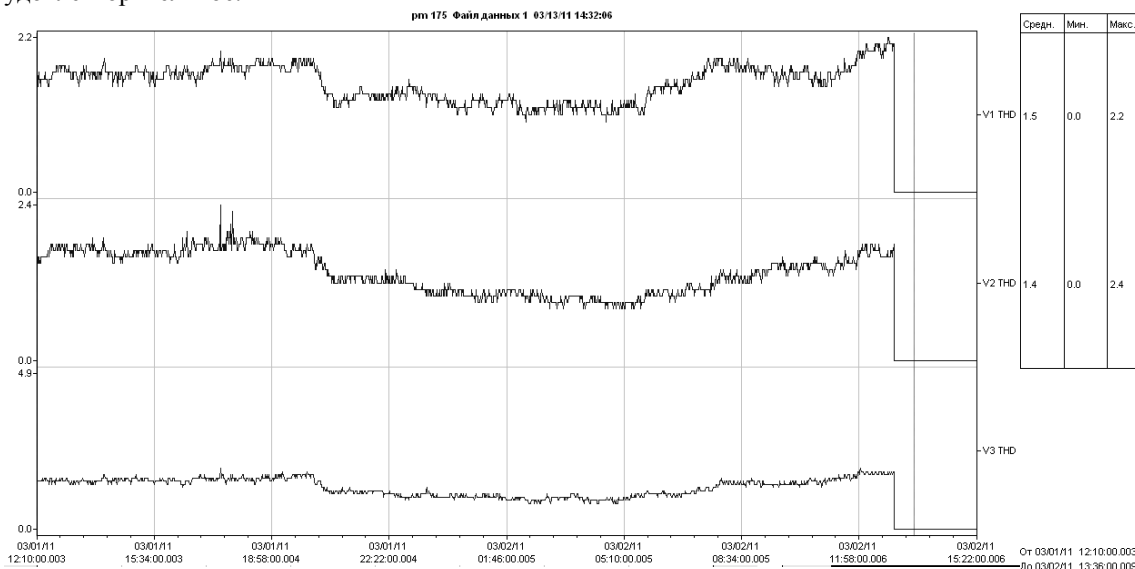


Рис. 4. Графики THD для фазных напряжений.

Проведенные измерения показали правильность работы приборов коммерческого учета электроэнергии. По снятым данным можно сделать вывод, что реактивная нагрузка на вводе карамельного цеха имеет индуктивный характер и величина $\cos \varphi$ ввода = 0,5-0,8. Мощность потребления электрической энергии $P_{\text{ср}} = 46$ кВт. Величина некомпенсированной реактивной мощности ввода примерно 60 кВар. Качество электрической энергии удовлетворяет требованиям ГОСТ. Для повышения коэффициента мощности можно рекомендовать установку в электрощитовой на вводе карамельного цеха конденсаторной батареи до 60 кВАр, а также установку автоматических регуляторов степени компенсации реактивной мощности с целью снижения потерь активной энергии и разгрузки оборудования от реактивных токов.

Список литературы:

1. <http://www.hte.com.ua/news/24.html>
2. <http://www.energometrika.ru/catalog/511/>
3. ГОСТ 13109-97 “Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения”.
4. Гаврилин А.Н., Косяков С.А. и др. Введение в энергосбережение. Томск: Издательский дом «Курсив», 2001г. 217 с.

УДК 620.9-049.5:332.1

Оценка состояния производственного комплекса региона с использованием дискриминантного анализа

Мыльниченко С.М.

Черкасский государственный технологический университет, Украина, г. Черкассы

mylsergej@yandex.ru

Вступление. Развитие энергетики оказывает решающее влияние на состояние экономики в государстве и уровень жизни населения. Главной целью обеспечения энергетической

безопасности является достижение состояния защищенности граждан, общества и государства от обусловленных внутренними и внешними факторами угроз дефицита в обеспечении их обоснованных потребностей в энергии экономически доступными топливно-энергетическими ресурсами приемлемого качества в нормальных условиях и при чрезвычайных обстоятельствах [1].

Анализ последних источников исследований и публикаций. Энергетическая безопасность – это понятие, которое можно рассматривать на разных уровнях: глобальном, межгосударственном, национальном, региональном, местном.

Современный уровень теоретической разработанности проблем и сущности энергетической безопасности обнаруживает определенные пробелы и фрагментарность описания отдельных ее аспектов, в частности, такой важной сферы как построение системы управления энергетической безопасностью для региональных образований с учетом их особенностей и специфики объектов управления.

На основе многолетних исследований [2, 3] систематизированы основные возможные угрозы энергетической безопасности. Вся совокупность угроз энергетической безопасности представлена в виде пяти групп: экономические, социально-политические, техногенные, природные, управленческо-правовые.

Мониторинг энергетической безопасности региона целесообразно осуществлять на основе процедуры постоянного отслеживания значений индикаторов-показателей. Вместе с тем мониторинг показателей-индикаторов не единственный инструмент оценки состояния энергетической безопасности. Не менее важно их качественное описание, тем более что не все угрозы могут быть достаточно полно раскрыты количественно [4].

В качестве индикаторов могут выступать как первичные показатели состояния или функционирования объекта, так и синтетические, созданные (рассчитанные) на основе нескольких первичных показателей. Система индикаторов для анализа может быть различной в зависимости от цели исследования и выбранного объекта исследования, однако принципы исследования не меняются.

Целью статьи является повышение адекватности оценки состояния производственного комплекса региона для обеспечения его энергетической безопасности.

Основные материалы исследования. Дискриминантный анализ как метод многомерной классификации выполняет разделение объектов на группы при наличии первоначальных представлений о характере группы. Эти первоначальные представления формализуются как выборка из общей совокупности объектов, причем каждая выборка относится к одному строго определенному классу (группе) объектов. Выборки считаются многомерными: каждый объект характеризуется комплексом m показателей X_i [5]. Задача дискриминантного анализа сводится к тому, чтобы определить правило, по которому все другие объекты множества будут отнесены к одному из классов. Выходные выборки, определяющие их принадлежность к тому или иному классу, называются обучающими выборками. Отнесение объектов к какому-либо из классов проводится на основе дискриминантной функции.

Таблица 1. Индикаторы для анализа энергетической безопасности региона

Блок надежности (технологический блок)	X1	Степень износа основных средств
	X2	Часть доминирующего вида топлива в суммарном количестве ПТЭР*
Блок использования (блок потребления)	X3	Использование ПТЭР* на душу населения
	X4	Использование тепловой энергии на душу населения
	X5	Использование электрической энергии на душу населения
Блок производства	X6	Отпуск тепловой энергии генерирующими источниками на душу населения
	X7	Отпуск электроэнергии, производимой на базе использования топлива, на душу населения
Экологический блок	X8	Выбросы загрязняющих веществ на душу населения
	X9	Удельные выбросы загрязняющих веществ
	X10	Плотность выбросов загрязняющих веществ
	X11	Удельные капитальные инвестиции и текущие расходы на охрану окружающей среды

ПТЭР* – первичные топливно-энергетические ресурсы

Для каждого объекта совокупности определяется то значение дискриминантной функции, которое является критерием для отнесения района в тот или иной класс. В качестве дискриминантной чаще всего берется линейная функция

$$Z = C_1X_1 + C_2X_2 + \dots + C_mX_m,$$

где $X_1, X_2, \dots, X_m$ – значения признаков у данного объекта; $C_1, C_2, \dots, C_m$ – дискриминант множители.

С помощью дискриминантных множителей выполняем переход от m - мерного пространства исходных показателей к одномерному пространству.

В таблице 1 приведен состав важнейших индикаторов энергетической безопасности исследуемого региона, определенные экспертным путем [6].

По методике, изложенной в [7] с помощью кластерного анализа 20 районов и 6 городов областного значения Черкасской области за статистическими данными 2010 года были разбиты на 4 кластера. Состав кластеров приведен в табл. 2.

Таблица 2. Состав кластеров Черкасской области

Номер кластера	Количество объектов	Состав кластера
1	3	г. Черкассы, Христиновский р-н, Каневский р-н
2	4	г. Ватутино, г. Умань, г. Золотоноша, г. Канев
3	11	г. Смела, Звенигородский р-н, Городищенский р-н, Уманский р-н, Драбовский р-н, Монастырищенский р-н, Шполянский р-н, Корсунь-Шевченковский р-н, Жашковский р-н, Каменский р-н, Тальновский р-н
4	8	Золотоношский р-н, Катеринопольский р-н, Маньковский р-н, Черкасский р-н, Чигиринский р-н, Лысянский р-н, Чернобаевский р-н, Смелянский р-н

Все расчеты дискриминантного анализа выполнены с помощью пакета STATISTICA 6.1 StarSoft. Для кластеров, приведенных в таблице 2, за статистическими данными 2010 года получено показатель Wilks' Lambda (значение лямбды Уилкса) 0,0008882 и значение F – критерия 10,77158, по которым можно сделать вывод, что данная классификация корректна.

Построенный график рассеяния канонических значений для канонических корней помог определить влияние, которое вносит каждая дискриминационная функция в распределение между группами (рис. 1).

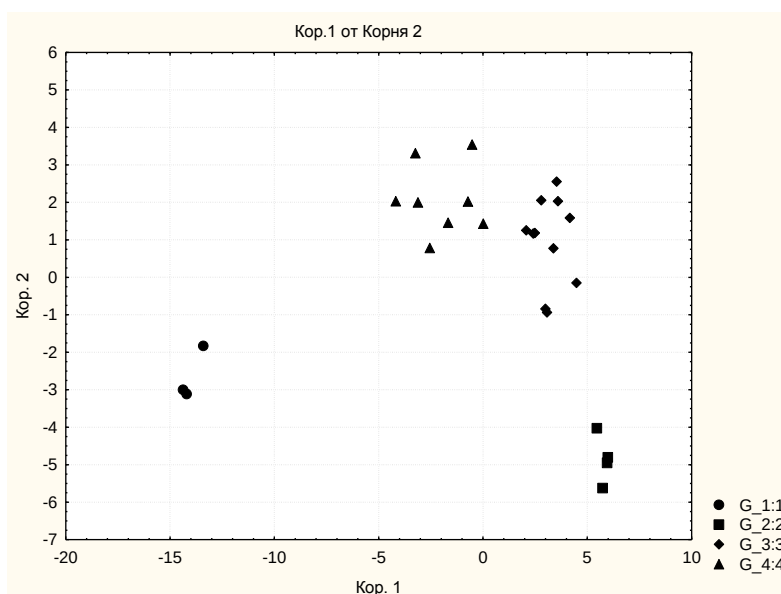


Рис. 1. График рассеяния канонических значений для канонических корней

Расстояние Махаланобиса является мерой расстояния, которую используют в многомерном пространстве (табл. 3). Расстояние Махаланобиса определяется как расстояние от

наблюдаемой точки до центра тяжести в многомерном пространстве, определяемом коррелированными (неортогональными) независимыми переменными. Эта мера позволяет, в частности, определить является ли данное наблюдение выбросом по отношению к остальным значениям независимых переменных.

Таблица 3. Квадраты расстояния Махаланобиса дискриминантного анализа

Районы и города областного значения	Наблюдения	G_1:1	G_2:2	G_3:3	G_4:4
г. Черкассы	G_1:1	14,5498	423,0725	332,9546	199,5357
г. Ватутино	G_2:2	389,4709	8,6408	40,1496	101,8007
г. Золотоноша	G_2:2	424,0076	15,0459	64,8191	127,7084
г. Канев	G_2:2	425,1309	13,4691	63,7902	124,2114
г. Смела	G_3:3	306,3982	43,2946	17,7229	55,6280
г. Умань	G_2:2	409,5154	6,0072	62,5948	124,5916
Городищенский р-н	G_3:3	350,1565	48,7201	4,6238	44,5191
Драбовский р-н	G_3:3	316,3335	50,3047	2,6565	47,0729
Жашковский р-н	G_3:3	279,1614	63,9715	7,0369	33,2041
Звенигородский р-н	G_3:3	350,0732	33,4127	5,0290	59,7351
Золотоношский р-н	G_4:4	164,0739	158,0891	60,5533	13,6956
Каменский р-н	G_3:3	299,1494	38,8325	7,9580	54,9109
Каневский р-н	G_1:1	14,4524	427,8898	338,2741	199,5669
Катеринопольский р-н	G_4:4	235,0869	119,8814	36,5898	14,2222
Корсунь-Шевченковский р-н	G_3:3	286,4701	60,4726	3,1870	36,8151
Лысянский р-н	G_4:4	149,4828	128,9305	51,2526	4,1224
Маньковский р-н	G_4:4	225,1375	77,5589	23,8576	8,9261
Монастырищенский р-н	G_3:3	334,9044	59,8565	5,0217	41,3885
Смелянский р-н	G_4:4	132,4709	150,1301	71,0598	7,3279
Тальновский р-н	G_3:3	309,9654	75,0256	6,7028	45,6179
Уманский р-н	G_3:3	342,3204	64,3832	11,8215	35,7686
Христиновский р-н	G_1:1	14,1524	395,9137	296,2363	166,6891
Черкасский р-н	G_4:4	164,5240	110,7186	56,1855	10,2671
Чигиринский р-н	G_4:4	193,9249	103,5342	51,0342	6,1815
Чернобаевский р-н	G_4:4	209,2617	101,7192	27,9605	15,5208
Шполянский р-н	G_3:3	289,6245	54,6699	3,6590	30,8245

На основе полученных выборок можно проводить классификацию тех районов, которые попали в выборки, и любых других районов и городов областного значения, которые необходимо группировать:

Кластер $1=2,765 \cdot X_1 - 0,984 \cdot X_2 + 79,381 \cdot X_3 + 19,623 \cdot X_4 - 5,638 \cdot X_5 + 5,058 \cdot X_6 - 167,108 \cdot X_7 - 351,674 \cdot X_8 + 2045,861 \cdot X_9 + 246,199 \cdot X_{10} - 51,966 \cdot X_{11} - 353,2$

Кластер $2=0,669 \cdot X_1 + 0,725 \cdot X_2 + 35,212 \cdot X_3 + 2,979 \cdot X_4 - 19,912 \cdot X_5 + 10,765 \cdot X_6 - 142,158 \cdot X_7 - 246,943 \cdot X_8 + 738,591 \cdot X_9 + 189,068 \cdot X_{10} - 10,766 \cdot X_{11} - 100,882$

Кластер $3=0,936 \cdot X_1 + 0,573 \cdot X_2 + 32,373 \cdot X_3 - 3,87 \cdot X_4 + 5,817 \cdot X_5 + 8,457 \cdot X_6 - 45,564 \cdot X_7 - 257,012 \cdot X_8 + 774,804 \cdot X_9 - 84,239 \cdot X_{10} - 18,872 \cdot X_{11} - 79,857$

Кластер $4=1,056 \cdot X_1 + 0,123 \cdot X_2 + 40,663 \cdot X_3 + 0,408 \cdot X_4 + 11,4111 \cdot X_5 + 6,768 \cdot X_6 - 34,153 \cdot X_7 - 329,492 \cdot X_8 + 1229,725 \cdot X_9 - 90,063 \cdot X_{10} - 22,142 \cdot X_{11} - 109,878$

Новый район или город областного значения относится к тому кластеру, для которого классификационное значение максимальное.

Вывод. Для классификации состояний производственного комплекса региона рассмотрен и может быть рекомендован дискриминантный анализ, который позволяет построить систему классификации на основе данных обучающей выборки. Большое количество процедур и проверок, используемых в методе, позволяет априори делать заключения о качестве полученной системы классификаций. Суть метода заключается в максимизации разницы между классами при одновременной минимизации внутригрупповых различий на основе данных обучающей выборки.

Такой подход позволил провести классификацию районов и городов Черкасской области на кластеры по уровню энергетической безопасности производственного комплекса.

Список литературы:

1. Литвак В.В., Силич В.А., Силич М.П., Яворский М.И. Концепция энергетической безопасности субъектов Федерации // Энергосбережение по-томски. Сборник статей, докладов и выступлений. – Томск: Изд-во ТГУ, 2001. – С. 93–111.
2. Энергетическая безопасность России / Бушуев В. В., Воропай Н. И. и др. – Новосибирск: Наука, Сиб. издат. фирма РАН, 1998. – 302с.
3. Воропай Н.И., Сендеров С.М. Энергетическая безопасность: сущность, основные проблемы, методы и результаты исследований. Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса» – М., 2011. – 91 с.
4. Экономическая безопасность России: Общий курс: Учеб. / Под ред. В. К. Сенчагова. – М.: Дело, 2005. – 896 с.
5. Глинский В.В., Ионин В.Г. Статистический анализ: Учебное пособие. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ИНФАР-М; Новосибирск: Сибирское соглашение, 2002. – 241 с.
6. Розен В.П., Мильніченко С.М., Ткаченко В.Ф. Методика індикативного аналізу стану енергетичної безпеки регіону // Вісник ЧДТУ. – ЧДТУ, 2013. – № 1. – 50-54с.
7. Розен В. П., Мильніченко С.М. Кластерний аналіз використання паливно-енергетичних ресурсів на прикладі Черкаської області // Вісник НТУУ «КПІ». Серія «Гірництво»: Збірник наукових праць. – 2010. – Вип. 19. – С. 128 – 137.

Практическое применение базы энергосберегающих мероприятий

Бухмиров В.В., Костерин А.Ю., Найдено В.В., Пророкова М.В.

ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
Россия, г. Иваново

naydenko.vera@yandex.ru

Решение вопроса рационального использования энергетических ресурсов в промышленности, сельском хозяйстве и ЖКХ занимает важное место в экономике Российской Федерации. Документом, регулирующим отношения в сфере энергосбережения и повышения энергетической эффективности, является Федеральный закон № 261-ФЗ «Об энергосбережении...» от 23 ноября 2009 г. [1], цель которого - создание правовых, экономических и организационных основ стимулирования энергосбережения и повышения экономической эффективности. Согласно требованиям Федерального закона [1] организациям, перечисленным в статье 11, необходимо провести энергетическое обследование.

Заключительным и наиболее важным этапом энергоаудита является разработка комплекса энергосберегающих мероприятий (технологий) для обследуемого объекта. Внедрение энергосберегающих мероприятий позволяет уменьшить потребление топливно-энергетических ресурсов (далее ТЭР) организацией и соответственно финансовые затраты на их потребление.

В настоящее время разработано значительное количество энергосберегающих мероприятий при производстве, передаче и потреблении ТЭР. Для систематизации рекомендаций по повышению энергетической эффективности в Ивановском государственном энергетическом университете создана электронная база энергосберегающих мероприятий (далее БЭСМ). [2]. Электронная база разработана на платформе «Microsoft Excel» и в настоящее время включает в себя более 300 методов и способов повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов на объектах различного назначения.

Таблица 1. Классификация мероприятий по видам ресурсов для экономии

Вид ресурса			Экономия топлива
Экономия тепловой энергии	Экономия электрической энергии	Экономия воды	
При производстве	При производстве	При водозаборе	При производстве электрической энергии
При транспортировке	При транспортировке	При транспортировке	При производстве тепловой энергии
При потреблении	При потреблении	При потреблении	

Для удобства выбора мероприятия в БЭСМ предложена классификация по виду ресурса, экономии которого необходимо произвести и по этапам «жизни» энергии (производство,

транспортировка, потребление) [3]. Классификация энергосберегающих мероприятий представлена в таблице 1.

Для увеличения функциональности БЭСМ предложена градация энергосберегающих мероприятий по величине вложения денежных средств на внедрение мероприятия и по срокам его окупаемости. В связи с этим выделено три группы мероприятий в области повышения энергоэффективности [4]:

- организационные и малозатратные со сроком окупаемости до 1-2 лет;
- среднзатратные со сроком окупаемости от 2-х до 5 лет;
- крупнзатратные (долгосрочные) со сроком окупаемости более 5 лет.

Для увеличения эффективности проведения энергоаудита предлагается использовать БЭСМ для реализации комплексного подхода к выбору энергосберегающих решений, который возможен, потому что база содержит кроме перечня мероприятий их описание и возможность выполнения оценочного расчета показателей экономической эффективности. Перейдя на персональную страницу мероприятия можно рассчитать два основных показателя энергоэффективности:

- простой срок окупаемости:

$$T = \frac{K}{\Pi} \text{ (лет)},$$

где K – капитальные затраты на реализацию мероприятия, руб.; Π – среднегодовая величина поступления денежных средств, полученных от реализации проекта, руб./год;

- чистый дисконтированный доход (ЧДД), показывающий абсолютную величину прибыли, приведенную к началу реализации проекта:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^{T_{\text{ж}}} \left(\frac{\Pi_t}{(1+R)^t} \right) - K \text{ (руб.)},$$

где R – норма дисконта; $T_{\text{ж}}$ – время жизни проекта, лет.

Условиями экономической целесообразности предлагаемого к внедрению мероприятия являются положительная величина чистого дисконтированного дохода ($\text{ЧДД} > 0$) и срок окупаемости, не превышающий предварительно заданной величины (например, в энергетике рекомендуется максимальный срок окупаемости 7 лет [5]).

Таким образом, БЭСМ позволяет быстро и качественно выбрать необходимые энергосберегающие мероприятия при производстве, передаче и потреблении тепловой и электрической энергии и воды для объектов различного назначения, а также оценить их эффективность. База энергосберегающих мероприятий находится в развитии и регулярно дополняется новыми энергосберегающими технологиями и энергоэффективными решениями.

Список литературы:

1. Федеральный закон № 261-ФЗ от 23.11.2009 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
2. РАДИОЭЛЕКТРОНИКА, ЭЛЕКТРОНИКА и ЭНЕРГЕТИКА: Девятнадцатая Междунар. науч. – техн. конф. студентов и аспирантов: Тез. докл. В 4 т. Т.3. М.: Издательский дом МЭИ, 2013
3. Бухмиров В.В. Классификация методик проведения энергетического обследования / В.В. Бухмиров, В.В. Банников // Вестник энергоэффективности. – 2012. - № 1.
4. Стандарты и правила Некоммерческого Партнерства – Саморегулируемой Организации «Гильдия Энергоаудиторов. Техническая часть. Т.1. Московская область, 2012.
5. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (Вторая редакция, исправленная и дополненная), утв. Минэкономики РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ от 21 июня 1999 г. N ВК 477.

Роль системы энергосбережения на предприятии

Несветайло М.В.

Омский государственный технический университет, Россия, г. Омск

nesvet_22@mail.ru

Энергетическая безопасность (согласно Европейской экономической комиссии ООН) – состояние общества, которое позволяет при наличии угроз внешнего и внутреннего характера и влияния дестабилизирующих факторов экономического, социально-политического, природного и

техногенного происхождения поддерживать необходимый уровень национальной безопасности страны, устраняя и компенсируя негативное влияние этих факторов [5]. Энергобезопасность включает в себя политическую, экономическую, техногенную энергобезопасность.

В период экономического кризиса в России значительно снизился объем потребления электроэнергии (ЭЭ), процесс обновления мощностей практически остановился. Российские энергетические компании отставали по технологическим показателям от компаний развитых стран. Общая ситуация в отрасли характеризовалась следующими показателями [3]:

1. Отсутствовали стимулы к повышению эффективности, рациональному планированию режимов производства и потребления электроэнергии, энергосбережению, снижению производственных затрат.
2. В отдельных регионах происходили перебои энергоснабжения, наблюдался энергетический кризис, существовала высокая вероятность крупных аварий.
3. Отсутствовала платежная дисциплина, были распространены неплатежи.
4. Предприятия отрасли были информационно и финансово "непрозрачными", что привело к невозможности достоверно определить необходимые ресурсы для поддержания и развития предприятий.
5. Низкая рентабельность энергетического сектора, необходимость инвестиций.

ЭЭ считается эффективным и экологически чистым энергоносителем, в связи с чем, можно говорить о том, что ее потребление в будущем будет непрерывно расти. Таким образом, появилась необходимость в создании стимулов для повышения энергоэффективности предприятий, обеспечения надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей. Необходима организация системы энергосбережения на предприятиях.

Считается, что энергосбережение – один из важных факторов, способствующих повышению уровня энергобезопасности. Согласно Федеральному закону №261-ФЗ «Об энергосбережении» [2] под энергосбережением понимается реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов (ЭР) при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг).

Постоянное удорожание ЭР заставляет всерьез задуматься о жестком контроле использования, что требует внедрения эффективных средств учета, способствующих снижению затрат на ЭЭ, разработки энергосберегающей политики и мероприятий по энергосбережению. В настоящее время отсутствуют современные автоматизированные системы контроля и учета отпуска и реализации энергоресурсов (ЭР); отсутствует мониторинг отпуска, распределения и потребления ЭР в режиме реального времени. Использование автоматизированных систем управления позволяет осуществлять точный контроль в реальном времени за потреблением ЭР, повышая достоверность учета, оптимизируя затраты на ЭР[1].

Для энергосбережения характерны нормирование и учет энергопотребления. Целью нормирования является установление норм потребления, исключающих излишний расход для улучшения использования ЭР и основных фондов энергохозяйства, снижения доли энергозатрат в себестоимости продукции. Должен быть соблюден баланс экономических интересов ресурсоснабжающих организаций и интересов потребителей.

Существуют следующие группы решений в энергосбережении предприятий [4]:

1. Повышение эффективности операционного управления режимами энергообеспечения и энергопотребления предприятия. Достигается путем развития системы планирования энергобалансов, разработки прогрессивных нормативов, развития систем приборного автоматизированного учета, мотивации энергосбережения.
2. Поиск, формирование и реализация инженерно-технических и организационных мероприятий энергосбережения. Осуществляется при проведении энергетических обследований и энергоаудитов, улучшений операционной деятельности.

На основе энергетических целей и задач разрабатываются программы энергосбережения, включая мероприятия, сроки, ответственных и ресурсы. В общем случае, при разработке программы энергосбережения следует придерживаться следующего алгоритма:

- ранжирование и классификация мероприятий;
- определение последовательности реализации мероприятий;
- определение сроков, ответственных должностных лиц, требуемых результатов выполнения мероприятий;

- уточнение и дополнение инвестиционных расчетов – в случае, если мероприятие носит инвестиционный характер;

- разработка механизмов управления и контроля реализации программы энергосбережения;

- проработка вопросов источников инвестиций (внутренних и внешних) - в случае, если мероприятие носит инвестиционный характер;

- подготовка инвестиционных обоснований для банков-инвесторов согласно установленным ими требованиям - в случае, если мероприятие носит инвестиционный характер.

Грамотная оценка потенциала энергосбережения с последующей реализацией позволяет осуществить перевод экономики на энергосберегающий путь развития, решить многие экологические проблемы. Более широкое использование экологически чистых возобновляемых источников энергии, усовершенствование процесса преобразования топлива в ЭЭ способствуют повышению уровня энергобезопасности.

Энергетической эффективностью называется отношение или другая количественная взаимосвязь между полученным результатом, относящимся к выполнению работы, услуге, товарам или энергии, и поступившей на вход энергией.

Потенциал энергосбережения, энергоэффективности и снижения выбросов парниковых газов касается, прежде всего, зданий и промышленного сектора:

- Здания и сооружения (34%)
- Промышленность (20%)
- Электротовары (13%)
- Освещение (10%)
- Транспорт (23%)

Основные требования к энергоэффективности зданий определены СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий».

Технологии, использованные при строительстве энергоэффективных домов, соответствуют Перечню требований к энергетической эффективности зданий, строений, сооружений и позволяют значительно снизить энергопотребление. В [1] рассматриваются мероприятия, обеспечивающие минимизацию удельных потерь тепла и энергии при строительстве жилья, а также установка систем, обеспечивающих автономную генерацию ресурсов. К таковым можно отнести: применение энергоэффективных окон, датчиков движения, энергосберегающих ламп; утепление наружных стен, чердачных перекрытий и подвалов; установку солнечного коллектора, солнечных батарей; систем, позволяющих производить электрическую и тепловую энергии путем применения когенерационных установок. Таким образом, можно достичь экономии тепла до 40%, ЭЭ – до 50% в части расходов на общедомовые нужды.

Общий принцип создания благоприятных условий для энергосбережения заключается в поддержке таких энергоэффективных проектов, предельные расходы которых не превышают предельных расходов на прирост предложения ЭР.

В России в настоящее время на освещение расходуется от 12 до 21% (по разным источникам) всей ЭЭ, причем на лампы накаливания – 42%, на флуоресцентные лампы – 41% всех используемых источников света.

Федеральный закон №261 [2] запрещает лампы накаливания (ЛН) с 1.01.2011 г. мощностью 100 Вт, с 1.01.2013 – 75 Вт, с 1.01.2014 – 25 Вт. Согласно подсчетам в Минэкономразвития отказ от ЛН обойдется России минимум в 100 миллиардов рублей.

Предложены альтернативные источники освещения:

- ЛН стандартной формы E27 (60 Вт, жизненный цикл – 2000 час, световой поток 710 люмен, стоимость – 0,8 евро/шт);

- Галогенная лампа (OsramEco) формы E27/14 (42 Вт аналогично 55 Вт, 1000/1500 час, 670/580 люмен, 1,5/3 евро/шт);

- Компактная люминесцентная (MegamanLiliput MM30812-3) (8 Вт, 400 люмен, 10000 час, 5 евро/шт);

- Светодиодная лампа (SamsungClassic A) формы E27 (10 Вт, 30000 час, 550 люмен, 23 евро/шт);

- Флуоресцентные трубки нового поколения (X-Bright 230 V LEDlamp (LED Tube) T8i) (10 Вт, неограниченный срок службы, 1100 люмен, 50 евро/шт).

Также следует обратить внимание на внедрение эффективных электродвигателей, т.к. электропривод потребляет 50% ЭЭ. В России доля высокоэффективных двигателей не превышает

3%, «запасная» мощность переоценена, электромоторы эксплуатируются более 20 лет, капитальные ремонты происходят 3-5 раз с последующей потерей мощности и снижением КПД.

По опыту стран СНГ [5] можно говорить о том, что энергосберегающие мероприятия способствуют экономии финансовых средств, требуемых для функционирования топливно-энергетического сектора и расширения его производственной, генерирующей и сетевой базы, закупок топливно-энергетических ресурсов за рубежом, а также предотвращения и (или) ликвидации связанных с этим сектором негативных экологических последствий. Несомненно, требуются инвестиционные затраты на проведение энергосберегающих мероприятий, но именно они в процессе реализации уменьшают инвестиции в развитие системы энергообеспечения страны.

Должны быть созданы такие условия, в которых поставщик обеспечивал бы бесперебойное и надежное питание энергией потребителя по стабильным и доступным ценам. Проблемы низкой энергоэффективности и высокой энергоемкости могут быть решены благодаря успешной реализации системы управления энергоэффективностью и энергосбережением. Причем, для реализации этой системы не столько необходимы высокие затраты, сколько целенаправленная и технически грамотная совместная работа местной власти, ресурсоснабжающих организаций и потребителей.

Следует отметить, что особенное финансирование и поддержку со стороны государства необходимо оказать тем предприятиям, на которых мероприятия по энергосбережению ведутся активно, где уже наблюдается значительное уменьшение потребления ЭР.

Список литературы:

1. Кожарин Ю.В., Абдулхакимов Р.К. Полученный опыт и результаты – отправная точка к новым горизонтам//Информационный электронный журнал по энергосбережению Координационного совета Президиума Генерального совета Всероссийской политической партии «Единая Россия» по вопросам энергосбережения и энергетической эффективности «Энергосовет». – 2013. - №5.
2. 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". – М.: 2009.
3. Шматко С.Особенности переходной экономики//Российский исторический иллюстрированный журнал «Родина». – 2011. - №12.
4. Энергосбережение и энергоэффективность. Основные понятия. [Электронный ресурс]. – URL: <http://academipo.ru/energoberezhenie-energoeffektivnost-osnovy/> (дата обращения: 23.11.2013).
5. Энергоэффективность и энергетическая безопасность в Содружестве Независимых Государств. Энергетический выпуск ЕЭК №17 – Нью-Йорк и Женева, 2001.

Обоснование концепции образцовой системы теплоснабжения для повышения энергоэффективности действующих систем

Николаев Ю.Е., Дубинин А.Б., Вдовенко И. А., Зябкин В.И.

Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.,

Россия, г. Саратов

mazddaf@mail.ru

Энергосбережение является стратегически важным направлением развития экономики, обеспечивающим национальную безопасность России. Емким потребителем тепловой энергии является жилищно-коммунальное хозяйство (ЖКХ), использующим более 20% энергоресурсов и имеющее высокий потенциал энергосбережения (25-30%). В настоящее время в ЖКХ сложилась негативная ситуация: высокий износ основного и вспомогательного оборудования, задолженность перед кредитными организациями, низкая энергетическая эффективность существующих систем теплоснабжения, недостаточное использование энергосберегающих технологий, невысокое качество жилищно-коммунальных услуг.

В качестве основной меры по энергосбережению рассматривается модернизация схем теплоснабжения, предусматривающей внедрение энергосберегающего оборудования и прогрессивных технологий во всех звеньях теплового хозяйства [1]. Для количественной оценки потенциала энергосбережения существующей системы теплоснабжения предлагается введение концепции образцовой системы, под которой понимается реальная система с прогрессивным оборудованием и наивыгоднейшей на данный момент времени технологической схемой,

рациональными режимами эксплуатации, обеспечивающая эффективное теплоснабжение с минимальными энергетическими затратами. Аналогичная терминология использована при разработке образцовых циклов теплоэнергетических установок (ТЭУ) [2], где под образцовыми понимаются такие теоретические циклы, приближением к конфигурации которых в реальных условиях достигается максимальный энергетический эффект. Следовательно, основное отличие образцовых систем теплоснабжения заключается в достижении наилучших показателей энергоэффективности в конкретных условиях при использовании передовых технологий на данный момент времени. Образцовая система теплоснабжения должна разрабатываться для каждой действующей системы, учитывающая структуру теплопотребления, наличие потенциала первичных, вторичных и возобновляемых энергетических ресурсов, особенностей планировочных решений городской территории и расположение потребителей, климатические факторы, требований по надежности теплообеспечения. На основе образцовой системы теплоснабжения можно не только оценить потенциал энергосбережения, но разработать программы поэтапного внедрения передового оборудования и технологий в коммунальном хозяйстве с учетом их экономического обоснования.

Наиболее совершенными источниками теплоты являются блочно-модульные автоматизированные котельные на природном газе с водоподготовительными установками. КПД таких котельных находится в пределах 93-95%, а с учетом использования глубокого охлаждения продуктов сгорания до 98%. Себестоимость производства теплоты на таких котельных при использовании природного газа сегодня находится на уровне 700-800 руб./Гкал. Дальнейшее повышение энергетической и экономической эффективности возможно за счет комбинированного производства электрической и тепловой энергии на базе газопоршневых (ГПУ) и газотурбинных (ГТУ) установок. Коэффициент полезного использования энергии топлива на таких ТЭЦ достигает 85-90%, а себестоимость тепловой энергии при этом снижается на 30-40%.

Для транспорта тепловой энергии наилучшие показатели имеют теплопроводы повышенной заводской готовности с изоляцией из пенополиуретана и пенополимеров с коэффициентом теплопроводности 0,03 - 0,035 Вт/м К, имеющие срок службы до 30 лет и нормированные величины теплопотерь [3]. В качестве тепловых узлов потребителей целесообразно рассмотрение блочных автоматизированных пунктов, обеспечивающих коммунально-бытовые нагрузки зданий. Потребители теплоты (здания) должны иметь нормативные тепловые потери через ограждающие конструкции, соответствующие действующим СНиП, а также быть оснащенными системами автоматического регулирования нагрузки отопления и горячего водоснабжения[4].

В образцовой системе наряду с использованием передового теплоэнергетического оборудования для каждого источника должны быть выбраны оптимальными тепловая мощность и радиус зоны теплоснабжения в соответствии с экономическим критерием с учетом обеспечения требуемого уровня надежности теплоснабжения всех потребителей..

Для разработки образцовой системы теплоснабжения необходимы: 1-топологическая схема размещения существующих потребителей, источника и сетей, 2- существующие и перспективные тепловые нагрузки потребителей, 3-ограничения на возможность расширения существующих и строительства новых источников, 4-ограничения на масштаб вредных выбросов источников.

В качестве относительного показателя энергетической эффективности существующей системы теплоснабжения по сравнению с образцовой рекомендуется использовать коэффициент β , представляющий отношение энергетических затрат в существующей и образцовой системах:

$$\beta = \frac{I_{ЭН}^C}{I_{ЭН}^O}, \quad (1)$$

где $I_{ЭН}$ - энергетические годовые затраты в систему теплоснабжения, руб./год; верхние индексы соответствуют существующей и образцовой системам теплоснабжения.

Коэффициент $\beta \geq 1$, тогда потенциал энергосбережения системы теплоснабжения

$$\Pi = \beta - 1. \quad (2)$$

При использовании в качестве источника теплоты котельной представим выражение энергетической составляющей в виде:

$$I_{\text{эн}} = c_m \cdot b_k \frac{Q_T}{\eta_{TC}} + c_{\text{э}} \cdot \varepsilon_n \frac{1}{\eta_{TC}}, \quad (3)$$

где $c_m, c_{\text{э}}$ - тарифы на топливо и электрическую энергию, руб./кг у.т., руб./кВт ч; b_k - удельный расход топлива на отпуск теплоты в котельной, кг у.т./ГДж; Q_T - количество тепловой энергии, израсходованное потребителем, ГДж/год; η_{TC} - КПД тепловой сети; ε_n - удельный расход электроэнергии на перекачку теплоносителя и собственные нужды источника теплоты, кВт ч/ГДж.

При подстановке выражения (3) для существующей и образцовой систем в (1) с учетом преобразований получим:

$$\beta = \frac{(b_k^c + \gamma \cdot \varepsilon_n^c) / \eta_{TC}^c}{\varepsilon \cdot (b_k^o + \gamma \cdot \varepsilon_n^o) / \eta_{TC}^o}, \quad (4)$$

где $\varepsilon = Q_T^o / Q_T^c$ - коэффициент снижения тепловой нагрузки системы теплоснабжения из-за усиления тепловой защиты зданий и применения сберегающих технологий для горячего водоснабжения; $\gamma = c_{\text{э}} / c_m$.

С использованием приведенных выражений выполнены расчеты по определению относительной эффективности существующей системы теплоснабжения тепловой мощностью 5,2 МВт, расположенной в центральном федеральном округе. Потребителями являются 2-5 этажные жилые и общественные здания постройки 50-80 годов прошлого века. Доля нагрузки отопления составляет 0,85; горячего водоснабжения - 0,15. В качестве источника теплоты используется котельная с котлами НР-18, работающих на природном газе и имеющих КПД 0,81. Тепловые сети закрытые, работают по графику 95/70 °С. Протяженность сетей 4120 м со средним диаметром 108 мм. Износ источника и сетей составил около 70%. В образцовой системе теплоснабжения рассмотрена котельная со среднегодовым КПД нетто 0,92, КПД сетей рассчитан с учетом нормативов тепловых потерь. За счет утепления зданий в соответствии с нормами тепловой защиты и установки на горячем водоснабжении водосберегающих приборов снижение тепловой нагрузки составило 28% ($\varepsilon = 0,72$). Стоимость топлива принята 3,5 руб./кг у.т., электроэнергии - 3,8 руб./кВт ч. Результаты расчетов приведены в таблице.

Таблица. Характеристика существующей и образцовой систем теплоснабжения

Наименование показателя, единицы измерения	Существующая система с котельной	Образцовая система с котельной
Присоединенная тепловая нагрузка, МВт	4,04	2,91
Количество тепловой энергии, израсходованное потребителем, ГДж/год	35761,7	25745,4
Потери тепловой энергии при транспорте, ГДж/год	3973,5	1073,4
Собственные нужды, ГДж/год	810,9	408,4
Выработка тепловой энергии, ГДж/год	40546,1	27226,2
Расход топлива, млн. кг у. т./год	1,67	1,01
Удельный расход топлива на отпуск теплоты с коллектора источника, кг у. т./ГДж	41,9	37,6
Удельный расход электроэнергии на перекачку теплоносителя и собственные нужды источника, кВт*ч/ГДж	6	4,29
Расход электроэнергии на перекачку, кВт*ч/год	241922	116800,4
Затраты на топливо, млн. руб./ год	5,82	3,57
Затраты на электроэнергию, млн. руб/ год	0,924	0,44
Энергетические годовые ,млн. руб/ год	6,74	4,01
КПД транспорта теплоты, %	90	96
Относительный показатель энергетической эффективности	1,68	1
Потенциал энергосбережения	0,68	1

Из анализа таблицы следует, что в образцовой системе при нормативных тепловых потерях присоединенная нагрузка снизилась на 28%, КПД тепловых сетей вырос на 6%, удельный расход топлива уменьшился на 4,3 кг у.т./ГДж. Показатель энергетической эффективности существующей системы теплоснабжения получился равным 1,68, что означает перерасход энергетических затрат в размере 68% по сравнению с образцовой системой.

Список литературы:

1. Николаев Ю.Е., Дубинин А.Б., Вдовенко И.А. Проблемы повышения эффективности систем теплоснабжения малых городов // Энергосбережение в системах тепло-и газоснабжения. Повышение энергетической эффективности. Мат. науч.-практ. конф. СПб. ООО "К-8", 2012г. С.115-118.
2. Андрищенко А.И., Дубинин А.Б. Образцовые циклы теплоэнергетических установок и их оптимизация: учеб. Пособие/Саратов. политехн. ин - т, Саратов, 1988– 68 с..
3. СНиП 41-03-2003. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Введ. 2003-11.01. М.: ФГУП ЦПП, 2003. - 30 с.
4. СНиП 23-02-2003. Тепловая защита зданий. Введ. 2003-10-01. М.: ФГУП ЦПП, 2003. - 23с.
5. СНиП 41-02-2003. Тепловые сети. Введ. 2003-06-24. М.: ФГУП ЦПП, 2003. - 37с.

УДК 621.316.1.017

Особенности модели на основе коэффициентов распределения для определения параметров энергосберегающих технологий

В.С. Павлюков, С.В. Павлюков, С.П. Сусанин

ФГБОУ ВПО Южно-Уральский государственный университет (НИУ), г. Челябинск, Россия
E-mail: pws1938@mail.ru

На основе матрицы коэффициентов распределения получены математические модели определения потерь мощности и энергии. Представлены результаты экспериментальных исследований.

Развитие рыночных отношений в электроэнергетике России между производителями электрической энергии и ее потребителями требуют повышения эффективности мероприятий по снижению уровня потерь энергии, качество которой зависит от точности моделирования процессов в электроэнергетической системе, характеризующейся разнообразным и большим объемом информации о схемных и режимных параметрах.

В настоящее время в большинстве сетевых компаний доминирующим методом для решения задач энергосбережения и управления электрическими режимами сетей разных уровней напряжений является узловой баланс мощностей (токов) [1], но, отметим, и достаточно трудоемкий. Поэтому актуальность исследований более совершенных моделей для различных задач, в том числе и определения потерь электроэнергии, позитивно влияющих на упрощение и уменьшение трудоемкости перечисленных процессов, не утрачивается и в упомянутое время.

Наиболее перспективное направление для разработок как линейных, так и нелинейных моделей поставленной задачи открывает универсальность свойств матрицы $\mathbf{C} = \mathbf{C}' + j\mathbf{C}''$ коэффициентов распределения [1].

Рассмотрим моделирование режимной информации в виде вектора-функции графиков полных мощностей за некоторый дискретный интервал времени T

$$\mathbf{s}(t) = [\mathbf{s}_v(t)] = [\mathbf{p}_v(t) + j\mathbf{q}_v(t)], \quad (v = \overline{1, n} - \text{число независимых узлов в схеме сети}) \quad (1)$$

или в виде узловых токов [2]

$$\mathbf{j}(t) = [\mathbf{j}_v(t)] = \mathbf{j}'_v(t) + j\mathbf{j}''_v(t). \quad (2)$$

Представим модель потерь на основе узловых токов в детерминированной форме $\mathbf{J} = [\mathbf{j}_v]$ [2], определяющую распределение комплексных токов $\mathbf{i}_{kv}$ по ветвям kv схемы электрической сети по выражению

$$\mathbf{i}_{kv} = \mathbf{c}_{kv} \mathbf{j}_v = \mathbf{i}'_{kv} + j\mathbf{i}''_{kv}, \quad (k = \overline{1, \hat{a}}; \hat{a} - \text{количество ветвей в схеме}), \quad (3)$$

где $\mathbf{i}'_{kv} = \mathbf{c}'_{kv} \mathbf{j}'_v - \mathbf{c}''_{kv} \mathbf{j}''_v$, $\mathbf{i}''_{kv} = \mathbf{c}'_{kv} \mathbf{j}''_v + \mathbf{c}''_{kv} \mathbf{j}'_v$ – соответственно действительная и мнимая составляющие вектора токораспределения в схеме электрической сети.

Матричное выражение для токораспределения по ветвям электрической схемы на основе (3) в комплексной форме имеет следующий вид

$$\mathbf{I} = \mathbf{I}' + j\mathbf{I}'' = \mathbf{C}\mathbf{J}. \quad (4)$$

Современное управление режимами электрических систем и энергосберегающими технологиями требует достоверную и полную узловую и другую информацию. Качественная режимная информация может быть получена при помощи новых способов и комплексов измерения. Но не все узлы системы оснащены дорогостоящей аппаратурой, что приводит к использованию устаревших данных или данных замеров характерных режимов, распространяющихся на большой период времени. В таком случае можно предложить модель для решения указанной задачи с комбинированными параметрами, которую получим с использованием узловых уравнений на базе матрицы $\mathbf{Y}$ собственных и взаимных проводимостей:

$$\mathbf{Y}\Delta\mathbf{U} = \mathbf{J} - \mathbf{M}\mathbf{diag}\mathbf{Z}_B^{-1}\mathbf{E}, \quad (5)$$

где $\Delta\mathbf{U} = \mathbf{U} - \mathbf{U}_0$ – вектор падений напряжений искомого вектора напряжений $\mathbf{U}$ относительно вектора базисного напряжения $\mathbf{U}_0$; $\mathbf{M}$ – матрица соединений ветвей в узлах схемы; $\mathbf{diag}\mathbf{Z}_B^{-1}$ – инвертированная диагональная матрица ветвей схемы; $\mathbf{E}$ – вектор э.д.с. в ветвях схемы замещения, который может моделировать элементы векторного (продольно-поперечного) воздействия на режим электрической сети.

В зависимости от значимости режимной информации или других факторов, уравнение (5) при условии $\mathbf{E} = 0$ можно преобразовать к блочному виду

$$\begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{\alpha\alpha} & \mathbf{Y}_{\alpha\beta} \\ \mathbf{Y}_{\beta\alpha} & \mathbf{Y}_{\beta\beta} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\mathbf{U}_\alpha \\ \Delta\mathbf{U}_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_\alpha \\ \mathbf{J}_\beta \end{bmatrix} \quad (6)$$

и для дальнейших операций рассмотреть (6) в алгебраической форме

$$\begin{cases} \mathbf{Y}_{\alpha\alpha}\Delta\mathbf{U}_\alpha + \mathbf{Y}_{\alpha\beta}\Delta\mathbf{U}_\beta = \mathbf{J}_\alpha, \\ \mathbf{Y}_{\beta\alpha}\Delta\mathbf{U}_\alpha + \mathbf{Y}_{\beta\beta}\Delta\mathbf{U}_\beta = \mathbf{J}_\beta. \end{cases} \quad (7)$$

Допустим, что известны замеры режимных параметров с индексом $\alpha - \mathbf{J}_\alpha$, с индексом β параметры достоверно неизвестны на момент времени t . Вместо последних параметров для итерационных процессов численных методов можно использовать приближенные величины в виде номинальных напряжений сети или выбрать из диспетчерских журналов ретроспективные данные, или баз оперативно-информационных комплексов. Алгоритм преобразования системы (7) прост и сводится к тому, чтобы вектор неизвестных параметров $\mathbf{J}_\beta$ переместился в структуру вектора неизвестных системы уравнений (6) или (7). Из второго уравнения системы (7) имеем $\Delta\mathbf{U}_\beta = \mathbf{Y}_{\beta\beta}^{-1}(\mathbf{J}_\beta - \mathbf{Y}_{\beta\alpha}\Delta\mathbf{U}_\alpha)$ и, подставляя в первое уравнение системы, получим $(\mathbf{Y}_{\alpha\alpha} - \mathbf{Y}_{\alpha\beta}\mathbf{Y}_{\beta\beta}^{-1}\mathbf{Y}_{\beta\alpha})\Delta\mathbf{U}_\alpha + \mathbf{Y}_{\alpha\beta}\mathbf{Y}_{\beta\beta}^{-1}\mathbf{J}_\beta = \mathbf{J}_\alpha$. Последнее уравнение вместе с преобразованным первым уравнением системы (7) представляют форму уравнений с вектором комбинированных неизвестных переменных

$$\begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{\alpha\alpha} - \mathbf{Y}_{\alpha\beta}\mathbf{Y}_{\beta\beta}^{-1}\mathbf{Y}_{\beta\alpha} & \mathbf{Y}_{\alpha\beta}\mathbf{Y}_{\beta\beta}^{-1} \\ -\mathbf{Y}_{\beta\beta}^{-1}\mathbf{Y}_{\beta\alpha} & \mathbf{Y}_{\beta\beta}^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\mathbf{U}_\alpha \\ \mathbf{J}_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_\alpha \\ \Delta\mathbf{U}_\beta \end{bmatrix}. \quad (8)$$

Для практического использования данной модели был осуществлен этап ее исследования на тестовой схеме замещения с пятью узлами и семью ветвями. Целью исследования было установить адекватность полученных решений для вектора комбинированных режимных параметров при изменении исходных данных, но не противоречивых соответствующему уровню напряжений. При использовании классического одношагового итерационного метода без влияния ускоряющих элементов решение для вектора неизвестных (8) было получено на шестой итерации при заданной погрешности $\varepsilon_s = 0,01$.

На основе метода наложения векторы-столбцы действительных и мнимых составляющих токов (3), представим следующими формулами

$$\mathbf{I}' = \mathbf{C}'\mathbf{J}' - \mathbf{C}''\mathbf{J}'', \quad (9)$$

$$\mathbf{I}'' = \mathbf{C}'\mathbf{J}'' + \mathbf{C}''\mathbf{J}'. \quad (10)$$

Данный подход определения токораспределения обеспечивает наглядность и адресность составляющих токов в каждой ветви схемы электрической сети от соответствующих регулируемых режимных параметров, переписав (9,10) в раскрытом виде[2].

Потери полной мощности в питающей сети при известном токораспределении (9,10) можно определить из выражения

$$\Delta S = \left(\mathbf{I}^* \right)^T \text{diag}(\mathbf{Z}) \mathbf{I} = \text{Re}(\Delta S) + j \text{Im}(\Delta S) = \pi + j q ,$$

где $\mathbf{Z} = \mathbf{R} + j\mathbf{X}$ – матрица полных сопротивлений ветвей схемы электрической сети; T – операция транспонирования; π и q – потери соответственно активной и реактивной мощностей.

Составляющая потерь активной мощности из выражения (11) имеет вид

$$\begin{aligned} \pi &= \text{Re}(\Delta S) = \text{Re} \left[\left(\mathbf{I}^* \right)^T \text{diag}(\mathbf{Z}) \mathbf{I} \right] = \\ &= \text{Re} \left[\left((\mathbf{I}')^T - j(\mathbf{I}'')^T \right) \text{diag}(\mathbf{R} + j\mathbf{X}) (\mathbf{I}' + j\mathbf{I}'') \right] = (\mathbf{I}')^T \mathbf{R} \mathbf{I}' + (\mathbf{I}'')^T \mathbf{R} \mathbf{I}''. \end{aligned}$$

(11)

При использовании модели(1) для режима средних нагрузок, потери электроэнергии в схеме электрической сети, исключая промежуточные выводы, можно определять по выражению

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E} &= \frac{1}{T} \int_0^T \pi(t) dt = \frac{1}{T} \int_0^T \begin{bmatrix} \mathbf{P} \mathbf{F}^P(t) \\ \mathbf{Q} \mathbf{F}^Q(t) \end{bmatrix}^T \mathbf{B} \begin{bmatrix} \mathbf{P} \mathbf{F}^P(t) \\ \mathbf{Q} \mathbf{F}^Q(t) \end{bmatrix} dt = \\ &= \begin{bmatrix} \mathbf{P} \\ \mathbf{Q} \end{bmatrix}^T \mathbf{B} \begin{bmatrix} \mathbf{P} \\ \mathbf{Q} \end{bmatrix} \frac{1}{T} \int_0^T \begin{bmatrix} \mathbf{F}^P(t) \\ \mathbf{F}^Q(t) \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} \mathbf{F}^P(t) \\ \mathbf{F}^Q(t) \end{bmatrix} dt. \end{aligned} \quad (12)$$

В выражении (11) $\mathbf{B}$ представляет матрицу формулы потерь, а множители,

$$\xi_{vj}^p = \frac{1}{T} \int_0^T f_v^p(t) f_j^p(t) dt, \quad \xi_{vj}^q = \frac{1}{T} \int_0^T f_v^q(t) f_j^q(t) dt,$$

определяемые скалярными произведениями относительных графиков, соответственно, активных $\mathbf{F}^P(t)$ и реактивных $\mathbf{F}^Q(t)$ мощностей в узлах v и j сети, посредством которых учитывается характер изменения узловых нагрузок во времени.

В качестве апробации предложенного подхода были выполнены исследования энергорайона, сложного в эксплуатации из-за энергоемких потребителей и существенно загруженных линий 110 кВ, охватывающего более семидесяти линий и около шестидесяти узлов 110-500 кВ, в связи с вводом новых генерирующих мощностей до 2016 г. В энергорайоне линии не перегружались по длительно-допустимому току нагрева, уровни напряжений узлов находились в допустимых пределах согласно ГОСТа качества (максимальная нагрузка линий до 60%; в сети 110 кВ отклонение напряжений менее 10%, в сети 220 кВ до 8,3 и 500 кВ до 4%). Расчеты реальной схемы показывают эффективность применения предложенного подхода для определения энергосберегающих параметров. Использование моделей (11),(12) приводит к более точному определению потерь, примерно на 3-3,5%, по сравнению с традиционным методом[1] при детерминированных режимных параметрах.

Рассмотренная модель (12), обеспечивают независимую от разнородности характера нагрузок узлов сети точность определения потерь мощности и энергии, что является важным фактором для получения правильных решений поставленной выше задачи при управления энергосберегающими режимами электрических сетей.

Список литературы:

1. Электрические системы. Электрические сети / В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др.; под ред. В.А. Веников и В.А. Строева. – М.: Высшая школа, 1988. – 512 с.

2. Фомин Н.И., Павлюков В.С. Метод определения потерь электроэнергии в питающей сети для задачи комплексной оптимизации схем распределительных электрических сетей // Электробезопасность.— Челябинск: Изд.-во ЮУрГУ, 1999. — №3-4.— С. 3–7.

Алгоритм составления плана мероприятий по снижению потерь электроэнергии

Пейзель В.М., Бондарева К.В.

*Северо-Кавказский федеральный университет, Россия, г. Ставрополь
stepas1955@mail.ru*

В электросетевых организациях работа по снижению потерь энергии (ПЭ) начинается с разработки мероприятий по снижению потерь (МСП) в электрических сетях. Результатом является конкретный набор организационных и технических мероприятий, обеспечивающих снижение ПЭ до экономически обоснованного уровня. При этом уже в год внедрения МСП желательно получить от них наибольший экономический эффект, т.е. обеспечить рациональную последовательность выполнения этих мероприятий в течение отчетного периода (месяца, квартала, года). Особенно актуален этот вопрос для МСП, проводимых в электрических сетях 0,4-10 кВ, не требующих, как правило, крупных материальных и финансовых затрат и выполняющихся персоналом самих электросетевых организаций.

Объемы материальных ресурсов, необходимых для проведения МСП, определяются при их расчете. Далее возникает задача рационального использования трудовых ресурсов, которые может выделить организация в течение года на реализацию запланированных мероприятий.

Эту задачу можно сформулировать и решить следующим образом. Необходимо составить календарный план выполнения МСП, характеризующихся трудозатратами на их выполнение t_i и годовым эффектом $\mathcal{E}_i$ ($i=1, \dots, N_M$), который обеспечивал бы получение наибольшего суммарного эффекта за период планирования и был удобен с точки зрения его выполнения. В качестве годовых эффектов $\mathcal{E}_i$ для каждого из N_M мероприятий может использоваться ожидаемое годовое снижение потерь от внедрения данного МСП, как это регламентировано в [1].

Период планирования разбивается на ряд интервалов N_H (месяцев или кварталов), причем для каждого интервала задается величина располагаемых трудоресурсов T_j ($j=1, \dots, N_H$), которые могут быть выделены на проведение МСП. Трудозатраты t_i для организационных и технических МСП должны использоваться в полном объеме за один интервал периода планирования.

Разработанный годовой план МСП с одной стороны должен удовлетворять требованиям максимальной эффективности, а с другой – равномерности распределения трудозатрат по интервалам. О равномерной напряженности плана можно судить по примерному равенству коэффициентов использования трудоресурсов за периоды, которые определяются как отношение необходимых трудозатрат к выделяемым на данный интервал трудоресурсам. Эти требования противоречивы, т.к. максимального эффекта от МСП можно добиться, внедрив их все в начале планового периода. Однако при этом план получается максимально неравномерным. Таким образом, поставленная задача является оптимизационной, а в силу одновременности ряда МСП – еще и целочисленной. Поэтому для ее решения целесообразно использование методов целочисленного программирования [2].

Введем следующие обозначения:

x_{ij} – переменная, принимающая в общем случае значения в интервале от нуля до 1, а для МСП, требующих одновременного выполнения, – дискретные значения 0 или 1 в зависимости от

того, выполняется мероприятие i в интервале j или нет, причем $\sum_{j=1}^{N_H} x_{ij} = 1$;

τ_j – относительная продолжительность получения эффекта от мероприятия в течение периода планирования, которая для кварталов, например, может быть задана значениями 0,875; 0,625; 0,375; 0,125.

Тогда требованию максимальной эффективности плана МСП соответствует целевая функция

$$F_{\Sigma}(x) = \sum_{j=1}^{N_H} \sum_{i=1}^{N_M} \mathcal{E}_i \tau_j x_{ij} \rightarrow \max \quad (1)$$

с наложенными ограничениями

$$\sum_{i=1}^{N_M} x_{ij} t_i \leq T_j, \quad j = 1, \dots, N_H. \quad (2)$$

Вместе с тем, величины располагаемых трудоресурсов по интервалам T_j обычно известны ориентировочно, поэтому для учета возможности их незначительного превышения имеет смысл в правой части выражения (2) ввести коэффициент возможного превышения трудозатрат над трудоресурсами $k_{Hj} \geq 1$, а для учета «ущерба» от этого превышения – ввести в (1) функцию штрафа вида

$$\varphi_{Hj} = \max[0, Y_j (T_{Hj} - T_j)], \quad (3)$$

где $T_{Hj} = \sum_{i=1}^{N_M} x_{ij} t_i$ – суммарные трудозатраты за j -й период.

Значения коэффициентов k_{Hj} и удельного «ущерба» от превышения трудоресурсов Y_j могут задаваться отдельно для каждого интервала, исходя из технико-экономических показателей работы предприятия. Величина Y_j определяет жесткость ограничений на превышение располагаемых трудоресурсов и регламентирует необходимость привлечения дополнительных сил на выполнение МСП.

С учетом функции штрафа (3) целевую функцию (1) и ограничения (2) можно переписать в виде

$$F_{\varphi}(x) = \sum_{j=1}^{N_H} \left\{ \tau_j \sum_{i=1}^{N_M} \vartheta_i x_{ij} - \max[0, Y_j (T_{Hj} - T_j)] \right\} \rightarrow \max \quad (4)$$

$$\sum_{i=1}^{N_M} x_{ij} t_i \leq k_{Hj} T_j, \quad j = 1, \dots, N_H. \quad (5)$$

Целевая функция $F_{\varphi}(x)$ является суммой слагаемых по интервалам, т.е.

$$F_{\varphi}(x) = \sum_{j=1}^{N_H} F_{\varphi j}(x).$$

Поэтому задачу (4) – (5) можно разбить на N_H отдельных подзадач. Однако, учитывая, что τ_j уменьшается с увеличением j , для обеспечения максимального эффекта следует решать эти подзадачи последовательно, начиная с первого интервала.

Задача может быть решена с помощью алгоритма «укладки ранца» целочисленного программирования. При этом последовательность расчета такова.

Для всех МСП определяются показатели $\beta_i = \vartheta_i t_i$, $i=1, \dots, N_M$. Мероприятия ранжируются в порядке убывания показателей β_i , т.е. $\beta_{k-1} \geq \beta_k$, $k=2, \dots, N_M$. Последовательно, начиная с первого интервала ($j=1$), ранжированным переменным по порядку присваиваются максимально возможные значения x_{kj} до тех пор, пока не нарушится условие (5). При этом когда наступает момент

$$T_j \leq \sum_{i=1}^{N_M} x_{ij} t_i \leq k_{Hj} T_j$$

присвоение переменным x_{kj} максимальных значений осуществляется путем последовательного перебора всех МСП с $x_{kj} < 1$ и проверки на постоянное возрастание текущего значения функции $F_{\varphi j}(x)$. Осуществляется переход к следующему интервалу $j+1$, и процедура

расчета повторяется, но в рассмотрении участвуют только те МСП, для которых $\sum_{j=1}^{N_H} x_{kj} < 1$.

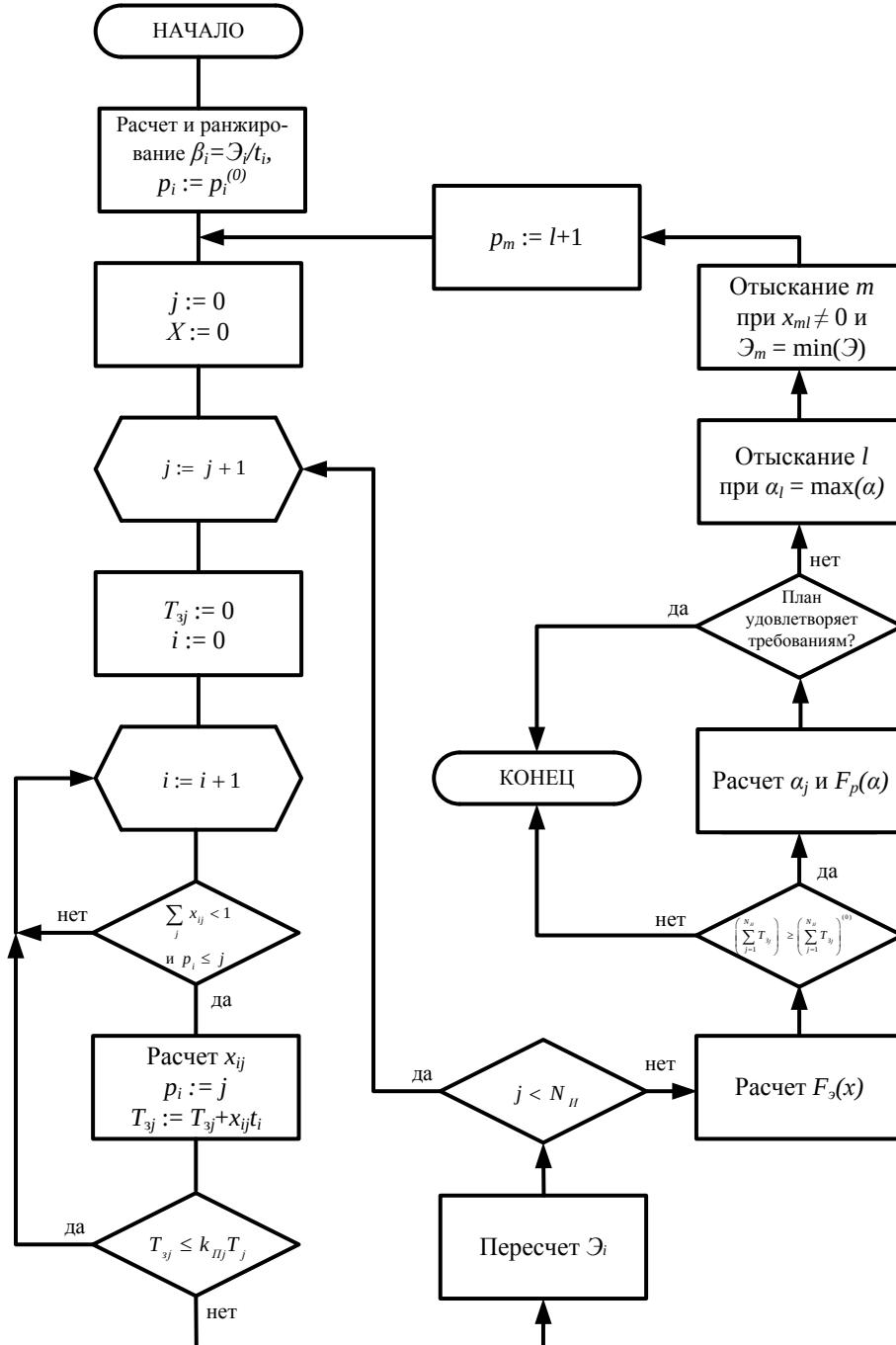
Задача решается последовательно для всех интервалов и определяется эффективный план МСП на плановый период. Однако очевидно, что этот план будет наименее равномерным. Например, в случае превышения выделяемых на период трудоресурсов над суммарными необходимыми трудозатратами на выполнение МСП первые интервалы будут более загруженными, чем последующие. План может оказаться и не самым эффективным за счет сравнительно высоких величин «ущербов» для первых интервалов.

Требование равномерной загруженности плана может быть достигнуто путем решения задачи минимизации суммы квадратов отклонений коэффициентов использования трудоресурсов от среднего:

$$F_p(\alpha) = \sum_{j=1}^{N_H} (\alpha_j - \bar{\alpha})^2 = \sum_{j=1}^{N_H} \alpha_j^2 - \frac{1}{N_H} \left(\sum_{j=1}^{N_H} \alpha_j \right)^2 \rightarrow \min \quad (6)$$

во внешнем по отношению к описанному алгоритму цикле. Здесь $\alpha_j = T_{3j} / T_j$ – коэффициент использования трудовых ресурсов в j -м интервале.

Для решения задачи (6) предлагается следующий алгоритм направленного выравнивания первоначального неравномерного плана.



Рисунок– Блок-схема алгоритма рационального планирования МСП

Каждому мероприятию ставится в соответствие признак p_i ($i=1, \dots, N_M$), значение которого равно номеру интервала, начиная с которого это МСП может включаться в план. В частности,

задавая этим признакам начальные значения $p_i^{(0)}$, можно учесть тот факт, что обеспечение МСП материалами и оборудованием осуществляется постепенно в течение года или само мероприятие носит сезонный характер. В общем случае $p_i \geq 1$.

После расчета первоначального плана выбирается интервал l , для которого коэффициент использования трудоресурсов α_l имеет наибольшее значение. В этом интервале отыскивается мероприятие m , имеющее $x_{ml} \neq 0$ и наименьшее значение эффекта $\mathcal{E}_m$. Для этого МСП значение признака p_i устанавливается равным $l+1$. Снова решается задача (4)-(5) с учетом новых значений p_i , т.е. каждое мероприятие включается в план, только начиная с интервала $j = p_i$.

По формуле (6) рассчитывается значение целевой функции $F_P(\alpha)$ и если оно меньше предыдущего, то полученный на текущей итерации годовой план МСП запоминается. Затем расчет повторяется, начиная с выявления интервала с максимальным α_l .

Таким образом, задача составления годового плана МСП в такой постановке сводится к минимизации функции (6) с учетом максимизации функции (4) на каждой итерации.

В качестве критерия окончания итерационного расчета можно использовать условие нарушения на какой-либо n -ой итерации соотношения

$$\left(\sum_{j=1}^{N_H} T_{zj} \right)^{(n)} \geq \left(\sum_{j=1}^{N_H} T_{zj} \right)^{(0)}. \quad (7)$$

Условие (7) указывает на тот факт, что количество МСП, включенных в выровненный план, не должно быть меньше, чем в первоначальном плане. Расчет может быть закончен также в случае достижения определенной степени выравниваемости плана, удовлетворяющей расчетчика. На рисунке приведена блок-схема описанного алгоритма.

Список литературы:

1. Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям / Утверждено приказом Минпромэнерго России от 4 октября 2005г. № 267.- 61 с.
2. Исследование операций. В 2-х томах. Т.1 Методологические основы и математические методы / Под ред. Дж. Моудера, С. Элмаграби // М.: Мир, 1981.- 712 с.

Перспективные направления реализации ресурсосберегающего управления технологическим процессом движения поездов

Петуров В.И., Ташлыкова В.И., Шубин Д.А.

Забайкальский институт железнодорожного транспорта, Россия г. Чита

Peturov_vi@rambler.ru

История развития цивилизации с технической точки зрения – это история создания, накопления и развития технологий, а любая технология подразумевает под собой использование энергии в той или иной форме.

Одним из основных приоритетов успешного функционирования любого производственно-технологического процесса и всей экономики в целом является эффективное использование топливно - энергетических ресурсов (ТЭР), и, в частности ресурсо- и энергосбережение. Ресурсо- и энергосбережение – это те проблемы, которые необходимо решать в любом государстве, независимо от уровня благосостояния.

Не является исключением в этом плане и такая область экономики как транспорт, в том числе железнодорожный.

В настоящее время большинство отечественных железных дорог переведено на электровозную тягу. Электрификация участков железных дорог продолжается согласно планов ОАО "РЖД". Электрифицированными железными дорогами выполняется более 90 % всего объема перевозок, при этом данный вид транспорта является крупным энергоемким потребителем и, как следствие, требует больших затрат электроэнергии, иных ТЭР. Доля потребления электрической энергии железными дорогами в России составляет 8% [1].

Расходы на тягу поездов и прочие нужды от общих эксплуатационных расходов составляют 12 %. Из затрат на топливно - энергетические ресурсы 77 % приходится на тягу поездов и 23 % на прочие нужды. В тарифах на перевозку грузов затраты на энергию составляют 10 %. Рост стоимости электроэнергии увеличит энергетическую составляющую затрат.

Значительное потребление электроэнергии железными дорогами и увеличение энергетической составляющей затрат позволяет считать энергосбережение на железнодорожном транспорте приоритетным направлением уменьшения эксплуатационных затрат.

Наибольший объем электропотребления (75...80)% осуществляется электроподвижным составом. Поэтому основные направления экономии электрической энергии связаны с техническим состоянием электровоза, уровнем его эксплуатации и организацией движения поездов. Электропотребление на тягу поездов определяется всей системой эксплуатации железной дороги.

Энергосбережение на железнодорожном транспорте выделилось в самостоятельное направление со следующими основными задачами:

- совершенствование методов анализа энергоемкости железнодорожного транспорта.
- обоснование наиболее целесообразных с экономической точки зрения путей сокращения энергозатрат;

Одним из перспективных направлений реализации энерго- и ресурсосберегающих мероприятий и, как следствие, повышения экономической эффективности эксплуатационной деятельности железнодорожного транспорта является принятие управляющих решений на основе оперативного мониторинга резервов провозной способности сети железных дорог [2]. Это позволит повысить эффективность перевозочного процесса в условиях конкуренции перевозчиков, наличия частных вагонных парков и других обстоятельств. При этом следует учитывать необходимость формирования оптимального энергоэффективного расписания движения поездов и оценку "стоимости нитки" графика, как технологического ресурса.

В рамках реализации направления по созданию и внедрению ресурсосберегающих технологий на Южно-Уральской железной дороге состоялся эксперимент по организации движения грузовых поездов по энергооптимальным "ниткам" графика [3]. Результаты эксперимента подтвердили высокую эффективность технологии организации движения грузовых поездов по энергосберегающим "ниткам" графика. Экономическая оценка результатов эксперимента показала, что за счет снижения расхода электроэнергии экономический эффект составил 22,8 млн. руб. Общий экономический эффект за счет снижения эксплуатационных расходов – 37,6 млн. руб.

Успешная реализация проекта системы построения прогнозных энергосберегающих графиков движения поездов позволит приступить к созданию сетевой модели движения поездов на наиболее грузонапряженных участках железных дорог.

Список литературы:

1. Молин Н.И. Лекции по дисциплине «Энергосбережение на железнодорожном транспорте». – Иркутск, ИрГУПС, 2003.
2. Виноградов С.А., Кирякин В.Ю., Анфиногенов А.Ю. Прогнозные энергосберегающие графики движения поездов. // Железнодорожный транспорт. - № 8, 2011. – С. 22 – 25.
3. Попов В.А. Организация вождения поездов по энергооптимальному графику: итоги эксперимента // Железнодорожный транспорт. - № 8, 2011. – С. 26 – 32.

Сравнительный анализ и оценка эффективности электропотребления на технологических участках меднорудного карьера

Пичуев А.В., Петров А.А., Овсянников Н.Б.

Московский государственный горный университет, Россия, Москва

allexstone@mail.ru

В основу анализа электропотребления технологических участков РОР «ЭРДЭНЭТ» были положены плановые и фактические данные по объемам добываемого полезного ископаемого и ежемесячному расходе электроэнергии по основному карьеру, включающему в себя: участок буровой, участок экскавации, участок дороги и отвалов, завод ВВ, УЦРГО, УЦРЭ; по центральному участку, ДСУ и в целом по РОР.

Предварительный анализ показал, что плановые и фактические показатели расхода электроэнергии подчиняются нормальному закону распределения.

Для определения энергетических характеристик технологических комплексов и установок использовался корреляционно-регрессионный метод.

Зависимости месячного расхода электроэнергии по РОР и на основных технологических участках от месячной производительности приведены на рис.1÷4.

Анализ зависимостей технологического и удельного расходов электроэнергии по РОР (рис.1) показал, что выход на плановые показатели обеспечивается только при производительности $Q \geq 1450$ тыс.м³/мес., а оптимальными являются при производительности $Q \geq 1550$ тыс.м³/мес. По основному карьере в плановые показатели (рис.2) заложено заведомое увеличение технологического расхода электроэнергии, при этом выход на его оптимальный уровень возможен только при уровне месячной производительности $Q \geq 1575$ тыс.м³.

Устойчивые показатели технологического расхода электроэнергии приходятся на $Q = 1450 \div 1550$ тыс.м³. При снижении производительности фактический технологический расход электроэнергии по основному карьере возрастает. В целом удельный расход электроэнергии по основному карьере оказывается незначительно больше плановых показателей, приближаясь к оптимальному значению при месячной производительности $Q = 1500$ тыс.м³.

По участку экскавации в плановые показатели (рис.3) заложено увеличение технологического расхода электроэнергии, при этом выход на оптимальный уровень возможен только при месячной производительности $Q \geq 1525$ тыс.м³. Устойчивые показатели технологического расхода электроэнергии приходятся на $Q = 1475 \div 1525$ тыс.м³/мес. По показателям удельного расхода электроэнергии на участке экскавации за контрольный период на плановые показатели выйти не удалось.

На участке бурения устойчивый уровень соответствия плановых и фактических показателей технологического и удельного расходов электроэнергии постигается при месячной производительности $= 27,5 \div 28,5$ тыс.п.м. При этом в случае снижения производительности технологический и удельный расход электроэнергии возрастает.

В результате статистического анализа режимов энергопотребления в целом по РОР и на технологических участках было установлено следующее.

Общий расход электроэнергии на РОР состоит из нескольких частей:

- расход на основной технологический процесс. Данный расход в определенной мере зависит от простоев оборудования, т.е. если экскаватор не грузит или буровой станок не бурит, а двигатель генератора и вспомогательное оборудование при этом потребляют электроэнергию, т.е. расход электроэнергии имеется, а производство стоит. Для объективной оценки в любой период времени как экономично работала каждая единица техники (сколько машино-часов отработано, сколько отгружено руды (породы) или пробурено метров и сколько при этом затрачено электроэнергии) необходимо, чтобы велся индивидуальный учет расхода электроэнергии по каждому экскаватору или станку;

- расход на собственные нужды (освещение, отопление, вспомогательное оборудование, механические мастерские, столовая и т.д.). Данный расход электроэнергии носит сезонный характер и зависит от температуры окружающей среды, количества осадков, освещенности и др.;

- потери электроэнергии в линиях электропередачи. Данный расход электроэнергии обусловлен значительной удаленностью от ближайшего источника электроэнергии Гусиноозерской ГРЭС (407 км).

В связи с этим установлено, что при снижении объемов производства доля расхода электроэнергии на собственные нужды и потери в линии электропередачи по отношению к общему расходу на основной технологический процесс растут и, как следствие, растет удельный расход. При увеличении объемов производства данный показатель улучшается.

Рудник открытых работ ведет горные работы в смещенной зоне первичных и вторичных руд со значительным колебанием содержания руды, что влечет за собой более тщательный подход к шихтовке руды, подаваемой на обогатительную фабрику. Так по объемным показателям достаточно было бы трех экскаваторов для подачи руды на ОФ, но для снижения колебания по содержанию необходимо держать четыре – пять экскаваторов с неполной загрузкой, что приводит к повышенному расходу электроэнергии.

При составлении плана удельного расхода электроэнергии невозможно учесть такие факторы, как качество забоя, проходка съезда, перекидка горной массы, климатические условия (суровая зима) и т.д. Поэтому не удастся выходить на плановый показатель в зимний период ведения работ.

Плановые показатели технологического и удельного расхода рассчитываются в ноябре-декабре, дифференцируются по месяцам и кварталам на основании плана производства комбината и результатам геологоразведочных работ. При этом всегда имеет место расхождение ожидаемого и фактического качества руды, что приводит к изменению плановой разработки рудного тела, т.е. добыча ведется с других участков.

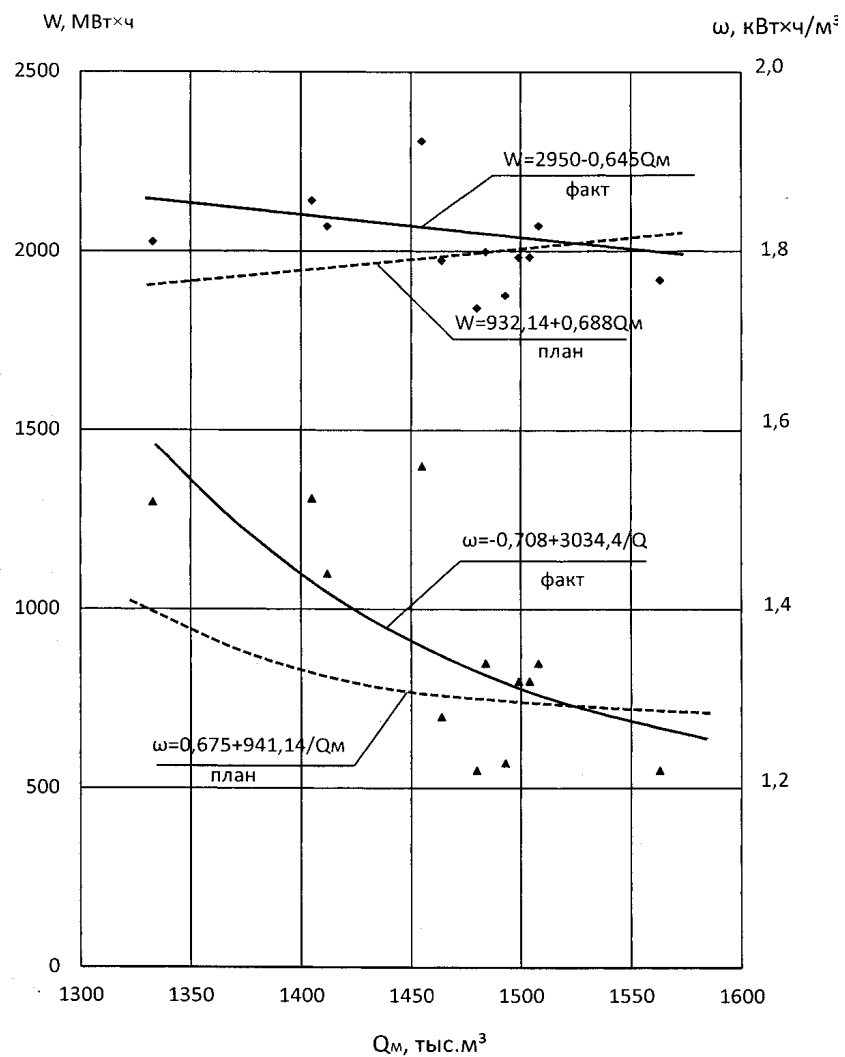


Рис.1. Зависимости технологического и удельного расхода электроэнергии от месячной производительности по ПОР

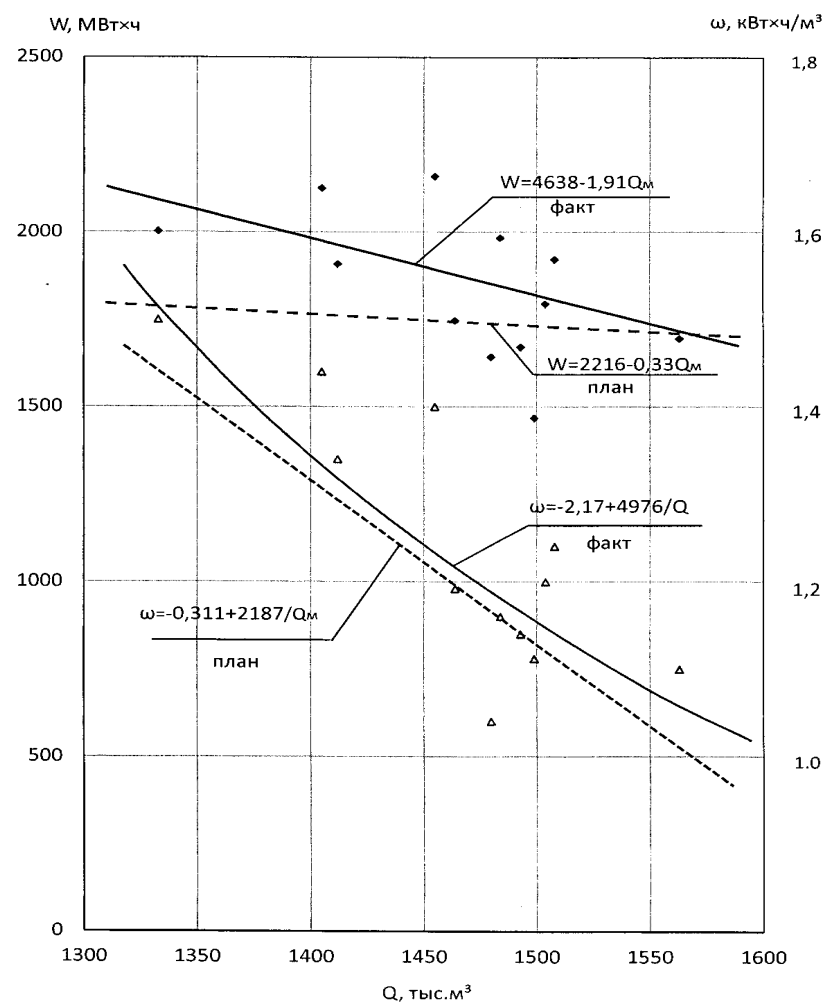


Рис.2. Зависимости технологического и удельного расхода электроэнергии по основному карьру

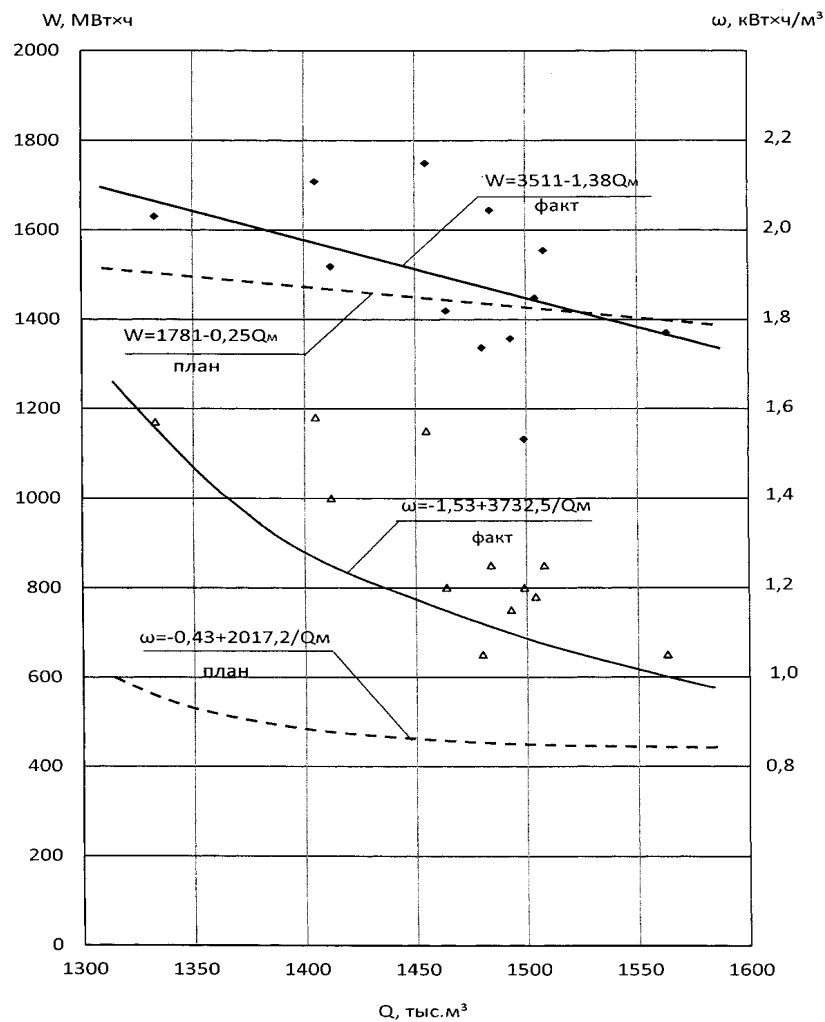


Рис.3. Зависимость расхода электроэнергии по участку экскавации от производительности по горной массе

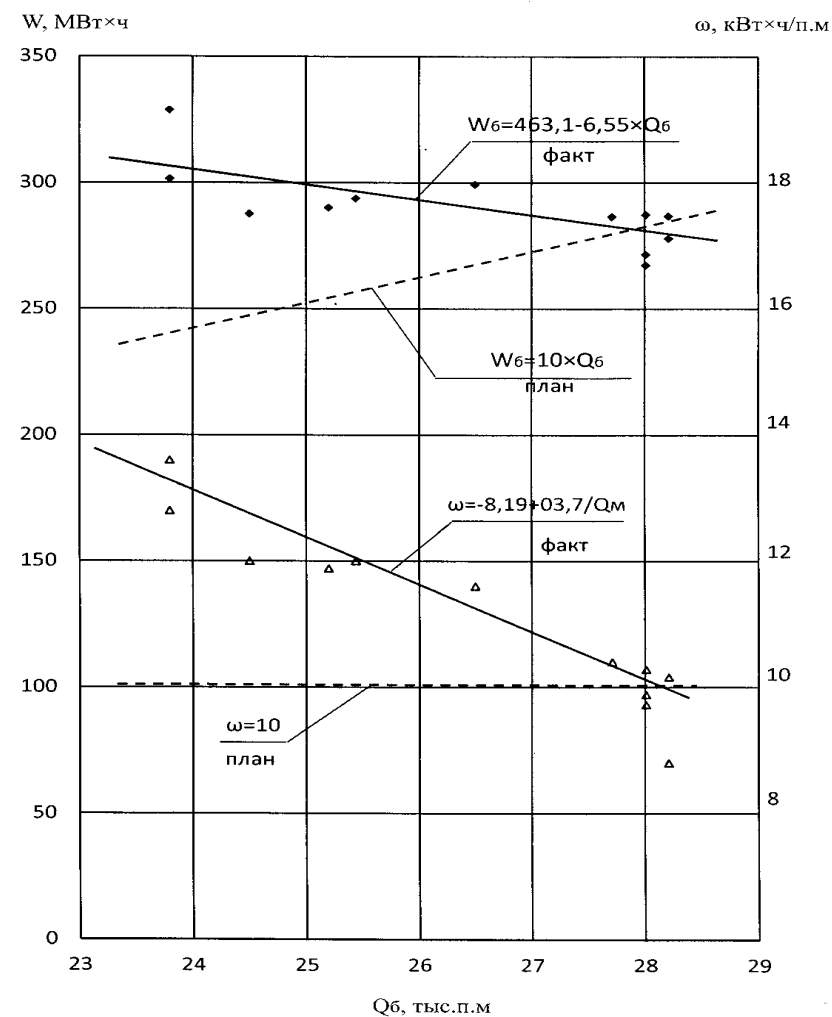


Рис.4. Зависимости технологического и удельного расхода электроэнергии по буровому участку от производительности по бурению

Постоянно ведется сверхплановое шихтование руды, что обуславливает дополнительный расход электроэнергии. Удельный расход электроэнергии и как следствие общий расход энергии (денежные затраты) утверждаются советом совместного предприятия и не подлежат изменению (корректировки) в течение года. Все это обуславливает расхождение показателей сезонного планирования экономической службой рудника, ПТО и ОГЭ и результатов фактического производства.

В конце года количественный общий расход электроэнергии растет в связи с выполнением дополнительного задания сверх плана, в то время, как затраты на его выполнение не планируются и принимаются как факт получения дополнительной продукции (медного концентрата).

Полученные в результате анализа энергетические характеристики могут быть использованы при планировании и прогнозировании электропотребления по технологическим участкам и обосновании норм расхода электроэнергии.

Анализ динамики электропотребления на технологических участках меднорудного карьера

Пичуев А.В., Петров А.А., Овсянников Н.Б.

Московский государственный горный университет, Россия, Москва

allexstone@mail.ru

Месторождение медно-молибденовых руд Эрдэнэтийн-Овоо расположено в Монголии, в 400 км к северо-западу от г. Улан-Батор, на территории Булганского аймака, и представляет собой штокверк, который в плане имеет размер $2,5 \div 1,3$ км.

Горно-обогатительный комбинат "Эрдэнэт" является объектом монголо-российского сотрудничества, осуществляемого в рамках совместного предприятия. Он включает в себя рудник открытых работ, обогатительную фабрику, тепловую станцию, ремонтно-механический завод с литейным производством, другие объекты вспомогательного назначения. К ГОКу подведена ЛЭП от Гусиноозёрской ГРЭС (407 км).

Объектом исследования являлись плановые и фактические данные электропотребления технологических участков в зависимости от объемов добываемого полезного ископаемого. Одним из аспектов энергетического обследования являлся анализ динамики электропотребления по отдельным участкам и в целом по РОР с целью оценки характера изменения основных показателей электропотребления и установления соответствующих зависимостей.

Исследования выполнялись методами статистической обработки данных с использованием спектрального анализа и представления временных зависимостей в виде рядов Фурье.

Уравнения динамики изменения месячной производительности по общему объему добываемой руды и соответствующему расходу электроэнергии по основному карьере, включающем в себя участок буровой, участок экскавации, участок дороги и отвалов, завод взрывчатых ВВ, УЦРГО, УЦРЭ, центральный добычной участок, дорожно-строительное управление и в целом по РОР, приведены в табл.1. Также указаны коэффициент корреляции и величина среднеквадратического отклонения расчетных и фактических параметров.

Динамика изменения технологического расхода электроэнергии по участку экскавации и по буровому участку представлена соответственно на рис.1 и рис.2.

Анализ динамики плановых показателей производительности показывает ее достаточную стабильность в течение года ($\text{м}^3/\text{мес.}$) с незначительным снижением в период с середины октября по конец февраля (м^3 - декабрь). Наибольшая интенсивность работ приходится на период с марта по сентябрь (м^3 - июнь). Фактический рост электропотребления в указанные периоды по отношению к плановым показателям оказываются значительно выше: $\text{м}^3/\text{мес.}$, $Q_{\text{макс.факт.}} = 1563 \text{ тыс. м}^3$. При этом следует отметить, что выйти на оптимальный уровень по удельному расходу электроэнергии, соответствующему фактической месячной производительности $Q_{\text{опт.}} = 1550 \text{ тыс. м}^3$, удалось только 1 раз - в июле. В целом динамика производительности имеет выраженный сезонный характер, с тенденцией снижения в осенне-зимний период с небольшим ростом декабря, обусловленным сверхплановой добычей.

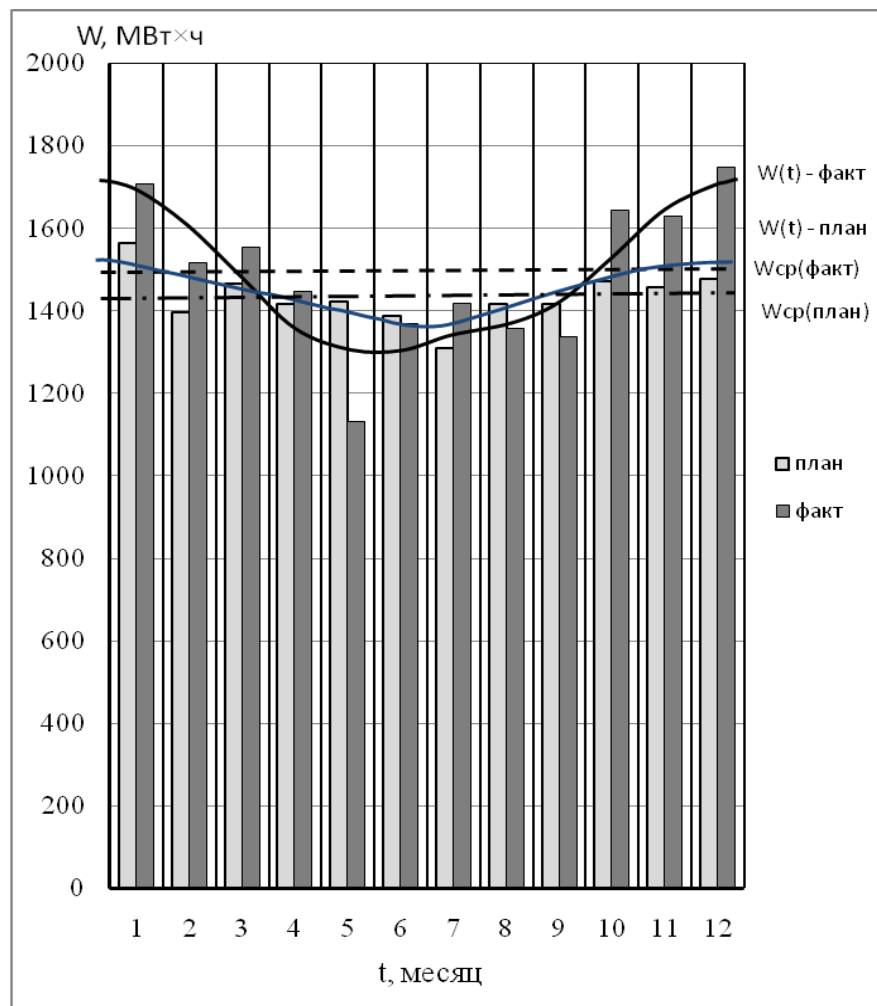


Рис.1. Динамика изменения технологического расхода электроэнергии по участку экскавации

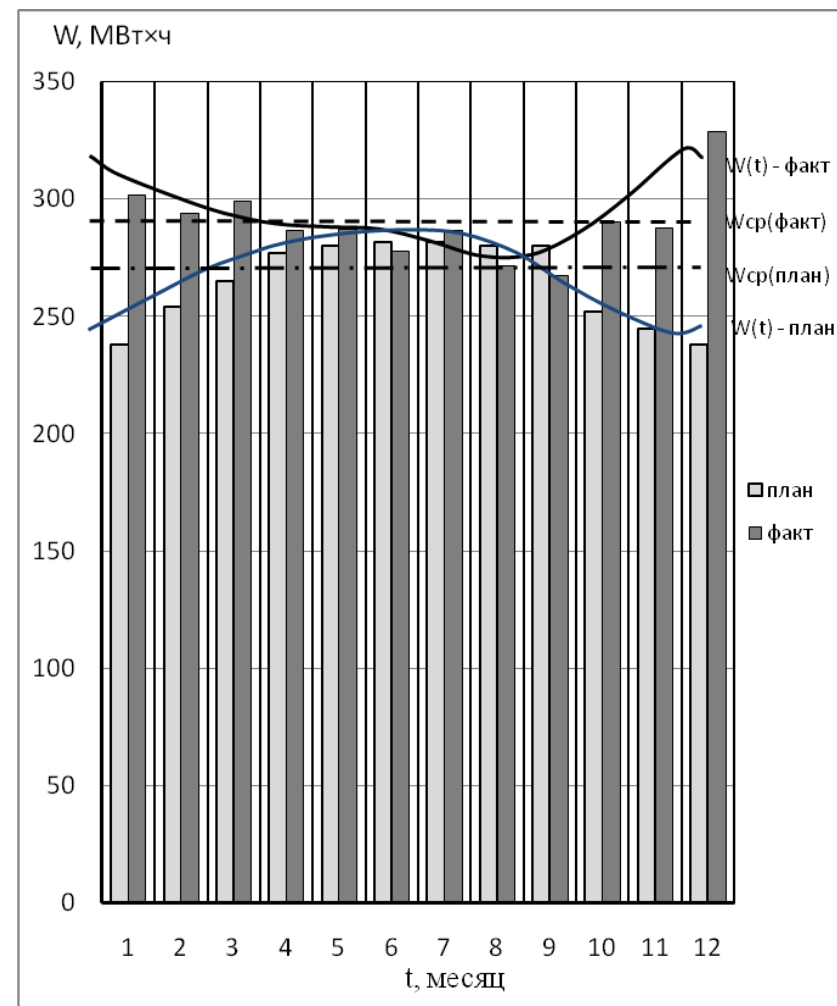


Рис.2. Динамика изменения технологического расхода электроэнергии по буровому участку

Таблица 1

Динамика изменения расхода электроэнергии и производительности участков по РОР в 2012 г.

Показатель		Уравнение	R	σ
Производительность по горной массе, тыс.м ³	план	$Q = 1375 - 69,56\cos t + 42,25\sin t - 28,75\cos 2t + 29,59\sin 2t$	0,92	26,72
	факт	$Q = 1466,7 - 48,62\cos t + 33,59\sin t - 11,25\cos 2t + 6,21\sin 2t$	0,75	38,14
Расход электроэнергии по РОР, МВт×ч	план	$W = 1878 - 19,17\cos t + 52,72\sin t - 12,83\cos 2t + 37,54\sin 2t$	0,82	34,21
	факт	$W = 2016,1 + 134,37\cos t + 7,97\sin t + 43,25\cos 2t - 54,46\sin 2t$	0,9	51,77
Расход электроэнергии по основному карьеру, МВт×ч	план	$W = 1756,6 + 59\cos t - 9,1\sin t - 12,59\cos 2t - 3,32\sin 2t$	0,75	37,92
	факт	$W = 1843,75 + 231,47\cos t - 86,9\sin t + 49\cos 2t - 26\sin 2t$	0,9	87,7
Расход электроэнергии по участку экскавации, МВт×ч	план	$W = 1432,4 + 60,4\cos t - 15,9\sin t - 9,1\cos 2t - 7,07\sin 2t$	0,76	38,7
	факт	$W = 1488,75 + 185,8\cos t - 91,3\sin t + 34,3\cos 2t - 16,7\sin 2t$	0,87	85,5
Расход электроэнергии по буровому участку, МВт×ч	план	$W = 264,5 - 21,54\cos t + 8,6\sin t - 2,8\cos 2t + 4,96\sin 2t$	0,98	3,02
	факт	$W = 289,8 + 15,78\cos t + 1,72\sin t + 4,5\cos 2t - 7,26\sin 2t$	0,84	8,2

Анализ динамики технологического расхода электроэнергии в целом по РОР показывает, что в период с февраля по сентябрь плановые и фактические показатели практически совпадают, а в зимний период имеется значительное расхождение, что обусловлено сокращением объемов добычи (на 12,6%) и повышенным электропотреблением в отопительный период (на 22,1% выше плановых показателей).

Наиболее выражена сезонность в динамике электропотребления участка экскавации и на буровом участке (рис.1 и рис.2). Если в период с апреля по сентябрь плановые и фактические показатели электропотребления практически совпадают, то с октября по март эти расхождения значительны и достигают максимума в декабре-январе (15,5% - по экскавации; 27,5% - по бурению).

В общем балансе электропотребления на долю участка экскавации приходится 81% , на долю участка буровой – 16%, на прочие – 3%.

Сравнительный анализ динамики плановых и фактических показателей электропотребления по центральному участку показал, их фактическое совпадение, за исключением мая и декабря, когда участок был загружен с превышением на 120% (фактически в период с октября по февраль участок законсервирован).

Динамика изменения технологического расхода электроэнергии по участку дороги и отвалов по плановым и фактическим показателям практически совпадает. При этом сохраняется общая тенденция превышения фактического расхода электроэнергии над плановыми в зимний период времени (на 45% - в январе).

Динамика изменения технологического расхода электроэнергии по заводу ВВ также имеет явно выраженный сезонный характер с превышением фактических показателей в зимний период от 18% до 36%.

Динамика изменения технологического расхода электроэнергии по ДСУ не отражает зависимости между плановыми и фактическими показателями, т.к. первые устанавливаются фиксированными на одном уровне (8000 кВт×ч/мес.), а вторые – в зависимости от объемов текущего строительства и технологических возможностей ДСУ (от 7500 до 35000 кВт×ч/мес.).

Фактические показатели удельного расхода электроэнергии технологических участков, отнесенные к общей производительности карьера РОР за прошедший период составили: на участке экскавации – 1,015 кВт×ч/м³, на участке буровой – 0,198 кВт×ч/м³, в целом по карьере – 1,257 кВт×ч/м³, в целом по РОР – 1,375 кВт×ч/м³.

В результате анализа электропотребления на технологических участках и в целом по РОР были получены статистические зависимости в виде динамических рядов, позволяющие выполнить сравнительный анализ плановых и фактических показателей расхода электроэнергии и соответствующей производительности по объемам добываемой руды.

Использование данных зависимостей наглядно показывает сезонный характер энергопотребления, позволяет на стадии планирования учесть данные наблюдений за предшествующие календарные периоды и сбалансировать режимы работы технологических участков на последующие периоды работы, обосновать нормы удельного расхода электроэнергии.

Оптимальная загрузка газотурбинных и газопоршневых агрегатов

Обоскалов В.П., Кирпикова И.Л., Померанец Д.И. *

Уральский федеральный университет, Россия, г. Екатеринбург

**ОАО «ЕЭСК», Россия, г. Екатеринбург*

vpo1704@mail.ru

Экономическая эффективность устройств распределенной генерации, к числу которых в первую очередь относятся газотурбинные и газопоршневые установки (в дальнейшем обобщенно называемые как газодвигательные установки – ГДУ), зависит от стратегии его загрузки. Здесь возможны различные сценарии: работа ГДУ в пиковой зоне графика цены на рынке электроэнергии (ЦГ), в базе с непрерывной генерацией тепловой и электрической энергии, по переменному графику, согласованном с суточным графиком цены, в качестве резервного источника питания и др. В любом случае стратегия загрузки ГДУ в течение суток и в зависимости от сезонности является значимым фактором при технико-экономическом обосновании их сооружения.

Качественное решение о пропорциональности дохода и коэффициента корреляции $k(\pi, P)$ между ценой и мощностью

1

$$\begin{aligned} D &= \bar{\pi}\bar{P} + \text{Cov}(\pi, P) = \bar{\pi}\bar{P} + \sigma_{\pi}\sigma_P k(\pi, P) = \vartheta \bar{\pi}\bar{P}, \\ \vartheta &= 1 + v_{\pi}v_P k(\pi, P) \end{aligned} \quad (1)$$

не всегда соответствует максимальному чистому дисконтированному доходу (ЧДД). В выражении (1) $\bar{\pi}, \bar{P}, \sigma_{\pi}, \sigma_P, v_{\pi}, v_P$ – математические ожидания, среднеквадратические отклонения коэффициенты вариации соответственно цены и мощности ГДУ; $\text{Cov}(\pi, P)$ – корреляционный момент между ценой и мощностью.

Нельзя делать вывод, что максимальный ЧДД соответствует $k(\pi, P) = 1$. Наличие дисперсии σ_P^2 генерации при пропорциональном регулировании $P_t = c \cdot \pi_t$ приводит к отклонению генерируемой мощности от максимальной и, в результате, к снижению среднегодовой выработки электроэнергии, что в конечном итоге может привести к снижению ЧДД.

Действительно, рассмотрим две стратегии работы ГДУ при производстве только электроэнергии:

работа ГДУ в базе с максимальной загрузкой. При этом корреляционный момент $\text{Cov}(\pi, P) = 0$;

работа ГДУ по графику рыночной цены $P_t = c \cdot \pi_t$, $\sigma_P \neq 0$ При этом $k(\pi, P) = 1$.

При анализе эффективности текущей загрузки РГ основным критерием является максимум суточной прибыли, которую в режиме производства только электроэнергии, с учетом (1) можно записать в виде:

$$\Pi = \sum_{t=1}^{24} \pi_t P_t - \sum_{t=1}^{24} B(P_t) = \vartheta \cdot \bar{\pi} \cdot W - \sum_{t=1}^{24} B(P_t). \quad (2)$$

Здесь $B(P)$ – характеристика затрат на производство электроэнергии (расходная характеристика), где превалирует топливная составляющая. При линейности $B(P) = cP$, где c – себестоимость производства электроэнергии топливные затраты также можно представить через математическое ожидание мощности, в результате чего ((2) преобразуется к виду

$$\Pi = (\vartheta \cdot \bar{\pi} - c)W.$$

В первом случае (работа с максимальной нагрузкой) коэффициент корреляции между ценой электроэнергии и нагрузкой генератора равен нулю. Отсюда, согласно (1) $\vartheta = 1$ и суточная прибыль

$$\Pi_1 = 24(\bar{\pi} - c)P_{\max}^{\Gamma} \quad (3)$$

Данное соотношение математически доказывает почти тривиальный вывод – в силу аддитивности функции прибыли, при неучете пусковых характеристик, для выполнения условия $P_t > 0$ необходимо отключать ГДУ на интервалах где рыночная цена электроэнергии ниже себестоимости ее производства на ГДУ. Выражение ((3) было получено при условии неизменности нагрузки на суточном интервале. Однако оно справедливо для интервала любой длительности, в том числе и часового. Отсюда сделанный вывод имеет обобщающий характер.

Во втором варианте (работа генератора с переменной нагрузкой) наибольший экономический эффект имеет место при коэффициенте корреляции между ценой электроэнергии и мощностью генератора равном единице (мощность ГДУ пропорциональна цене). В этом случае

$$\Pi_2 = \left[\left(1 + v_{\pi}v_P \right) \bar{\pi} - c \right] W. \quad (4)$$

Принимая во внимание инженерное правило двух сигм (правило, приемлемое для определения расчетных нагрузок в системе электроснабжения, приближенно можно считать

$$\bar{P} \approx P_{\max} - 2\sigma_P = P_{\max} - 2v_P \bar{P}.$$

Отсюда

$$\bar{P} = \frac{P_{\max}}{1 + 2\nu_P},$$

а выражение (4) можно записать в виде

$$\Pi_2 = 24 \left[\bar{P} - c + \nu_{\Pi} \nu_P \bar{P} \right] \frac{P_{\max}}{1 + 2\nu_P}.$$

Повариантная разница прибыли

$$\Pi_1 - \Pi_2 = 24 P_{\max} \left[\bar{P} - c - \left(\bar{P} - \beta_{\Pi}^T + \nu_{\Pi} \nu_P \bar{P} \right) \frac{1}{1 + 2\nu_P} \right].$$

Эта разность положительна, если

$$\left(\bar{P} - \beta_{\Pi}^T \right) (1 + 2\nu_P) - \left(\bar{P} - \beta_{\Pi}^T + \nu_{\Pi} \nu_P \bar{P} \right) > 0,$$

Простые математические преобразования приводят к условию: $\Pi_1 - \Pi_2 > 0$ при

$$\sigma_{\Pi} < 2(\bar{P} - c).$$

Таким образом, на интервалах, где цена электроэнергии выше себестоимости ее производства на ГДУ, при относительно малом колебании суточной цены оптимальной стратегией является работа ГДУ в базе, с максимальной загрузкой, в то время, как при достаточно большой дисперсии цены – работа ГДУ по графику цены (мощность ГДУ пропорциональна цене).

Пусть $\Pi = 1,5$ р/кВтч; $c = 1,2$ р/кВтч. Здесь работа ГДУ в базе выгодна, если $\sigma_{\Pi} < 0,6$ р/кВтч или если рыночная цена электроэнергии колеблется в пределах (0,3 – 2,7) р/кВтч. Однако, если цена топлива увеличивается на 20% $c = 1,44$ р/кВтч диапазон экономичности работы ГДУ в базе сокращается до (1,33 – 1,62) р/кВтч, согласно критерию $\Pi_1 - \Pi_2 > 0$ необходимо $\sigma_{\Pi} < 0,06$. Реальное суточное колебание цены значительно больше, и становится выгодным режим загрузки, пропорциональной цене.

Выше показано, что при определенных условиях работа ГДУ с постоянной (максимальной) генерацией более выгодна, нежели работа с пропорциональной загрузкой. Возникает вопрос об оптимальности максимальной нагрузки. Возможно, что работа с постоянной нагрузкой, отличной от максимальной, более эффективна, нежели работа с максимальной загрузкой.

При фиксированной и функционально неизменной на часовом интервале нагрузке ГДУ суточная прибыль:

$$\Pi = \sum_{t=1}^{24} \Pi_t = \sum_{t=1}^{24} \left[\Pi_t P_t - \Pi_T B(P_t) \right] = \sum_{t=1}^{24} \left[\Pi_t - \Pi_T b(P_t) \right] P_t, \quad (5)$$

где $B(P_t)$, $b(P_t) = B(P_t)/P_t$ – соответственно часовой и удельный расход топлива,

соответствующий мощности P_t .

При отсутствии интегральных ограничений в силу аддитивности (5) $\max(\Pi) = \sum_{t=1}^{24} \max(\Pi_t)$.

Отсюда оптимальным режимом работы ГДУ является работа с мощностью, в каждый момент времени, удовлетворяющей условию минимального удельного расхода топлива

$$\max \left[\Pi_t^S - \Pi_T b(P_t^F) \right] = \Pi_t^S - \min \left\{ \Pi_T b(P_t^F) \right\}.$$

Нелинейность характеристики затрат

Известно, что расходная характеристика энергоагрегата близка к квадратичной

$$B(P) = aP^2 + bP + c.$$

Отсюда характеристика удельного расхода топлива имеет гиперболический характер

$$b(P) = B(P)/P = aP + b + c/P.$$

Однако наличие линейной составляющей приводит к тому, что $b(P)$ имеет локальный минимум, соответствующий условию

$$\frac{d}{dP}b(P) = a - c/P^2 = 0.$$

Этому условию удовлетворяет мощность.

Можно показать, что данной мощности соответствует максимальный КПД установки. Действительно, КПД, выраженный через энергетическую характеристику топлива

$$\eta = W / \beta[B(P)t] = \frac{P}{\beta B(P)} = \frac{1}{\beta b(P)}, \quad (6)$$

где β – энергетический коэффициент топлива (для натурального газа $\beta = 10,8$ кВтч/м³).

Согласно ((6) минимальному удельному расходу (условие **Ошибка! Источник ссылки не найден.**) соответствует максимальный КПД, что и требовалось показать.

В свою очередь, КПД установки, является функцией от мощности ГДУ. При этом согласно техническим характеристикам ГПУ и ГТУ максимальный КПД соответствует максимальной мощности. Отсюда если рыночная цена электроэнергии выше себестоимости ее производства на ГДУ, то оптимальным режимом работы является работа с максимальной мощностью. Следует отметить, что в силу достаточно большой пологости удельных затрат вблизи точки минимума, небольшое отклонение мощности ГДУ от оптимальной практически не влияет на экономичность режима.

Как было сказано выше, если рыночная цена электроэнергии ниже себестоимости ее производства на ГДУ, то ГДУ должен быть отключен. В результате формируется экономический диапазон () мощности генератора, где минимальная (по критерию экономичности)нагрузка определяется из условия

$$\alpha_T b(P_{\min}) = \alpha, \quad (7)$$

α – условием максимальности КПД.

Режим когенерации

Энергоснабжение от когенерационной установки позволяет снизить ежегодные расходы на электро- и теплоснабжение по сравнению с централизованным энергоснабжением примерно на \$100 за каждый кВт номинальной электрической мощности когенерационной электростанции, в том случае, когда когенерационная установка работает в базовом режиме генерации энергии (при 100% нагрузке круглогодично). Это возможно, когда когенерационная установка питает нагрузку в непрерывном цикле работы, или если она работает параллельно с сетью, с возможностью выдачи энергии в сеть без ограничения.

Тепловая мощность ГДУ, как правило, пропорциональна электрической, . Поскольку электрическая мощность является первичной по отношению к тепловой, то удельные затраты определяются электрической мощностью и основной вывод об экономичности максимальной нагрузки распространяется и на режим когенерации. Некоторая специфика относится к зоне минимальной (по критерию экономичности)нагрузки.

Условие **Ошибка! Источник ссылки не найден.** для режима когенерации принимает вид

$$\Pi = \sum_{t=1}^{24} \Pi_t = \sum_{t=1}^{24} \left[\alpha_t^{\text{э}} P_t^{\text{э}} + \alpha_t^{\text{т}} P_t^{\text{т}} - \alpha_T B(P_t^{\text{э}}) \right] = \sum_{t=1}^{24} \left[(\alpha_t^{\text{э}} + \alpha_t^{\text{т}} \mu) P_t^{\text{э}} - \alpha_T B(P_t^{\text{э}}) \right]$$

Отсюда условием экономической необходимости отключения ГДУ является

$$(\alpha_t^{\text{э}} + \alpha_t^{\text{т}} \mu) \geq \alpha_T b(P_t^{\text{э}})$$

или

$$b(P_t^{\text{эз}}) \leq \frac{C_t^{\text{эз}} + C_t^{\text{тэ}} \mu}{C_T}.$$

Нетрудно видеть, что экономический диапазон мощности генератора в режиме когенерации расширяется по сравнению с диапазоном, определяемым ((7)). Это объясняется снижением удельных затрат в режиме когенерации.

Вывод. Математически доказано, что основным режимом работы газотурбинных и газопоршневых установок является режим максимальных нагрузок при условии, что себестоимость производства энергии ниже ее рыночной цены.

Список литературы:

1. Обоскалов В.П., Померанц Д.И. Оценка эффективности сооружения распределённой генерации с учетом динамики цен на энергоносители //Промышленная энергетика, 2013. №9. С.2-7.

Проблемы обеспечения надёжность электроснабжения города душанбе и пути его решения

Рахимов Ф.М., Касобов Л.С.

Таджикский Технический Университет имени академика М.С. Осими

loiknstu@mail.ru

Для питания потребителей, расположенных на территории городов, создаются системы электрических сетей, которые по сравнению с электрическими сетями энергетических систем имеют свои характерные особенности. Сети образуют специфические системы электроснабжения городов. Различают электро-снабжающие сети напряжением 35 – 110 кВ и выше и распределительные сети напряжением 0,4 и 6 -10 кВ.

До недавнего времени проблема надежности ограничивалась вопросами обеспечения передачи потребителю количества электрической энергии в рассматриваемый промежуток времени. С этой целью изучались закономерности появления различных нарушений в системе электроснабжения, на основе которых имеется возможность получить показатели надежности [2].

В настоящее время электро-снабжающую сеть города Душанбе составляет сети 35 – 110 кВ и распределительные сети 0,4 и 6-10кВ. Данные ЛЭП городские электрические сети г. Душанбе приведем в табл. 1 [1].

Таблица 1. Данные ЛЭП городские электрические сети г. Душанбе

Класс напряжений, кВ	Протяженность, км		
	Всего ЛЭП	Из них	
		ВЛ	КЛ
110	27	27	--
35	28,831	15	13,831
6 - 10	1006,575	241,936	764,639
0,4	1610,087	904,603	705,484
Итого:	2672,493	1188,539	1483,954

Внешнее электроснабжения. Основными питающими линиями электрической системы города являются ВЛЭП – 110кВ которые соединяют электрической сети города с энергетической системой из трех узловых подстанций («Новая» -220/110/10кВ, «Орджоникидзебад-2» 220/110/35/6кВ и «Джангал» 220/110/35/6кВ) и все линии представляют собой разомкнутую кольцо. Такая схема электроснабжения естественно не может полностью обеспечивать надежность электроснабжения города. Также от этих подстанций питаются и другие города и близ лежащие районы. Подстанции в нормальных режимах имеют некоторую загрузку, что при отключении одного трансформатора другая не может обеспечивать аварийную или режимную перегрузку.

Внутреннее электроснабжение. Согласно законам надежности для обеспечения надежности и резервирования генерирующей мощности при нарушении внешней сети электроснабжения, требуется строительство генерирующих мощностей непосредственно вблизи центра нагрузки, которая могла бы обеспечивать максимума нагрузки при аварии. В городе существует Душанбинская ТЭЦ мощностью 220 МВт (110/35/6кВ) которая составляет примерно 41,1 % мощности максимум нагрузки (рис. 1) или 21,1% от установленной мощности всех

подстанций города. Но в связи с нехваткой топливных ресурсов последние годы не вырабатывается электрическая энергия и его роль в энергообеспечении города незначительно.

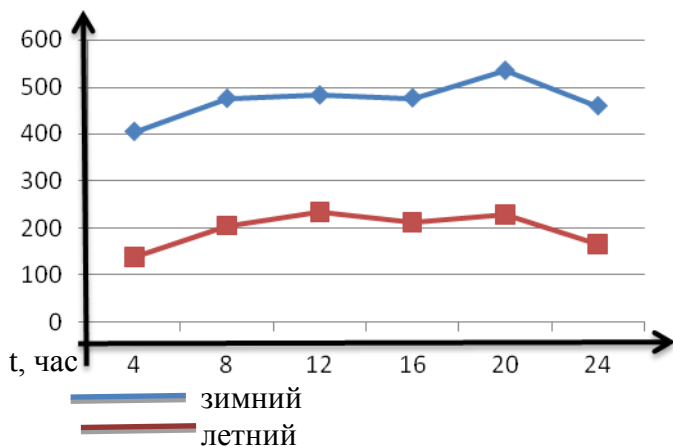
По состоянию на 2012 года электроснабжение города Душанбе осуществляется через 32 понизительной подстанции 110/35/10/6кВ общей установленной мощности 1041,3 МВА. Годовая потребляемая электроэнергия города составила по итогам 2012 года 2663,6 млн. кВт/час [1]. Но анализы показывают, что это количество потребленной электроэнергии может быть на 15-18% больше, если не многочисленные перебои в электроснабжении потребителей. Эти перебои связаны с тем, что последние годы город бурно развивается и ввод питающих подстанции осуществляется с опозданием. Другая причина в том, что как выше было сказано в городе практически не функционируют другие источники энергообеспечения (всего 10-15% население города обеспечивается теплом).

Из суточного графика электропотребления города видно, что между зимним и летним графиком разница мощности составляет 42,4 – 48,1% (рис. 1).

P , (МВт)

Таблица 2.

График нагрузки



Часы	Летний	Зимний
4	137,7	404,7
8	204,7	475,3
12	233,8	482,5
16	211,5	476,5
20	227,2	535,1
24	165,7	459,5

Рис. 1. Суточный график нагрузки потребления города Душанбе.

Максимальная мощность в зимнем периоде на графике нагрузки (рис. 1) электропотребления города, составляет 535,1 МВт. Из установленной мощности подстанции города в зимнем максимуме используется лишь более 50%. Но, несмотря на это проблема надёжности электроснабжения города Душанбе является серьёзной и на правительственном уровне рассматриваются методы решения этого вопроса.

При анализе данных о режимах работы каждой подстанции в отдельности обнаружилось следующие недостатки в эксплуатации и организации оперативной управления режима нагрузки трансформаторов:

- распределение нагрузки по подстанциям неравномерно в некоторых из них нагрузка превышает норму;
- при аварийных отключениях одного из трансформаторов другой трансформатор не может обеспечивать условие аварийных перегрузок;
- сети в основном проработали свои ресурсы и при незначительных перегрузках или перенапряжениях выходят из строя;
- при летних плановых отключениях, во время профилактических и капитальных ремонтов невозможно по сетям перераспределить переток мощности;
- из-за отсутствия анализа, скоординированного оперативного управления режима, и нехватки достоверной информации часто имеют место использование сетей в перегруженном режиме;
- также отсутствует компенсация емкостных токов (отсутствие дугогасящих реакторов).

Пути решения. В итоге можно прийти к такому выводу, что для обеспечения надёжности режима электроснабжения города Душанбе необходимо выполнить следующие:

Создание кольца между узловых подстанций;

В плане по организационно – экономические мероприятия приняты меры по оперативному решению обеспечения живучести, безопасности и восстанавливаемости системы. Требования по надёжности должны носить не рекомендательный, а обязательный, предписывающий характер;

Проектирование схем электроснабжения города, которое должно выполняться с выявлением очередности развития на срок не менее 10 лет с учетом генеральных планов развития городов, которые выполняются на перспективу 25—30 лет;

Проектирование систем электроснабжения городов с резервированием (с учетом внешнего и внутреннего электроснабжения) в размере не менее 10% от максимальной нагрузки, предусмотренной имеющимися планами перспективного развития городского хозяйства. При этом следует предусматривать достаточную пропускную способность электрических сетей всех уровней с учетом необходимого резервирования;

Разработку и реализацию в пределах своей компетенции планов по предотвращению и ликвидации нарушений электроснабжения города;

Пересмотреть правила взаимоотношений ЦДС ОАХК «Барки Точик» с ОДС ОАО «ШБШ.Душанбе»;

Внедрение цифровых регистров параметров режима и технологии системы мониторинга запасов устойчивости и технологии SCADA;

В области обеспечения высокой эффективности профессиональной деятельности необходимы:

- разработка и внедрение эффективной методики подбора и подготовки кадров;
- создание собственных систем профессиональной подготовки, переподготовки, поддержания и повышения квалификации персонала;
- разработка методического и правового обеспечения системы подготовки и аттестации персонала;
- совершенствование и внедрение программных средств обучения и тестирования знаний;
- обучение специалистов на основе применения тренажеров

Список литературы:

1. Годовой технический отчет за 2012 год ОАО «ШБШ.Д». Душанбе -2013г. 121с.
2. В.А. Козлов, «Электроснабжение городов», Л. Энергия. 1977. 277с.
3. К.К. Волчков, В.А. Козлов, Эксплуатация сооружений городской электросети. Л., Энергия – 1969, 328стр.Правила технической эксплуатации электрических станции и сетей (ПТЭ, издание 14 -1989 г.).
4. Статьи журнала «Электроэнергия. Передача и распределение» ЭЭПР №1, 2011 Сети России.
5. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. — Утв. приказом Минэнерго РФ от 20.05.03. №187.

Взаимовлияние режимов электрической сети Таджикистана с введением проекта CASA-1000

Худжасаидов Дж.Х., Рахимов Дж.Б., Султонов Ш.М., Ахъёев Дж.С.

ТТУ им. акад. М.С. Осими

loiknstu@mail.ru

Развитие энергетики является приоритетной задачей государства. Таджикистан относится к числу государств, в которых есть много внутренних и внешних причин, делающих эту проблему чрезвычайно важной и актуальной для настоящего и будущего развития энергосистемы сопредельных государств.

В электроэнергетических системах (ЭЭС), объединенных на параллельную работу межсистемных связей, наблюдается взаимовлияние их режимов. Из-за неоднородности электрических сетей ЭЭС взаимовлияние режимов негативно отражается на перетоках мощностей между соседними системами (взаимные внешние перетоки), на перетоках между электрическими сетями различного напряжения рассматриваемой системы (взаимные собственные перетоки), а также на сквозных (транзитных) перетоках мощности электрических сетей (транзитные перетоки). Одним из последствий взаимовлияния режимов электрических сетей ЭЭС есть дополнительные потери электроэнергии.

Сегодня технологические расходы электроэнергии во время ее транспортировки и распределения в сетях Таджикистана вследствие различных объективных и субъективных причин возросли и в несколько раз превышают аналогичные показатели западных стран.

Существенную экономию энергоресурсов в процессе эксплуатации ЭЭС можно обеспечить за счет внедрения энергосберегающих мероприятий и оптимального управления их нормальными режимами. Одним из условий обеспечения эффективности мер по уменьшению

потерь электроэнергии является их структурирование по причинам, которые обуславливают их сверхнормативные значения, и по принадлежности их отдельным субъектам хозяйствования. Для решения этой задачи необходимы соответствующие методы выделения составляющих потерь мощности в электрических сетях энергосистем, в том числе вызванных взаимными и транзитными потоками.

Повышение адекватности анализа дополнительных потерь от взаимных и транзитных потоков мощности и создания эффективной системы управления ими, позволит воспользоваться имеющимися регулируемыми устройствами (РП) для компенсации негативных проявлений взаимовлияния режимов электрических сетей ЕЭС. Обеспечит повышения качества их эксплуатации.

Производство электрической энергии концентрируется преимущественно на крупных электростанциях, работающих совместно (параллельно). Центры потребления электрической энергии (промышленные предприятия, города, сельские районы и т. п.) удалены от ее источников на десятки, сотни и тысячи километров и распределены на значительной территории. В связи с несовпадением центров производства и потребления энергии необходимы электрическая передача и распределение энергии (транспорт электроэнергии) от станций к электропотребителям. Эти функции в сложной цепи «электрическая станция — потребитель» возлагаются на развитые электрические сети и линии электропередачи, которые с устройствами автоматического регулирования, управления и резервирования образуют систему передачи и распределения электрической энергии. Задача такой системы централизованного электроснабжения состоит в том, чтобы донести выработанную на станциях электроэнергию до потребителей.

В данное время энергосистема Таджикистана в осенне-зимний период работает автономно от других энергосистем, а в весенне-летний период параллельно работает с энергосистемой Киргизии по ЛЭП 220кВ Канибадам – Агуль-Таш, и с энергосистемой по ЛЭП 220кВ Афганистана Колхозобод – Геран. По ЛЭП 220кВ Канибадам – Агуль-Таш энергосистема Таджикистана получает в среднем электроэнергию в количестве $S_n = 90 + j40$ МВА, а по ЛЭП 220кВ Афганистана Колхозобод – Геран передает мощность $S_n = 80 + j40$ МВА.

С реализацией проекта CASA – 1000 транзит через энергосистему увеличится что приведет к увеличению потерь.

На рис.1 представлена схема энергосистемы Таджикистана сетей 220 – 500 кВ (штрихпунктирными линиями показаны сооружаемые линии по проекту CASA-1000).

Энергосистема Таджикистана делится на три энергосистемы Северную, Южную и Центральную. Основная генерация электроэнергии производится в Центральной и Южной энергосистемах, а в Северной энергосистеме имеются много промышленных предприятий, суммарная мощность нагрузки в ней составляет $S_n = (625 + j285)$ МВА, а генерация $S_g = (120 + j285)$ МВА. Транзит мощности в Северную энергосистему составляет $S_t = (505 + j2354)$ МВА, транзит большой реактивной мощности приводит к большим потерям напряжения и мощности.

В данное время транзит электроэнергии из Центральной энергосистемы в Северную производится по линиям 500 кВ ПС Душанбе – ПС Сугд. В свою очередь из-за отсутствия средств компенсации реактивной мощности на предприятиях расположенных в Северной энергосистеме транзит реактивной мощности ложится на линии Нурекская ГЭС – ПС Регар – ПС Душанбе – ПС Сугд, что вызывает дополнительные потери мощности в них $\Delta S_n = 42,7$ МВА, потери в линиях 220 кВ Северной энергосистемы составляют $\Delta S_n = 3,6$ МВА.

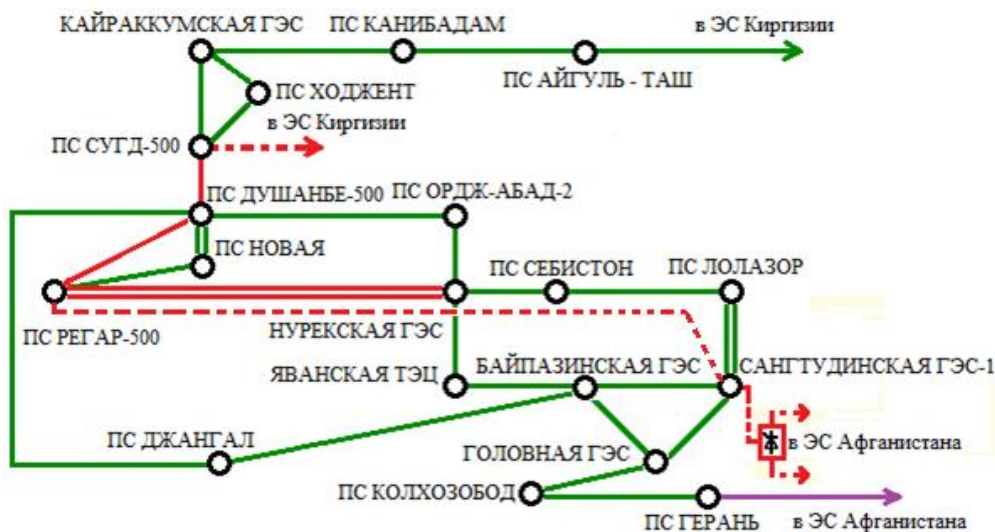


Рис.1 Схема энергосистемы Таджикистана

С реализацией проекта CASA – 1000 транзит через энергосистему увеличится, что приведёт к увеличению потерь. Транзит электроэнергии из энергосистемы Киргизии в энергосистему Таджикистана по линии 500 кВ ПС Шуроб – ПС Сугд составит 1000 МВА, а по линии постоянного тока от ПС Сангтуда ГЭС-1 составит 1300 МВт.

Существующий проект CASA – 1000 включает в себя строительство только одной линии 500кВ ПС Регар - Сангтудинская ГЭС-1 для внутреннего перетока мощности, протекаемая мощность по ней будет составлять 721МВт, а оставшиеся 279 МВт ляжет на уже существующие линии 220 кВ. В связи с этим линии 220 кВ Нурекская ГЭС – ПС Себистон (292,5МВА) и ПС Себистон – ПС Лолазор (276,9) будут перегружены что вызовет увеличение потерь в них и они составят в сумме 29,3МВА, а также снизит надежность и устойчивость системы.

Ввод Рогунской ГЭС приведет к ещё большим транзитам мощности как внутри энергосистемы Таджикистана, так и между соседними параллельно работающими с ЭЭС Таджикистана энергосистемами Киргизии и Афганистана.

Вывод

С реализацией проекта CASA-1000 энергосистема Таджикистана, в частности линии электропередачи 220 кВ Нурек-Себистон и Себистон-Лолазор будут перегружены, что в свою очередь приводит к большим потерям мощности и напряжения. Для эффективной и надежной режима работы энергосистемы в первую очередь необходимо строительство дополнительных цепей 220 кВ Нурек-Себистон и Себистон-Лолазор, что является наиболее экономичным решением по сравнению со строительством линий 500 кВ (расчет был выполнен при дипломной работе которая имела исследовательский характер).

Инновационные возможности энергосбережения промышленных предприятий на примере ООО «Тобольск-нефтехим»

*Рочев Е.А., Леонов Е.Н., Иванов И.Г.**

ФБГОУ ВПО Тюменский государственный нефтегазовый университет

Филиал ТюмГНГУ в г.Тобольске. Россия, г.Тобольск

** ООО «Тобольск-Нефтехим»*

rochev-egor@yandex.ru

В настоящее время важнейшим условием обеспечения высокого уровня социально-экономического развития Российской Федерации является переход страны на инновационную социально-ориентированную модель развития. Инновации в различных отраслях экономики становятся одним из основных факторов качественного экономического роста и повышения конкурентоспособности страны на мировых рынках.

Распоряжением Правительства РФ от 27.12.2010 г. № 2446-р утверждена государственная программа Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической

эффективности на период до 2020 года». Её целью является снижение энергоемкости ВВП РФ на 13,5% за счет реализации мероприятий программы, что в совокупности с другими факторами позволит обеспечить решение задачи по снижению энергоемкости ВВП на 40% за 2007-2020 годы.

Вышесказанное позволяет сделать вывод об актуальности научной задачи разработки инновационных технологий в области энергосбережения, предполагающих, в том числе, широкое использование возможностей инновационных теплоизоляционных материалов.

Цель исследования заключается в разработке инновационных решений в области энергосбережения на основе использования современных технологий при теплоизоляции.

В 2012 году на промышленной площадке ТНХК была начата установка дополнительных ректификационных колонн. Данные колонны в настоящее время находятся без изоляции, кроме того, колонна устанавливается на основание, поверхность колонны в котором имеет форму полусферы. Именно эта поверхность в настоящее время находится без надлежащей изоляции на всех установленных ректификационных колоннах. Остальная же часть колонны уже подвергнута изоляции. В данной исследовательской работе предполагается возможность установки изоляционного слоя из инновационных материалов на колонну, включая и её основание, проводится технико-экономический анализ предложенного решения.

Для достижения поставленной цели были проанализированы различные методы тепловой изоляции, а также произведен сравнительный анализ всех изученных методов. В настоящее время традиционной теплоизоляцией является слой минеральной ваты, с облицовочным листом стали. Однако такая конструкция громоздка, имеет сравнительно большие тепловые потери и не долговечна.

Рынок теплоизоляционных материалов может предложить нам современный метод изоляции, называемый «Сверхтонкой изоляцией». Данная теплоизоляция обладает следующими достоинствами: теплосбережение, антикоррозия и гидроизоляция, пожаробезопасность, возможность нанесения на горячие поверхности без остановки технологического процесса до + 150 °С, безопасность, долговечность более 20 лет и многое другое. Из сравнительного анализа традиционной и сверх тонкой изоляции, видно что сверх тонкая изоляция обладает значительным преимуществом.

Нами были изучены следующие марки сверх тонкой изоляции: корунд, изоллат, Mascoat, все они обладают приблизительно одинаковыми свойствами. Однако в каждой из указанных марок есть недостатки, это трудоемкость нанесения ровного слоя изоляции, легко подвергается соскабливанию. Поэтому были рассмотрены и другие методы изоляции, самым эффективным, и подходящим из которых для нас является композиция «Изоллат-Эффект» предложенная компанией ООО «Специальные технологии» г. Екатеринбург.

Основными компонентами данной композиции являются одеяло теплоизоляционное иглопробивное (Керамоволокно) и Изоллат а также для придания конструкции прочности огнеупорная высокотемпературная связка марки СО-40 и малярная сетка, серпянка.

Произведя расчеты тепловых потерь ректификационных колонн можно сделать вывод о значительном сокращении тепловых потерь вследствие применения предложенной композиции по всей поверхности колонны: тепловые потери основания колонны без изоляции 24168,98 Гкал/г, тогда как при внедрении изоляции на основе новых материалов - 8167,13 Гкал/г.

Результаты расчетов показали, что тепловые потери при использовании технологии «Изоллат-эффект» могут быть сокращены более чем в три раза. Ожидаемая годовая экономия составит 5, 34 млн.руб., Срок окупаемости проекта 5 месяцев.

Однако данный метод изоляции будет не везде практичен, так как может подвергнуться соскабливанию, а на трубопроводах этот недостаток неприемлем.

При проведении обследования трубопроводов пара на промышленной площадке ООО «Тобольск-Нефтехим» специалистами предприятия выяснено, что на ряде позиций запорной арматуры отсутствует теплоизоляционное покрытие, что ведёт к повышенным потерям тепловой энергии. Поэтому было решено рассмотреть возможные варианты изоляции запорной арматуры трубопроводов пара П13.

Были рассмотрены варианты традиционной изоляции, сверхтонкая изоляция, керамоволокно, и термочехлы. Каждый из рассмотренных материалов по своему уникален и в разы эффективней традиционного метода изоляции минеральной ватой, однако практическое применение каждого отдельно взятого материала ограничено, ввиду разных условий эксплуатации изолируемой поверхности.

Если рассмотреть сверхтонкую изоляцию, то она легко подвергается соскабливанию. Композиция «Изоллат-Эффект» также является односторонней.

Конструктивные особенности запорной арматуры имеют свои сложности из-за нестандартных форм и габаритов, а также требуют регулярного доступа с целью технического обслуживания и ремонта. Тем самым нуждается в съемных и многоразовых теплоизоляционных конструкциях. Решение данной проблемы – быстротъемная тепловая изоляция, примером которой может служить термочехол. Термочехол легко может принять форму любой задвижки. К рассмотрению предлагаются термооболочки ishell. Они многоразовые, отлично держат внутреннее тепло и, согласно данным завода изготовителя не требует специальной обработки изолируемой поверхности.

Расчеты тепловых потерь до и после установки термочехлов показали, что тепловые потери сокращаются на 5 – 20%, однако при таких затратах на изготовление термочехлов данный проект является не самым рентабельным, и сроки окупаемости относительно велики. Поэтому были рассмотрены варианты дополнительного сокращения тепловых потерь, с минимальными затратами.

Как выяснилось, термочехлы не ложатся плотно к изолируемой поверхности, что приводит к увеличенным тепловым потерям и возникновению коррозии. Щели при монтаже термочехлов видны на снимках тепловизора. И, по мнению авторов, именно из-за щелей в термочехлах, резко повышаются тепловые потери.

Поэтому предлагается комбинировать термочехлы, с уже ранее упомянутыми сверхтонкой изоляцией или композицией изоллат-эффект. Результаты расчетов, в которых были учтены затраты на материал и работу, показали, что при нынешней стоимости материалов и тепловой энергии, наиболее выгодно использовать термочехлы, после обработки поверхности сверхтонкой изоляцией.

Таким образом расчеты и экспериментальные образцы показали, что полная замена традиционной изоляции и нанесение современных изоляционных материалов в места, ранее не доступные для традиционной изоляции эффективны.

Однако данное решение не всегда наиболее эффективно, так например предложение по устранению излишних энергозатрат было инициировано в результате мозгового штурма в цехе ДБО-2/3 ООО «Тбольск-Нефтехим» на тему «Снижение потребления энергоресурсов». Предлагается заменить существующие водяные теплоспутники на электрические.

Обогрев теплоспутниками осуществляется по двум схемам, представленным на рисунке 1. Из схем видно, что спутники имеют неэффективную часть, которая служит для транспортировки теплофикационной воды к обогреваемому участку (потребителю).

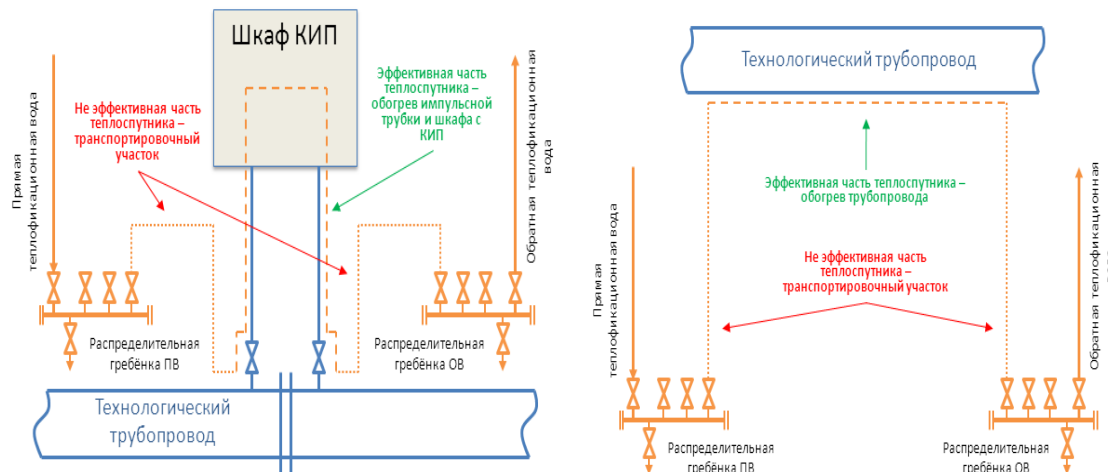


Рис.1. Общая схема обогрева

Во время эксплуатации системы водяных теплоспутников часто возникают утечки, что приводит к образованию наледи на трубопроводах. Для устранения утечек устанавливаются хомуты, где имеется возможность по их установке. Для проведения ремонтных работ на теплоспутниках, необходима подходящая температура окружающей среды. Все эти условия эксплуатации обуславливают актуальность замены водяных теплоспутников на электрические, к преимуществам которых можно отнести обогрев непосредственно критических участков, что исключает неэффективную часть теплоспутника, автоматизированные системы управления

позволяют мгновенно менять параметры обогревающего кабеля и установить необходимую температуру в течении нескольких минут. Для потребителей, не требующих компенсации тепловых потерь, во время штатной работы обогрева не требуется, соответственно потребление энергии отсутствует.

Проанализировав рынок продукции выявлено множество компаний, производящих электрообогревательные провода, а также технологий их производства, что в значительной степени меняет их параметры. Предлагается сделать выбор электрических теплоспутников из продукции компании ETIREX–CHROMALOX. В целях экономии средств, и в связи с отсутствием необходимости поддержания температуры выше 10⁰С выбран кабель марки SRL с системой автоматического поддержания температуры.

Ожидаемый экономический эффект 2,76 млн.руб./год. Простой срок окупаемости системы – 2 года и 9 месяцев.

Полный комплекс применения кабельно-нагревательной продукции представлен на рис.2.

Целью данной работы было показать насколько эффективно применение инновационных материалов для энергосбережения в крупных производствах. При относительно небольших затратах, не столь трудоемкой работе, можно достичь значительной экономии энергоресурсов. Большинство российских предприятий построены более 30 лет назад, когда аспект энергосбережения не рассматривался и не брался во внимание в расчетах.

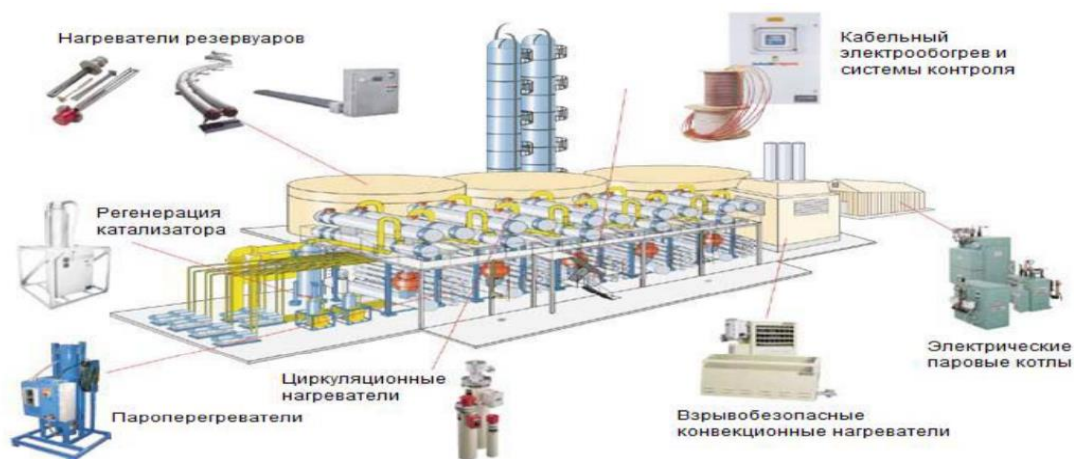


Рис. 2. Полный комплекс применения кабельно-нагревательной продукции для нефтепереработки

Спустя годы сменились не только технологии, но и сами принципы экономического функционирования предприятий, поэтому именно сейчас, как никогда ранее актуально внедрять инновационные технологии во все отрасли промышленности, в любых объемах, поскольку в сумме все эти переходы на инновационные решения дают колоссальный экономический эффект.

Список литературы:

1. <http://www.mascoat.com>
2. <http://korund34.com>
3. <http://flagman-company.livejournal.com/2290.html>
4. <http://www.etirex.ru/>
5. Рочев Е.А. Особенности реализации инновационных решений в сфере энергосбережения/ Материалы XLIV Региональной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых (15 марта 2013 г., г. Тобольск) – 2013– С. 111-112.
6. Рочев Е.А. Замена водяных теплоспутников на электрические в цехе ДБО2/3 ООО «Тобольск-Нефтехим»/Новые технологии нефтегазовому региону-2013-Том 2-С.251-253.
7. Рочев Е.А. Актуальность внедрения инновационных изоляционных материалов. Новые технологии нефтегазовому региону-2013-Том 2-С.253-254.

Стратегические модели внедрения инновационной энергосберегающей технологии

Русин Г.Л., Клавсуц И.Л.

Новосибирский государственный технический университет, Россия, г. Новосибирск

rql@ngs.ru

В Новосибирске создано научно-производственное предприятие ООО «АВЭК», которое начало производить в промышленных масштабах инновационное устройство регулирования напряжения под торговой маркой NORMELTM, зарегистрированной в ФГБУ «Федеральный институт промышленной собственности». Предприятие выпускает устройство по лицензиям на изобретения, запатентованные в РФ, СНГ, ЕС, США и других странах [1,2,3]. Изобретение является инновационной энергосберегающей технологией, позволяющей управлять потреблением электрической энергии, улучшая её качество в соответствии с требованиями государственных электроэнергетических стандартов Российской Федерации и других стран.

Суть запатентованного метода и технологии состоит в применении вольтодобавочного трансформатора, мощность которого значительно меньше мощности нагрузки. Обмотка низкого (НН) напряжения этого трансформатора включается в фазу сети последовательно с нагрузкой. Обмотка высокого напряжения (ВН) включается в сеть регулирования. Напряжение на нагрузке равно векторной сумме напряжения сети и ЭДС, индуцированной обмоткой ВН в обмотке НН вольтодобавочного трансформатора. Устройство меняет напряжение на нагрузке, ток и мощность в нагрузке и в сети, переводя их в эффективные с позиции энергосбережения режимы работы. Изобретение ориентировано на применение в трехфазных системах электроснабжения с источником электрической мощности 0,4. кВ.

Существует несколько технических способов регулирования напряжения, например, встречное регулирование, регулирование на подстанциях, регулирование посредством батарей статических конденсаторов и другие. На потребление электроэнергии существенное влияние оказывает её качество по напряжению и частоте, которые регламентируются стандартами. Как известно, частота электрического тока является общесистемным параметром, сравнительно легко контролируется, и поддерживается энергосистемой на нормированном уровне 50 Гц в соответствии с требованием ГОСТ 13109-97. Напряжение является локальным параметром, система контроля его пока несовершенна. Это приводит к тому, что у потребителей норма стандарта напряжения на практике часто не выполняется. Ответственность за это энергосистема не несет ни формальную техническую, ни экономическую. Даже в принятых формах договоров энергоснабжающей организации с потребителями на отпуск электроэнергии параметры качества электроэнергии не принимаются во внимание. Эта ситуация наблюдается практически постоянно на многих предприятиях, что приводит к многочисленным негативным последствиям, к росту потерь электроэнергии. В связи с этим основная концепция производимого устройства заключается в том, что электроэнергия должна передаваться энергоснабжающей организацией потребителю при максимальном нормативном значении напряжения, а использоваться потребителем - при минимальном. Подобное регулирование позволяет обеспечить нормальное функционирование потребителей, при этом потребители не будут использовать «лишнюю» мощность и потери будут минимальными [4].

Портфель заказов предприятия ООО «АВЭК» быстро растет, что свидетельствует о серьезном потенциале отечественного и мирового рынка потребителей устройства. Появились первые отзывы и результаты использования устройства потребителями, которые подвергаются на предприятии тщательному мониторингу [4].

Основные конкурентные преимущества метода и устройства NORMELTM: отсутствие прямых аналогов; стоимость, вес, габариты в 2-5 раз меньше, чем у не прямых аналогов; мощность составляет 5-6% от мощности нагрузки, что на порядок ниже, чем у не прямых аналогов; КПД не менее 99,7%, что значительно лучше, чем у не прямых аналогов. В РФ при соблюдении действующих нормативных документов на качество электроэнергии обеспечиваются все перечисленные конкурентные преимущества. Экономия потребляемой мощности позволяет разгрузить питающие линии, что позволяет дополнительно подключать потребителей.

При выводе инновационной технологии на рынок перед авторами неизбежно возникли стратегические вопросы и задачи. Ниже рассмотрены только две из них.

1. Нейтрализация рисков в портфеле проектов.

Инвестиции в новые товары или рынки предполагают повышенную доходность. Но они также характеризуются повышенным риском. Высокие риски снижают привлекательность таких проектов, вплоть до отказа от них. Ситуацию может поправить формирование портфеля инвестиционных проектов: проекты подбираются таким образом, чтобы их риски, пусть и высокие, были в противофазе и компенсировались в портфеле. Имеющиеся и готовящиеся патенты для устройств NORMELTM позволяют выводить продукцию одновременно на нескольких

рынках (отечественных и зарубежных). Это дает возможность сформировать портфель диверсифицированных проектов на основе специального подбора возможных рынков.

На рис.1 показан простейший случай портфеля из двух проектов, демонстрирующий преимущества портфельного подхода.

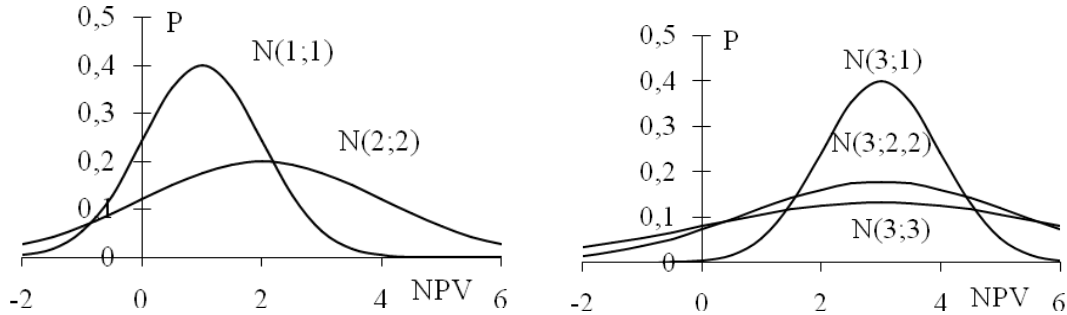


Рис. 1. Риски проектов и портфеля

На левом графике рис.1 показаны распределения чистых текущих стоимостей NPV_1 и NPV_2 проектов портфеля. Тип распределений нормальный $N(1;1)$ и $N(2;2)$, со средними $m_1 = 1$ и $m_2 = 2$, и стандартными отклонениями $\sigma_1 = 1$ и $\sigma_2 = 2$ соответственно. Средние и стандартные отклонения чистых текущих стоимостей проектов измеряются в млрд. рублей.

Риск – это вероятность того, что NPV не превысит нуля. Эта вероятность измеряется площадью под кривой плотности распределения вероятности левее нуля. Риски первого и второго проектов равны примерно 16% (левый график на рис. 1).

В традиционной постановке без формирования портфеля решение задачи сводится к выбору второго проекта. А первый проект отвергается, поскольку он дает чистый дисконтированный доход в два раза меньший при равных рисках.

Портфельный подход дает другое решение. Среднее NPV портфеля оценивается однозначно: $m=1+2=3$ млрд. рублей. Но стандартное отклонение σ зависит от коэффициентов парной корреляции $r_{i,j}$ между NPV_1 и NPV_2 . На правом графике рис. 1 показаны распределения NPV портфеля: $N(3;3)$ при $r_{1,2}=1$; $N(3; 2,2)$ при $r_{1,2}=0$; и $N(3; 1)$ при $r_{1,2}=-1$. Риски этих портфелей составили соответственно 16%, 0,90% и 0,001%. То есть проекты с высокими рисками можно выбрать так, чтобы портфель был практически безрисковым, но одновременно высокодоходным.

Приведенный простой пример носит демонстрационный характер. На практике при формировании портфеля возникает целый ряд серьезных препятствий, которые приходится устранять: получение множества выборочных значений NPV (в условиях, когда реальное достигнутое значение в принципе может быть исключительно единственным); оценка парных корреляций r_{ij} между NPV_i , когда выборки сложно сопоставить (даже по объему). Здесь приходится разрабатывать специальные решения.

Поскольку рассматриваются инвестиции в новые товары или рынки, то денежные потоки формируются за счет продаж. Важным фактором, определяющим такие денежные потоки, является валютный курс. Поэтому для продукции NORMELTM актуален анализ валютного риска. В таблице 1 представлена корреляционная матрица валютных курсов для стратегических зон хозяйствования предприятия, рассчитанная на интервале 2000-2013 г.

Таблица 1. - Корреляционная матрица валютных курсов

	AUD	GBP	EURO	Hryvnia	USD	Yen	Yuan
AUD	1						
GBP	0,58	1					
EURO	0,91	0,65	1				
Hryvnia	-0,83	-0,13	-0,77	1			
USD	0,49	0,31	0,41	-0,35	1		
Yen	0,86	0,24	0,71	-0,81	0,72	1	

Yuan	0,94	0,37	0,89	-0,85	0,96	0,89	1
------	------	------	------	-------	------	------	---

Значимая отрицательная корреляция между курсами евро и украинской гривны (-0,77) дополнительно обосновывает правильность предварительного экспертного решения о привлекательности портфеля именно для этих стратегических зон хозяйствования предприятия. Риск неблагоприятной динамики валюты в одном регионе будет компенсирован положительными изменениями в другом. В соответствии с рис.1 риск такого портфеля будет существенно меньше рисков независимых проектов. Интересным оказался вариант с австралийским долларом и украинской гривной (-0,83). Несмотря на географические сложности, такой проект не может быть отвергнут без полноценного детального анализа.

2. Имитационное моделирование потока продаж

У инновационной технологии отсутствует история. Кроме того она уникальна, то есть статистически невоспроизводима. Это определяет сложность стратегического планирования вывода инновационной технологии на рынок. Поэтому в данной ситуации оправдано применение имитационных моделей. Такие модели используют общесистемные закономерности поведения рынка и могут обходиться без статистических выборок. В работе использованы современные смешанные имитационные модели: системно-динамические и агентные. Подробное описание построения таких моделей приведено авторами, например, в [5]. Результат работы модели имеет вид, представленный на рис.2.

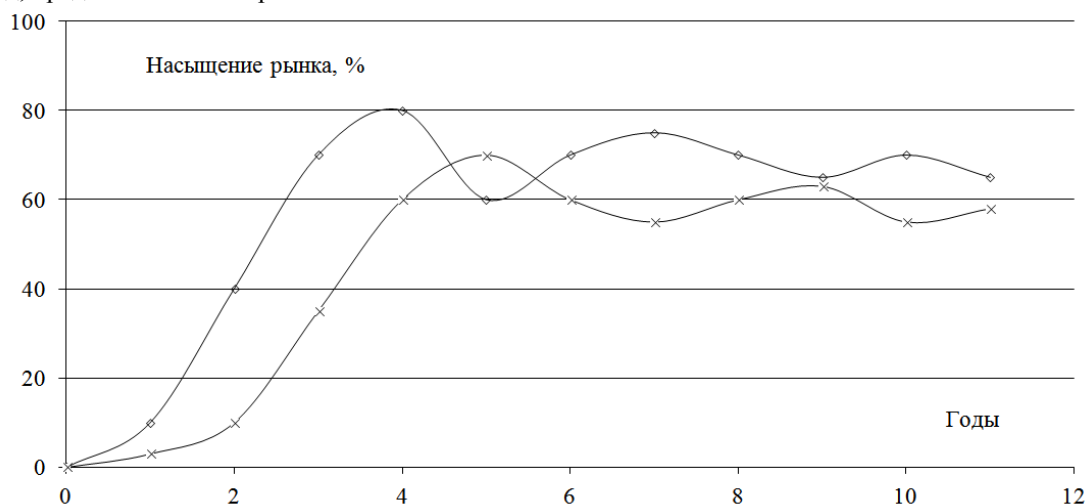


Рис. 2. Вариант насыщения рынков продукцией предприятия

На рис.2 представлен вариант имитации процесса насыщения продукцией предприятия двух рынков. Варьируя характеристики продукции и значения регулируемых параметров рынков можно изменять поведение этих кривых в соответствии с сильными и слабыми сторонами предприятия, его возможностями и угрозами. Кроме того, это дает изобретателю и менеджеру проекта глубокое понимание требуемых характеристик инноваций и происходящих рыночных процессов.

Полученный научно-технический и производственный опыт позволяет сделать следующие выводы. Очень сложно изобрести и разработать инновационное энергетическое устройство, технологию, метод. Но не менее сложно и важно связать потребности рынка с характеристиками устройства, и обеспечить продукцией весь рынок. При этом внешняя среда, включая конкурентов, заставляет действовать быстро, грамотно и эффективно, применяя самые адекватные и продвинутые инструменты и методы менеджмента, в первую очередь, стратегического, лишь часть из которых вынесена здесь на обсуждение.

Список литературы:

1. L.Z. Feigin, S.V. Levinzon, D.A. Klavuts. «Method and Apparatus for Regulating Voltage», United States Patent № 7.816.894 filing date 06/20/2007 date of publication - October 19.2010.
2. L.Z. Feigin, S.V. Levinson, I.L. Klavuts. «Alternating voltage stabilizer with protection elements», The international application for the invention № PCT/RU2009/000441 (PCT) of 16.09.2008.
3. L.Z. Feigin. «The device of voltage control of electricity-generating equipment», RU patent № 120499 Russian Federation from 23.09.2011.

4. Klavsuts I.L., Levinzon S.V., Klavsuts D.A. Integration Innovative Method Of Demand Side Management In Smart Grid // 47th International Universities' Power Engineering Conference – UPEC 2012, hosted by Brunel University Institute of Power Systems in the School of Engineering and Design at Brunel University, London, UK \ 4th - 7th September 2012.
5. Русин Г.Л., Гаранина М.В., Горевая Е.С. Маркетинг инновационного продукта // Бренд-менеджмент, Москва: Гребенников - 2012 - 3 (64) - С.154-171.

Распределенная энергетика и энергетическая безопасность

Сливной В.Н.

Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф.Горбачева, Россия, г.Кемерово
wiknik@rambler.ru

В сложных условиях современной России повышение энергетической безопасности (ЭнБ) является одной из наиболее приоритетных задач на всех уровнях – от федерального до уровня отдельного предприятия. Участвовавшие в последнее время техногенные аварии и катастрофы, стихийные бедствия, а также угроза терроризма убедили многих специалистов в актуальности развития распределенной энергетики, дополняющей централизованное энергоснабжение. Крупные аварии в США и Европе, когда без электроэнергии оказывались десятки миллионов людей, наглядно показали уязвимость энергосистем, состоящих из крупных электростанций. Поэтому акцент в развитии энергетики смещается в сторону распределенной энергетики.

В США, Великобритании, Германии, Дании и других странах, наряду с созданием новых крупных энергоблоков, повышением их параметров, активно разрабатываются и внедряются малые ТЭЦ, а также мини- и даже микро-ТЭЦ мощностью от 20 кВт до нескольких МВт, обеспечивающие когенерацию, то есть комбинированное производство тепла и электроэнергии (КПТЭ), что дает существенную экономию топлива. Кроме того, при развитии распределенной энергетики не требуется строительство и эксплуатация дорогостоящих ЛЭП и магистральных теплотрасс (соответственно снижаются потери при транспортировке). Система, сочетающая централизованное и децентрализованное энергоснабжение, становится более устойчивой и эффективной, снижаются риски при различных форсмажорных обстоятельствах, повышается энергетическая безопасность, что особенно актуально для России, поскольку износ основных производственных фондов на многих электростанциях страны превышает 50 %. При этом распределенная энергетика должна занимать свою энергетическую нишу и дополнять большую энергетику, образуя гармоничную систему. Кроме этого, децентрализованное КПТЭ на базе мини-ТЭЦ при решении ряда правовых вопросов позволит создать реальный рынок независимых производителей тепла и электроэнергии. Создание мини-ТЭЦ имеет целый ряд преимуществ по сравнению с крупными ТЭЦ: значительно ниже капиталовложения (срок окупаемости около двух лет), меньше сроки монтажа (1-2 года) и т.д.

Как же должна развиваться в целом распределенная энергетика (РЭ) региона, чтобы наиболее эффективно обеспечить его энергетическую безопасность и устойчивое развитие?

Для оптимизации системы, состоящей из множества объектов (в данном случае мини-ТЭЦ) и прогнозирования развития следует рассматривать ее в целом, всю совокупность элементов. Наиболее целесообразно использовать для этого системно-ценологический подход, разработанный проф. Б.И.Кудриным [1]. Им установлено, что в любой технической системе, включающей большое количество объектов, объективно существует определенное соотношение между крупными, средними и мелкими объектами. При этом распределение объектов по какому-либо параметру, характеризующее их разнообразие (Н – распределение), носит гиперболический характер. Отличительной особенностью таких систем, называемых техноценозами (по аналогии с биоценозами) является то, что в них теоретически отсутствует математическое ожидание, а дисперсия практически бесконечна. Энергосистема не является достаточно эффективной и устойчивой, если она состоит из одних гигантов энергетики или, наоборот, из одних мелких станций. Необходимо определенное сочетание источников различной мощности, в соответствии с ценологическим подходом. Наиболее крупные значительные объекты должны составлять 5-10 % от общего числа элементов системы; с уменьшением показателей (габаритов, мощности и т.д.) объекты становятся все более массовыми.

Определив в результате техноценологических исследований параметры распределения, можно делать выводы об оптимальности системы (в данном случае – системы энергоснабжения, рассматриваемой как своеобразный техноценоз – «энергоценоз») и вырабатывать рекомендации –

где, какой мощности котельные и мини-ТЭЦ целесообразно располагать, чтобы обеспечить гармонизацию энергетической системы, соответственно наибольший уровень ЭНБ и устойчивое развитие региона. Основным инструментом технoценoлогического подхода является ранговый анализ [1]. Первый его шаг - это ранжирование объектов по выбранному параметру. При этом объекты (например, энергоисточники) расставляют в порядке убывания (невозрастания) параметра. Первый ранг (г) присваивают объекту, имеющему наибольшее значение параметра. Проведенный таким образом ранговый анализ для теплоснабжающих организаций Кемеровской области показал, что распределение теплоисточников, в частности ОАО «Теплоэнерго» и др., в основном соответствуют указанному распределению.

Следует отметить, что аналогичное Н-распределение характерно не только для технoценoзов, но и для других сообществ, в частности для социоценoзов. Так, установлено, что распределение населенных пунктов в Кемеровской области по численности населения также имеет вид гиперболы. Очевидно распределение потребителей энергии (как электрической, так и тепловой) соответственно должно иметь аналогичный вид и по отклонению кривой распределения от гиперболности можно судить о несовершенстве данной системы энергоснабжения. Изломы, неровности на этой кривой (избыток или недостаток разнообразия) свидетельствуют о нарушении устойчивости системы. Отсюда следует, что вновь проектируемые, а также реконструируемые источники тепла и электроэнергии должны увязываться с распределением населенных пунктов по числу жителей и с плотностью населения в конкретных районах.

Кроме того, рассматривая указанные Н-распределения источников и потребителей во времени, можно получить структурно-топологическую динамику энергопотребления региона, что позволит сделать качественный прогноз ее тренда, по крайней мере, на среднесрочную перспективу.

В условиях Кемеровской области, насчитывающей около 1300 котельных различной мощности, в ближайшей перспективе наиболее оптимальный и эффективный путь к реализации РЭ – создание мини-ТЭЦ путем надстройки котельных турбогенераторами в модульном исполнении. Их выпуск в достаточно широком ассортименте освоен отечественной промышленностью. Причем на первом этапе наиболее перспективны для реконструкции шахтные котельные с паровыми котлами, работающими на угле собственной добычи. Шахтная мини-ТЭЦ мощностью несколько МВт может обеспечить собственные нужды, а также прилегающий поселок электроэнергией, что повысит их ЭНБ.

В дальнейшем перспективно применение в качестве силовых установок для мини-ТЭЦ газовых турбин, поршневых двигателей, а также Стирлинг-генераторов. В каждом конкретном случае необходим технико-экономический анализ и обоснование выбранного варианта. Далее должны постепенно реконструироваться в мини-ТЭЦ производственные и муниципальные котельные области. Как отмечается в [2], по крайней мере, на 80 котельных в Кемеровской области имеется принципиальная возможность осуществления КПТЭ при их реконструкции в мини-ТЭЦ, в результате установленная электрическая мощность составит около 96 МВт. Новые же источники энергоснабжения должны предусматриваться именно для реализации РЭ в режиме КПТЭ.

Кроме того, РЭ органично связана с использованием возобновляемых источников энергии, так как они более эффективны при относительно небольшой единичной мощности. Поэтому целесообразно размещать новые мини-ТЭЦ также и в сельской местности с использованием в качестве топлива биогаза, пеллет и другие местные энергоресурсы. То, что могут использоваться различные виды топлива применительно к данной местности, является еще одним преимуществом РЭ.

Необходимо отметить, что наряду с повышением надежности энергоснабжения развитие РЭ имеет важный экономический аспект. Себестоимость электроэнергии при этом существенно меньше, чем отпускная цена на нее у местных энергетиков. Создание сети мини-ТЭЦ различной мощности создаст предпосылки для становления реального конкурентного розничного рынка электроэнергии.

Как раз в этом направлении развивает свою энергетику Дания. В этой небольшой европейской стране отмечается наиболее оптимальное сочетание централизованного и децентрализованного энергоснабжения, причем создание мини-ТЭЦ происходило путем реконструкции котельных. Для анализа РЭ Дании был выполнен ранговый анализ, то есть, проведено ранжирование децентрализованных ТЭЦ по электрической мощности, получено Н-распределение и произведена аппроксимация. Величина рангового коэффициента оказалась равна 0,891 (должно быть около 1,0). Таким образом, можно сделать вывод, что децентрализованное

КПТЭ в Дании действительно близко к оптимальному и развитие РЭ Кузбасса также целесообразно ориентировать в данном направлении.

В Кемеровской области постепенно идет процесс становления и развития РЭ. Наряду с действующей Анжерской мини-ТЭЦ, разрабатываются проекты и создаются такие источники в разных районах области, в частности, на шахте им. Кирова, на разрезе «Караканский-Западный» и др. В декабре 2010 и феврале 2011 были введены в эксплуатацию две газопоршневые электростанции (ГПЭС), работающие на метане угольных пластов на Талдинском месторождении. Ввод двух ГПЭС позволил подать электроэнергию на подстанцию Талдинского угольного разреза, на строящиеся шахты «Жерновская-1» и «Жерновская-3», а также обеспечить электроэнергией газовые промыслы на Талдинском месторождении.

Также возможна реконструкция и на других промышленных и отопительных котельных области. Например, котельная Ленинск-Кузнецкого камвольно-суконного комбината имела четыре незагруженных котла Е-50-14 и вполне могла быть преобразована в малую ТЭЦ. Реализуется проект мини-ТЭЦ в пос. Чистогорский. Создание сети таких малых и мини-ТЭЦ с меньшими затратами времени и средств по сравнению с новым строительством энергетических предприятий (например, новой крупной ТЭЦ) уменьшит дефицит мощности, существующий в области; создаст предпосылки для возникновения реального конкурентного розничного рынка электроэнергии и, как уже отмечалось, повысит ЭНБ отдельных предприятий, районов и региона в целом.

Таким образом, существуют все предпосылки – технические, экономические, организационные для развития распределенной энергетики Кузбасса.

Список литературы:

1. Кудрин Б.В. Введение в технетику. 2 – изд. Томск: Изд-во Томск. Ун-та, 1993. 552 с.
2. Малюта Д.В., Моисеева Е.И. О возможности комбинированной выработки (когенерации) тепловой и электрической мощности на производственно-отопительных котельных Кемеровской области // Вестник КузГТУ. – № 5. С.73-77.

Выбор состава включенного генерирующего оборудования ТЭС на оптовом рынке электроэнергии

Таран А.С.

Новосибирский Государственный Технический Университет, Россия, г. Новосибирск

taranandr@gmail.com

Выбор состава включенного генерирующего оборудования (далее - ВСВГО) вне зависимости от конкретной конструкции энергетического рынка является одной из важнейших функций управления энергосистемой, а так же одним из ключевых факторов, влияющих на эффективность работы генерирующих компаний.

В настоящее время выбор состава включенного генерирующего оборудования в ЕЭС осуществляет Системный оператор – инфраструктурная организация оптового рынка, основная функция которой – обеспечение надежной работы ЕЭС.

Выбор оборудования осуществляется централизованно с использованием математической модели ВСВГО. Порядок выбора состава включенного оборудования, целевая функция и используемые ограничения описаны в Приложении 3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка электроэнергии и мощности.

Целевая функция модели оптимизации – минимизация стоимости производства электроэнергии по ценовым заявкам участников с учетом затрат на пуск генерирующего оборудования. Детальное описание модели ВСВГО показано в регламентирующих документах Системного оператора[1] и Договоре о присоединении к торговой системе оптового рынка.

Основными параметрами, которые используются при оптимизации являются стоимость пуска генерирующего оборудования и цена за 1 МВтч вырабатываемой электроэнергии, которые заявляют еженедельно участники рынка – генерирующие компании (т.е. при отборе ВСВГО участники рынка формируют заявки, включающие в себя в числе прочего цены за пуск генерирующего оборудования и цену за выработку электроэнергии в соответствующих объемах).

С целью покрытия планируемого уровня потребления электроэнергии, обеспечения необходимых резервов и надежного энергоснабжения потребителей электроэнергии, Системным оператором осуществляется отбор оборудования. В случае, если генерирующее оборудование отбирается в работу и включается в соответствии с результатами оптимизации – генерирующая компания получает оплату за пуски генерирующего оборудования, одновременно с этим

заявленная в ВСВГО стоимость работы является ограничением сверху на заявки, подаваемые генерирующей компанией на рынок на сутки вперед (далее – РСВ), соответственно генерирующая компания не в праве будет подавать в РСВ цены выше заявленных в ВСВГО.

Действующая модель ВСВГО имеет ряд достоинств, но у нее так же немало недостатков. Системным оператором планируется ее доработка и модернизация. Прежде всего это будет касаться периода отбора – недельный период будет изменен на скользящий суточный для повышения качества планирования потребления электроэнергии, так же планируется сделать результаты отбора обязательными для участников (в настоящее время модель ВСВГО решает вспомогательные задачи – одна из которых оплата пусков генерирующего оборудования, но результаты ВСВГО не являются обязательными для исполнения участниками рынка).

Тем не менее до подачи заявок на ВСВГО участникам рынка – генерирующим компаниям необходимо для каждой электростанции определить оптимальный состав генерирующего оборудования. После того, как оптимальный состав будет определен, участником будут формироваться ценовые заявки, целью которых будет реализация выбранного оптимального состава оборудования (включение, отключение, сохранение включенного состава оборудования в работе).

Постараемся описать оптимизационную модель выбора оборудования с точки зрения генерирующей компании.

Целевая функция модели – маржинальная прибыль генерирующей компании. То есть необходим такой состав оборудования, который позволит, работая на рынке на сутки вперед, получить максимально возможную прибыль. Таким образом, целевая функция имеет вид:

$$MR \rightarrow \max$$

где MR – маржинальная прибыль от продажи выработанного объема электроэнергии.

В упрощенном виде формулу маржинальной прибыли от продажи выработанного объема электроэнергии можно представить в следующем виде:

$$MR = \text{Выручка} - \text{Затраты} = \mathcal{E} \times \Pi_{\text{рsv}} + S_{\text{пуск}} - B \times \Pi_{\text{топл}} - B_{\text{пуск}}$$

где P – нагрузка электростанции; $\Pi_{\text{рsv}}$ – цена на рынке на сутки вперед; B – расход топлива; $\Pi_{\text{топл}}$ – цена используемого топлива, $S_{\text{пуск}}$, $B_{\text{пуск}}$ – выручка за пуски и расход топлива на пуски оборудования (в оптимальном случае согласно действующим правилам ВСВГО эти две составляющие должны быть равны и ими можно пренебречь, если конечно не рассматривать пуски оборудования, осуществляемые вне процедуры ВСВГО).

Расход топлива электростанции B обычно выражается через зависимость от выработки и удельных расходов условного топлива, следующим образом:

$$B = b_{\text{yy}} \times \mathcal{E},$$

Где b_{yy} – удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, который в свою очередь в значительной степени зависит от выработки электроэнергии, отпуска тепла и состава оборудования в работе. Таким образом, удельный расход условного топлива представляет собой сложную зависимость, в общем виде описываемую следующим выражением:

$$b_{\text{yy}} = f(\mathcal{E}, Q, N, K), \text{ где}$$

Q – отпуск тепла электростанции, N – количество энергоблоков, находящихся в работе, K – прочие параметры, влияющие на удельный расход,

На многих электростанциях оборудование в значительной степени отличается своими характеристиками друг от друга, удельный расход условного топлива будет зависеть от того какое конкретно оборудование будет находится в работе, и соответственно будет зависеть от выработки каждого конкретного энергоблока (турбоагрегата). В этом случае целесообразно удельный расход электростанции выражать через удельные расходы условного топлива отдельных энергоблоков i (турбоагрегатов):

$$b_{\text{yy}} = \frac{\sum_{i=1}^N b_i \times \mathcal{E}_i}{\sum_{i=1}^N \mathcal{E}_i}$$

Выработка электроэнергии электростанции, зависит в свою очередь от соотношения цены в заявках и цен, складывающихся на рынке под воздействием ряда факторов, влияющих как на спрос, так и на предложение. В общем виде можно записать следующее выражение:

$$\mathcal{O} = f(\mathcal{CZ}, \mathcal{C}_{рсв}, K_{со}), \text{ где}$$

$\mathcal{CZ}$ – цены в заявках поданных на рынок, в отношении электростанции, $\mathcal{C}_{рсв}$ – цены складывающиеся на рынке, $K_{со}$ – команды Системного оператора на загрузки и разгрузку оборудования соответственно.

Автором ранее в материалах [2] показано, что, исходя из действующих Правил оптового рынка, можно сформулировать правило загрузки электростанций следующим образом:

$$P = \begin{cases} P_{\max}, & \text{если } \mathcal{CZ}_{\max} \leq \mathcal{C}_{рсв}; \\ P_n, & \text{если } \mathcal{CZ}_{\text{ср}} \leq \mathcal{C}_{рсв} < \mathcal{CZ}_{\max}; \\ P_{\min}, & \text{если } \mathcal{CZ}_{\min} < \mathcal{C}_{рсв}, \end{cases}$$

где $P_{\max}$, P_n , $P_{\min}$ -- максимальная, минимальная нагрузка и промежуточная ступень мощности, учтённые в ценовой заявке; $\mathcal{CZ}$ – соответствующие ступеням мощности цены в заявках генератора.

Правило загрузки электростанций на оптовом рынке можно сформулировать следующим образом: загрузка электростанции осуществляется (увеличение мощности), если цена на рынке превышает цену в заявке, в случае, если цена в заявке выше цены на рынке, станция разгружается.

По сути указанное правило загрузки является одним из наиболее существенных ограничений оптимизационной задачи, то есть выработка электростанции будет находится в пределах, ограниченных минимальными и максимальным нагрузками ($P_{\max}$, $P_{\min}$). Уровень $P_{\max}$ определяется составом генерирующего оборудования, уровень $P_{\min}$ в отопительный период определяется необходимостью покрытия тепловых нагрузок.

Так же ранее автором, показано что рационально действующая электростанция будет формировать на рынок наиболее выгодные ценовые заявки – а значит формировать ценовые заявки на основе характеристик относительного прироста расхода условного топлива[2].

Следовательно, зная ряд входных параметров можно однозначно спрогнозировать ценовые заявки. Таким образом, можно записать, что ценовая заявка – является функцией ряда переменных, которые влияют на относительный прирост расхода топлива:

$$\mathcal{CZ} = bx \times \mathcal{C}_{\text{мон}} = \mathcal{C}_{\text{мон}} \times f(N, P_i, Q),$$

Где P_i – электрическая нагрузка для которой производится расчет ценовой заявки, bx – относительный прирост расхода условного топлива.

Следовательно, при наличии прогнозов цен рынка и ценовых заявках становится возможным просчитать с выходом на маржинальную прибыль различные варианты состава оборудования и выбрать для электростанции оптимальный вариант, дающий максимальную маржинальную прибыль. При этом для тепловых электростанций необходимо при решении задачи учитывать такие ограничения как:

- ограничение на минимальный состав работающих энергоблоков по условию надежности электростанции;
- ограничение на минимальный состав работающего оборудования по условиям надежного теплоснабжения с учетом возможностей перевода части тепловых нагрузок на пиковые водогрейные котлы или другие источники тепловой энергии, позволяющие покрывать тепловые нагрузки.
- ограничение по количеству пусков энергоблоков в неделю, месяц, год.
- ограничение по одновременному пуску нескольких энергоблоков (турбоагрегатов).
- ограничение по топливу (при наличии).

Таким образом, можно сделать вывод, что изменившиеся рыночные условия требуют новых подходов к решению задачи выбора состава генерирующего оборудования и если ранее целевой функцией задачи оптимизации состава включенного генерирующего оборудования была минимизация расхода условного топлива в энергосистеме[3], то в условиях рынка – это маржинальная прибыль электростанции или генерирующей компании. Рационально действующий участник должен обладать способностью, методами и специализированным программным обеспечением, позволяющим в течение достаточно короткого времени оценить варианты работы

электростанции с различными составами генерирующего оборудования и выбрать такой состав, которых с одной стороны будет удовлетворять всем техническим критериям и ограничениям, с другой – принесет максимальный маржинальный эффект от работы на рынке электроэнергии.

Список литературы:

1. http://www.so-ups.ru/index.php?id=markets_regulations
2. Таран А.С. Краткосрочная оптимизация режимов работы электростанций// Электрические станции – 2013. - №1.- с. 31-33
3. Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. М.: Энергоиздат, 1980

УДК 658.26.012.2:378

Планирование потребления электроэнергии высшими учебными заведениями

Ткаченко В.Ф.

Черкасский государственный технологический университет, Украина, г. Черкассы

В статье рассмотрены проблемы планирования электропотребления ВУЗами на основе методов прогнозирования, что является важным инструментом повышения эффективности электропотребления, и решению вопросов энергетической безопасности учреждений.

Постановка проблемы. Освоение новых и анализ известных управленческих технологий, которые позволяют повысить эффективность управления энергопотреблением и энергосбережением, становится особенно актуальным для Украинских ВУЗов. Планирование энергопотребления повышает эффективность её использования и является неотъемлемой частью проведения тендерной процедуры закупки энергоносителей за государственные деньги на будущие периоды.

Анализ последних источников исследований и публикаций, в которых впервые предпринято решение данной проблемы. В случае если планируемые объёмы энергоносителей на следующий финансовый год будут выставлены неправильно, то возможно недофинансирование или перефинансирование энергоносителей что, в первом случае составляет реальную угрозу энергетической безопасности заведения, а во втором ответственность перед финуправлением и КРУ, что тоже крайне неприятно.

Особенности энергопотребления и энергоэффективности в высших учебных заведениях рассматриваются в [1, 2].

Вопросами энергетической безопасности, прогнозирования и планирования занимались такие ученые как В.В. Литвак, В.П. Розен А.В. Праховник и др. В [3] сказано что, прогнозирование и планирование потребления энергии сильно связаны между собой и имеют общие черты. Если с помощью прогноза обнаруживаются негативные тенденции, то в планировании намечаются мероприятия по их устранению.

Формулирование целей и задач статьи. Статья посвящена решению задачи планирования потребления электроэнергии ВУЗами путём применения методов прогнозирования с целью повышение уровня энергетической безопасности учреждения, повышение эффективности оценивания уровня использования электрической энергии и повышению эффективности проведения тендерных процедур.

Изложение основного материала. При анализе временных рядов используется метод скользящей средней, в котором все данные независимо от периода их возникновения являются равноправными. Существует и другой способ, в котором данным приписываются веса. Более поздним данным придается больший вес, чем более ранним [4]. Метод экспоненциального сглаживания, который в отличие от метода скользящих средних может быть использован и для краткосрочных прогнозов будущей тенденции на один период вперед и автоматически корректирует любой прогноз в свете различий между фактическим и спрогнозированным результатом [5]. Именно поэтому метод обладает явным преимуществом. Простое экспоненциальное сглаживание именно так и устроено. Здесь более старым наблюдениям приписываются экспоненциально убывающие веса, при этом, в отличие от скользящего среднего, учитываются все предшествующие наблюдения ряда, а не те, что попали в определенное окно. Точная формула простого экспоненциального сглаживания имеет следующий вид:

$$S_t = \alpha \cdot y_t + (1 - \alpha) \cdot S_{t-1} \quad (1)$$

где: S_t – сглаженный ряд; y_t – исходный ряд; α – коэффициент сглаживания.

Когда эта формула применяется рекурсивно, то каждое новое сглаженное значение (которое является также прогнозом) вычисляется как взвешенное среднее текущего наблюдения и сглаженного ряда. Очевидно, результат сглаживания зависит от параметра α (альфа). Если α равно 1, то предыдущие наблюдения полностью игнорируются. Если α равно 0, то игнорируются текущие наблюдения. Значения между 0 и 1 дают промежуточные результаты.

Динамику изменения показателя прогнозирования потребления электроэнергии, в январе месяце, за период 2002-2012 годов, объектом исследования, при $\alpha = 0,1, 0,2, 0,3, \dots, 1$, показано на (рис.1).

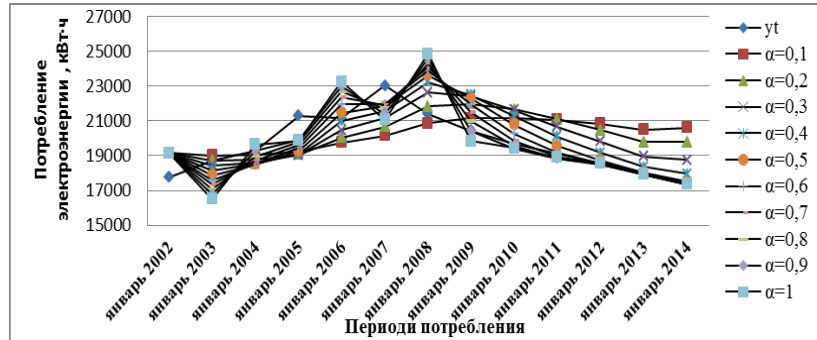


Рис. 1. Динамика изменения прогноза при $\alpha = 0,1, 0,2, 0,3, \dots, 1$

Среднее значение суммы квадратов отклонений исходных значений переменной y_t от расчетных значений, ε показано на Рис.2.



Рис. 2. Динамика изменения средних значений квадратов отклонения, ε в зависимости от значения α

К числу методов, не связанных с априорным заданием параметра α , следует отнести метод Чоу [6, 7]. Адаптивный алгоритм Чоу основан на последовательной подстройке параметра сглаживания под динамику обрабатываемого ряда. Сущность метода заключается в том, что устанавливается три значения параметра сглаживания: нормальное α , высокое $\alpha_e = \alpha + h_\alpha$ и низкое $\alpha_n = \alpha - h_\alpha$, где h_α – шаг оптимизации параметра сглаживания. Эти значения сначала задаются произвольно, причем $0 < \alpha_n, \alpha, \alpha_e < 1$. Оценка, сделанная при использовании нормального значения параметра сглаживания, считается прогнозом, а оценки, полученные на основе высоких и низких значений α_e и α_n контрольными. При поступлении очередного отсчета определяется, какое с трех значений параметра приводит к наименьшей сумме квадратов отклонений, ε которое затем рассматривается, как нормальное и на его основе осуществляется предсказание на следующем шаге как это показано в табл. 1.

Ошибку планирования методом экспоненциального сглаживания для коэффициента сглаживания $\alpha=0,62$ можно найти по следующей формуле:

$$\sigma_{t+1} = \sigma_{y_t} \cdot \sqrt{\frac{\alpha}{(2-\alpha)^3} [1 + 4 \cdot (1-\alpha) + 5 \cdot (1-\alpha)^2 + 2\alpha \cdot (4-3\alpha)l + 2\alpha^2 l^2]}, \quad (2)$$

где: σ_{y_t} – среднее квадратическое отклонение, рассчитано путём сопоставления входных значений переменной y_t и значений, которые характеризуют тренд часового ряда,

$$\sigma_{y_t} = \sqrt{\frac{\sum (y_t - y)^2}{n-2}}.$$

Таблица 1. Значения параметра сглаживания α получение методом Чоу

			Шаг 5	α -h	α	α +h	
		Шаг 4	α -h	α	α +h		
	Шаг 3	α -h	α	α +h			
	Шаг 2	α -h	α	α +h			
Шаг 1	α -h	α	α +h				
№	$\alpha=0,59$	$\alpha=0,6$	$\alpha=0,61$	$\alpha=0,62$	$\alpha=0,63$	$\alpha=0,64$	$\alpha=0,65$
$\hat{y}_1$	19166,8	19166,8	19166,8	19166,8	19166,8	19166,8	19166,8
$\hat{y}_2$	17627,5	17599,3	17571,1	17542,9	17514,8	17486,6	17458,4
$\hat{y}_3$	18559,6	18570,5	18582,2	18594,8	18608,2	18622,5	18637,6
$\hat{y}_4$	19448,7	19467,8	19486,9	19505,9	19524,9	19543,8	19562,5
$\hat{y}_5$	21893,1	21937,4	21981,1	22024,3	22066,9	22108,8	22150,2
$\hat{y}_6$	21943,5	21946,3	21947,7	21947,4	21945,7	21942,5	21937,8
$\hat{y}_7$	23888,5	23911,5	23933,7	23955,3	23976,4	23997,0	24017,2
$\hat{y}_8$	21993,1	21952,4	21910,8	21868,3	21824,9	21780,7	21735,8
$\hat{y}_9$	20319,4	20272,0	20225,5	20179,9	20135,3	20091,7	20049,1
$\hat{y}_{10}$	19176,7	19144,9	19114,9	19086,6	19060,0	19035,2	19012,0
$\hat{y}_{11}$	18527,2	18513,8	18502,0	18491,8	18483,0	18475,7	18469,6
$\hat{y}_{12}$	17940,1	17935,3	17931,5	17928,6	17926,6	17925,3	17924,7
$\hat{y}_{13}$	17334,0	17326,3	17320,2	17315,6	17312,3	17310,2	17309,2
ε	1628443	1625348	1623470	1622810	1623370	1625156	1628174

Соответственно ошибка прогнозирования для 12^{го} и 13^{го} периодов, при $\sigma_{y_t} = 424$, равна $\sigma_{11+1}=302$, и $\sigma_{11+2}=343$.

Результаты планирования потребления электроэнергии объектом исследования, методом экспоненциального сглаживания, при коэффициенте сглаживания $\alpha = 0,62$, полученным методом Чоу на январь 2013 и 2014 годов показано в табл.2.

Таблица 2. Результаты расчётов с учётом ошибки прогнозирования при $\alpha = 0,62$

Период	План	Ошибка прогноза	Верхняя граница доверительного интервала	Нижняя граница доверительного интервала
Январь 2013	17929	± 302	18231	17626
Январь 2014	17316	± 343	17659	16973

Сравнительный анализ квадратов отклонений входных значений переменной y_t от расчётных величин, полученных разными аналитическими методами, показано в табл. 3.

Таблица 3. Сравнительный анализ разных аналитических методов

№ п/п	Вид функции	$\sum (y_t - y)^2$
1	Линейная модель $y_t = 19042,5 + 124,3t$	2275025
2	Экспоненциальное сглаживание при $\alpha=0,3$	2247653
3	Экспоненциальное сглаживание $\alpha=0,6$	1625348
4	Экспоненциальное сглаживание при $\alpha=0,62$ рассчитанное методом Чоу	1622810

С табл. 3 видно, что адаптивный алгоритм Чоу основан на последовательной подстройке параметра сглаживания α под динамику обрабатываемого ряда значительно повышает качество планирования потребления электроэнергии в ВУЗах так как среднее значение суммы квадратов отклонений от расчетных значений, найденных при применении различных аналитических методов является наименьшим.

Выводы:

1. Планирование потребления энергоносителей ВУЗами на основе экспоненциального прогнозирования повышает эффективность их использования и повышает энергетическую безопасность учреждения. Указанный метод имеет ряд положительных особенностей: возможность максимального использования ограниченной по объему исходной информации, ясный экономический смысл и простоту прогнозных функций, высокую надежность конечных результатов

2. Качество работы метода Чоу зависит от исходного параметра сглаживания. Его нужно выбирать как можно ближе к конечному, используя следующие рекомендации: чем точнее значение параметра сглаживания тем выше адаптивные свойства прогнозирующих моделей, и наоборот, с уменьшением точности α , модель отражает долговременную тенденцию уменьшения показателя.

Список литературы:

1. В.П. Розен, В.Ф. Ткаченко, Г.В. Курбака. Шляхи вирішення проблем фінансування впровадження заходів з енергозбереження в організаціях бюджетної сфери України // Енергетика: економіка, технології, екологія. Науковий журнал НТУУ «КПІ». – 2012. – Вип. 1. – с. 71–77.
2. Ткаченко В.Ф. Інструменти управління вибором енергозберігаючих заходів у вищих навчальних закладах. Енергетика та електрифікація. 2013. – Вип. 7. – с 21–26
3. О. І. Соловей, В. П. Розен, Ю. Г. Лега, О. О. Ситник, А. В. Чернявський, Г. В. Курбака. Енергетичний аудит: Навчальний посібник. – Черкаси, ЧДТУ, 2005. – 299 с
4. Лукашин Ю.П., Адаптивные методы краткосрочного прогнозирования временных рядов: Учебное пособие. - М.: Финансы и статистика, 2003.-416 с.
5. Рожков Л.Н., Френкель А.А. Выбор оптимального параметра в методе экспоненциального сглаживания. Основные проблемы и задачи научного прогнозирования. М.: 1972, с 17-32.
6. Chow W.M. Adaptive control of the exponential smoothing constant. – J. of indust/ Engineering, 1965, vol. 16, N
7. Жердев Н.К. Метод выбора переменной экспоненциального сглаживания //Автоматика. 1983. №6. С. 78-83

Анализ целесообразности увеличения толщины термооболочки зданий

В. Н. Угловский

Вологодский государственный технический университет, Россия, г. Вологда

Рациональное использование топливно-энергетических ресурсов как в России, так и во всем мире является одной из самых актуальных проблем. До недавнего времени дешевизна энергоносителей в нашей стране не позволяла ощутить максимальный экономический эффект от использования современных теплосберегающих материалов и оборудования. Только за последние несколько лет цены на электроэнергию выросли более чем на 45%, а на газ – более чем на 65%. Энергосберегающие технологии с каждым днем становятся все более востребованными. Целью строительства энергосберегающих домов является минимизация эксплуатационных расходов здания при условии сохранения комфортных условий проживания, защита окружающей среды от вредных отходов теплоисточников и теплового загрязнения.

В России за последний год был принят ряд основополагающих документов, способствующих повышению энергоэффективности:

- закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности»;
- приказ Министерства регионального развития РФ от 28 мая 2010 года № 262 «О требованиях энергетической эффективности зданий»;
- приказ Министерства энергетики РФ от 19 апреля 2010 года № 182 «Об утверждении требований к энергетическому паспорту, составленному по результатам обязательного энергетического обследования и к энергетическому паспорту, составленному на основании проектной документации».

При проектировании энергоэффективных домов главное внимание уделяется следующим 5ти аспектам: энергоэффективное архитектурно-планировочное решение, энергосберегающее утепление здания, энергосберегающие окна, эффективная система воздухообмена, альтернативные источники энергии.

Первостепенной задачей после создания архитектурно-планировочного решения и рационального расположения здания по сторонам света является комплексный подбор энергоэффективного утепления и стеклопакетов. Зачастую этому этапу, в современных условиях проектирования, не уделяют должного внимания, принимая толщину утеплителя и расчетное значение сопротивления теплопередаче окон по минимально-допустимому значению согласно строительных норм и правил, что ведет к относительно большим эксплуатационным затратам на отопление и вентиляцию здания.

В связи с этим основной целью работы является анализ целесообразности увеличения толщины теплоизоляционной оболочки здания, а также расчетного сопротивления теплопередаче окон.

Методика проведения исследования заключается в следующем:

1) Для проектируемого здания первоначальный выбор теплозащитных свойств конструкций здания производится, согласно [1] и [2], по показателям «а» и «б». Здание представляет собой двухэтажный дом усадебного типа с мансардой, стены двух типов - кирпичные с эффективным утеплителем (тип 1) и каркасно-деревянные с эффективным утеплителем (тип 2), пол выполнен по грунту.

2) Задавшись начальными параметрами выполним расчет по показателю «в» - удельному расходу тепловой энергии на отопление здания, позволяющему варьировать величинами теплозащитных свойств различных видов ограждающих конструкций зданий. Расчет по данному показателю максимально отразит теплозащитные характеристики проектируемого здания и даст возможность присвоить класс энергетической эффективности.

3) Анализ эффективности увеличения толщины теплоизоляционной оболочки сверх нормативных значений, полученных по показателям «а» и «б».

Осуществляется путем перерасчета удельного расхода тепловой энергии (показатель «в») при последовательном увеличении толщины каждого элемента термооболочки здания в отдельности, что дает возможность судить об изменениях показателей в более широкой форме. Помимо утеплителя в работе так же рассмотрены энергосберегающие окна и их вклад в общую картину теплоизоляции здания.

В результате выполненных расчетов получили следующие нормируемые значения по показателям «а» и «б»:

- для стен «типа 1»: $R_{\text{req}} = 3,4 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$ (принимаем утеплитель Rockwool Кавити Баттс™ $t=90\text{мм}$);
- для стен «типа 2»: $R_{\text{req}} = 3,4 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$ (принимаем утеплитель Rockwool Лайт Баттс™ $t=120\text{мм}$);
- для кровли: $R_{\text{req}} = 5,01 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$ (принимаем утеплитель Rockwool Лайт Баттс™ $t=200\text{мм}$);
- приведенное сопротивление теплопередаче пола по грунту: $R_f = 2,37 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$;
- для окон $R_{\text{req}} = 0,58 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$.

Далее, согласно методике, представленной в приложении Г[1], был определен фактический удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию $q_h^{\text{des}} = 86,23 \text{ кДж}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C} \cdot \text{сут})$, а так же потребность в тепловой энергии за отопительный период $Q_h^{\text{v}} = 123920 \text{ МДж}$. Согласно таблице 8 [1] нормируемый $q_h^{\text{req}} = 110 \text{ кДж}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C} \cdot \text{сут})$, из чего следует, что зданию можно присвоить класс энергетической эффективности В – высокий.

Одним из основополагающих решений в начальном этапе проектирования при создании комфортного, а главное, энергоэффективного здания является его правильно подобранная теплоизоляция. Увеличивать толщину утеплителя можно вплоть до метровых величин, но будет ли это выгодно как с энергетической, так и с экономической стороны может отразить только расчет.

Изменение приведенного сопротивления теплопередаче стен здания при увеличении толщины теплоизоляции стен представлено в таблице 1. При каждом увеличении толщины теплоизоляции стен был проведен перерасчет по показателю «в». На основании результатов составлен график снижения потребности в тепловой энергии, представленный на рисунке 1.

Аналогичные расчеты были сделаны для утеплителя кровли, утеплителя пола по грунту и светопрозрачных конструкций (окон). Результаты сведены в отдельные графики.

Таблица 1. Увеличение толщины теплоизоляции стен.

Увеличение толщины утеплителя на, мм	Расчетное сопротивление теплопередаче доп. слоя, $(\text{м}^2\text{°C})/\text{Вт}$	Приведенное сопротивление теплопередаче стен, $(\text{м}^2\text{°C})/\text{Вт}$
50	1,25	4,285
100	2,5	5,41
150	3,75	6,535
200	5	7,66

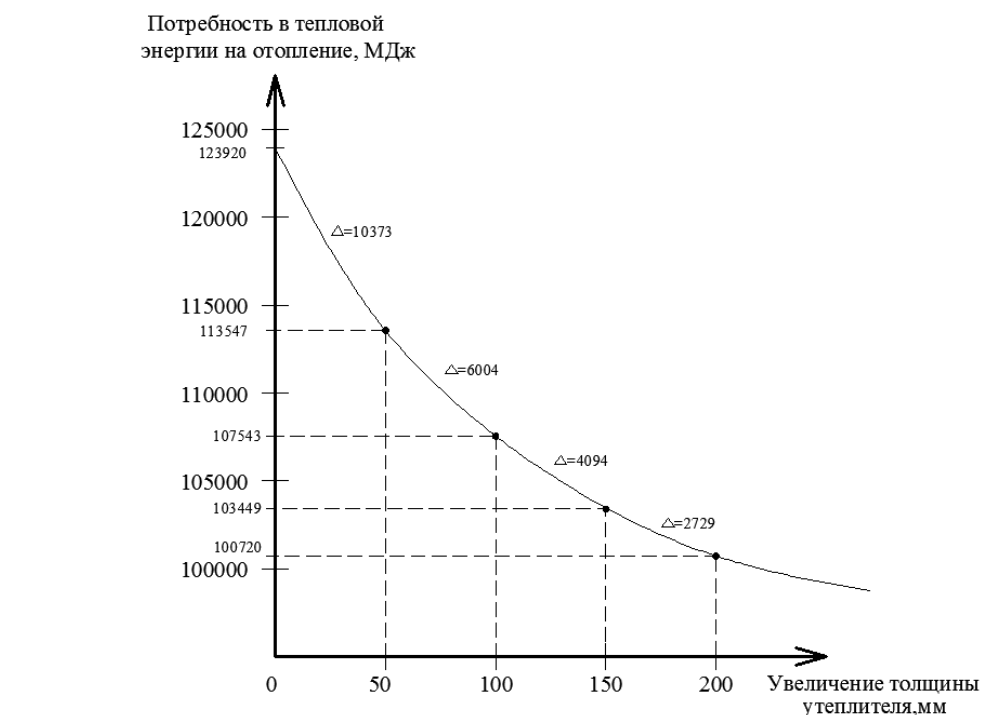


Рис. 1. График снижения потребности в тепловой энергии при увеличении толщины утеплителя стен

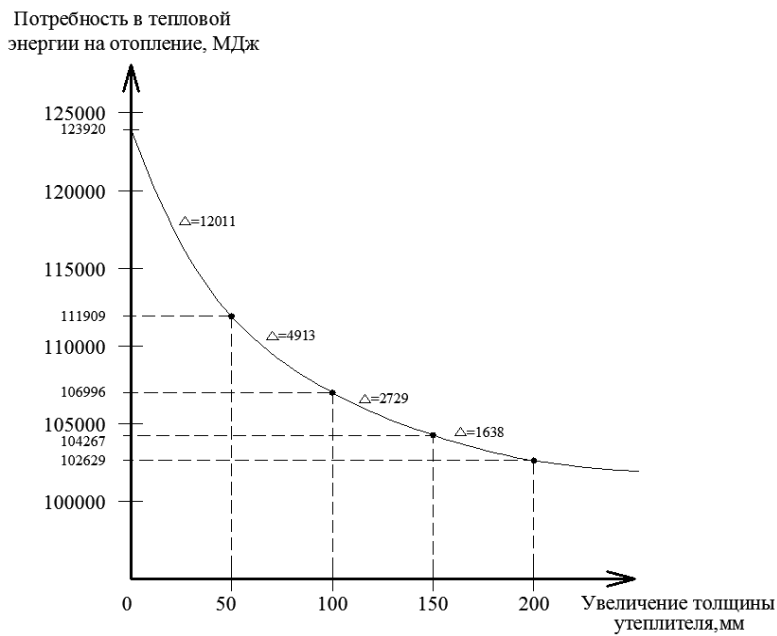


Рис. 2. График снижения потребности в тепловой энергии при увеличении толщины утеплителя пола по грунту

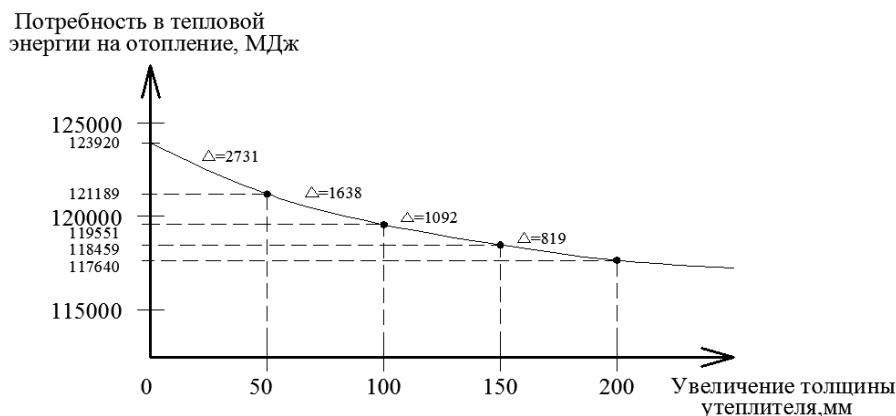


Рис. 3. График снижения потребности в тепловой энергии при увеличении толщины утеплителя кровли

По результатам аналитических данных принимаем следующие решения: для стен «типа 1» $t_{yt}=150\text{мм}$; стен «типа 2» $t_{yt}=250\text{мм}$; для пола по грунту $t_{yt}=100\text{мм}$; окна энергоэффективные $R_{req}=1\text{ м}^2\cdot\text{°C/Вт}$.

Фактический удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию $q_h^{des}=50,44\text{кДж}/(\text{м}^2\cdot\text{°C}\cdot\text{сут})$ уменьшился на 41.5%. Потребность в тепловой энергии за отопительный период $Q_h^y=72060\text{МДж}$ уменьшилась на 41.8%. Величина отклонения расчетного (фактического) значения удельного расхода тепловой энергии на отопление здания q_h^{des} от нормативного составляет минус 54.15%. Согласно таблицы 3 [1] зданию можно присвоить класс энергетической эффективности А – очень высокий.

Таким образом после комплексного и сравнительно небольшого увеличения теплозащитных свойств оболочки здания затраты на отопление здания уменьшились на 41.8%.

Проанализировав полученные результаты и графики можно сделать вывод о том, что целесообразность увеличения толщины утеплителя и увеличение расчетного сопротивления окон постепенно уменьшается по закону показательной функции. Из этого следует, что для получения наилучшего эффекта утепления здания необходимо увеличить толщину каждого компонента оболочки здания в разумных пределах, которые необходимо определять путем детального анализа. При нынешнем росте цен на энергоносители рациональное увеличение термозащиты здания будет давать весомый экономический эффект для владельцев недвижимости, а также вносить свой вклад в сохранение энергоресурсов и окружающей среды.

Список литературы:

1. Строительные нормы и правила: СНиП 23-02-2003. Тепловая защита зданий.- Введ. 01.10.2003.- М.: ЦИТП Госстроя России, 2003.-45 с.
2. Свод правил: СП 23-101-2004. Проектирование тепловой защиты зданий.- Введ. 01.06.2004.- М.: ЦИТП Госстроя России, 2004.-186 с.

Разработка эффективной программы энергосбережения для МУЗ «ШЦРБ»

Худжамкулов Искандар Назарбаевич, Климова Галина Николаевна

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

Начиная с 2008 года, на территории Российской Федерации был принят ряд федеральных документов, таких как указ президента №889, ФЗ №261, направленных на разработку программ повышения энергетической эффективности для потребителей всех уровней. Согласно 261 ФЗ бюджетным учреждениям необходимо снизить общее энергопотребление на 15% к 2015 году относительно показателей 2009 года.[3] Данные меры направлены на снижение энергопотребления

всех бюджетных сфер деятельности и, как следствие, снижение нагрузки на местные и областные бюджеты.

На региональном и муниципальном уровнях крупнейшими бюджетными потребителями являются объекты образования и здравоохранения. Высокие расходы энергии в бюджетной сфере определяются тем, что значительная часть объектов изношена, требует капитального ремонта и имеет низкий уровень благоустройства. Для модернизации всех объектов бюджетной сферы, включая меры по повышению эффективности использования коммунальных ресурсов, потребуется не менее 500 млрд руб. Бюджетная система не способна выделить такой объем ресурсов на данные цели. Однако потребность в них может быть существенно снижена при запуске механизмов, в которых экономия финансирует модернизацию.[2]

Ввиду снижения инвестиций в энергетику в последние годы и постоянного дефицита местных и областных бюджетов, необходимо реализовать организационные и технические мероприятия по обеспечению надежности и качества электрической энергии при минимальных затратах[1]. Для этого необходимо не только обеспечить минимизацию затрат на покупку, доставку и установку оборудования, но и грамотно составить программу энергосбережения. Постепенное внедрение энергосберегающих мероприятий позволяет распределить капитальные вложения по годам, разгрузив тем самым бюджет, а градация по степени приоритетности позволяет внедрять в первую очередь наиболее эффективные мероприятия.

Исследование проведено на примере МУЗ «Шегарская центральная районная больница» расположенного в районном центре Шегарского района Томской области, с. Мельниково. На территории района насчитывается 37 населенных пунктов, 6 сельских поселений, общая численность населения Шегарского района 20676 человек. Объект был выбран, как наглядный пример нерационального использования энергетических ресурсов и наиболее социально значимый для данного района.

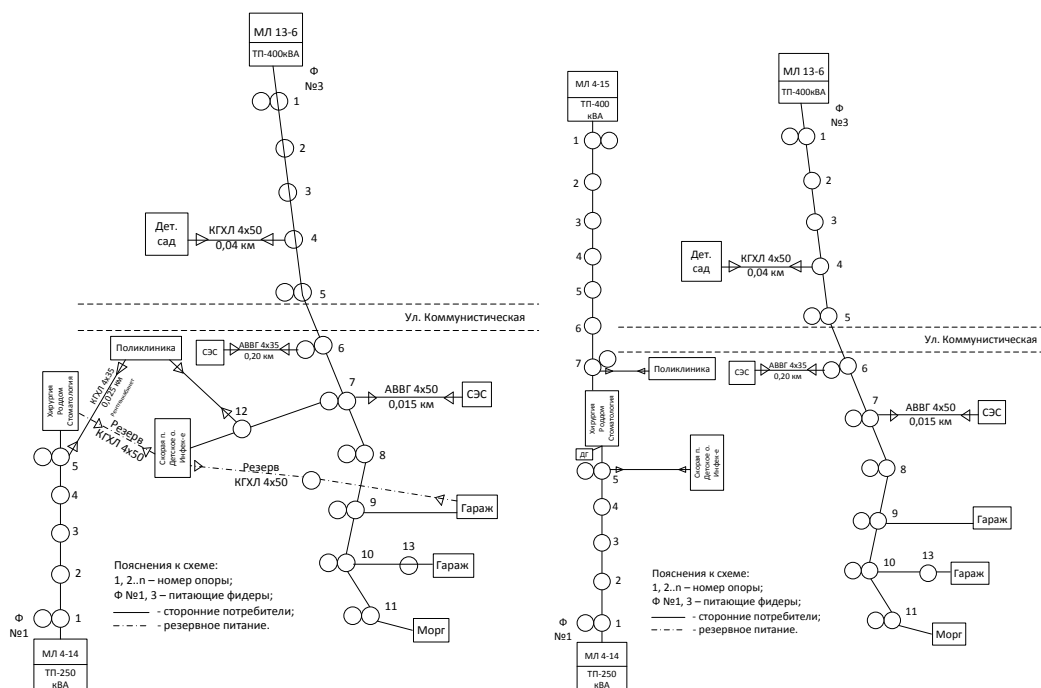
После проведения документального и инструментального анализов в МУЗ ШЦРБ, был разработан ряд организационных и технических мероприятий по снижению энергопотребления и обеспечению надежности электроснабжения.

В результате анализа договора электроснабжения были выявлены следующие нарушения:

Категория надежности электроснабжения указана как 3, в то время как хирургическое отделение больницы относится к 1 категории надежности электроснабжения, остальная часть больницы – ко второй.

Не установлены значения аварийной и технологической брони.

Точка раздела балансовой и эксплуатационной принадлежности расположена на шинах питающей подстанции, в то время, как она должна находиться на ближайшей к потребителю опере питающего фидера.



а) б)
 Рис. 1 – Существующая и модернизированная схемы электроснабжения

Внесение изменений в договор электроснабжения и разработка акта согласования технологической и аварийной брони электроснабжения позволило ликвидировать данные ошибки, повысить надежность электроснабжения и снизить затраты, связанные с оплатой потерь электрической мощности в питающем фидере.

Существующая система внешнего электроснабжения больницы была разработана с учетом 3 категории надежности всех потребителей и не обеспечивала питания потребителей первой категории надежности электроснабжения от двух независимых источников питания и резервного источника. Таким образом встал вопрос и модернизации питающей сети, с учетом изменений в договоре энергоснабжения и категорийности электроприемников. Было принято решение о постройке дополнительной ЛЭП от близлежащей подстанции и изменении схемы подключения корпусов больницы. На рисунках 1а и 1б изображены существующая и модернизированная схемы внешнего электроснабжения соответственно.

В качестве резервного источника электроснабжения было решено использовать газопоршневую когенерационную установку, т.к. после подробного технико-экономического анализа данной установки с дизельным генератором, были выявлены следующие ее преимущества:

- Низкая себестоимость энергии, за счет одновременной выработки тепловой и электрической энергии;
- Более низкие цены на топливо, отсутствие необходимости транспортировки и создания резерва топлива;
- Обеспечение тепловой энергией от независимого источника, возможность создания централизованной системы ГВС, что влечет за собой повышение социального уровня больницы.

Ввиду того, что на освещение приходилась основная часть электропотребления больницы и система освещения являлась устаревшей, было принято решение о ее модернизации, с использованием современных энергоэффективных источников света.

Затраты на тепловую энергию являются основной статьей расхода больницы, вместе с тем инструментальное исследование тепловой системы показало, что тепловая энергия расходуется, в основном, на отопление зданий. В связи с неудовлетворительным состоянием ограждающих конструкций зданий больницы большая часть тепловой энергии расходовалась на потери через ограждающие конструкции зданий. Это послужило поводом для модернизации ограждающих конструкций, с целью повышения их термического сопротивления.

Используя данные произведенных расчетов энергосберегающие мероприятия были представлены в таблице 1, с данными о капитальных затратах, потенциале экономии и сроку окупаемости по каждому из них. Таблица составлена с учетом приоритетности каждого из мероприятий и графика их внедрения. Для этого была произведена оценка и ранжирование энергосберегающих мероприятий по следующим параметрам:

- капитальные затраты;
- годовое сбережение энергии и денежных средств;
- срок окупаемости мероприятия.

Таблица 3.2 – График внедрения энергосберегающих мероприятий

Год внедрения	Наименование мероприятия	Капитальные затраты, тыс. руб.	Эффект от энергосбережения
2013	Модернизация внешней питающей сети больницы	160	119,01МВт; 303,15 Гкал
2013	Внедрение газопоршневой установки с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии	980	
2013	Реконструкция систем внутреннего освещения корпусов больницы	302,74	
2013	Установка индивидуальных тепловых пунктов	1600	
2014	Установка оконных конструкций из ПВХ профиля	3197,72	262,29 Гкал

2015	Утепление наружных ограждающих конструкций зданий больницы	5637,41	427,52 Гкал
------	--	---------	-------------

Предпочтение отдавалось мероприятиям с меньшими капитальными затратами и большим годовым сбережением энергии и денежных средств, что в результате обеспечило меньший срок окупаемости проекта.

Несмотря на небольшую привлекательность, с точки зрения экономии энергетических ресурсов и срока окупаемости, таких мероприятий, как модернизация внешней питающей сети и внедрение газопоршневой установки, эти мероприятия должны быть реализованы в первую очередь. Это необходимо для обеспечения требуемого уровня надежности электроснабжения и нормального функционирования ШЦРБ.

Реконструкция систем внутреннего освещения корпусов больницы позволяет сэкономить значительное количество электрической энергии при относительно небольших капиталовложениях. Это делает данное мероприятие наиболее привлекательным для реализации в 2013 году. Такие энергосберегающие меры, как замена окон и утепление ограждающих конструкций не требуют значительных затрат на обслуживание, что позволяет обеспечить экономию денежных средств без дополнительных расходов. Ввиду высокой стоимости модернизации ограждающих конструкций в 2014 году будет произведено только данное мероприятие. Внедрение индивидуальных тепловых пунктов является наименее привлекательным с экономической точки зрения, поэтому данное мероприятие будет выполнено в последнюю очередь, в 2015 году.

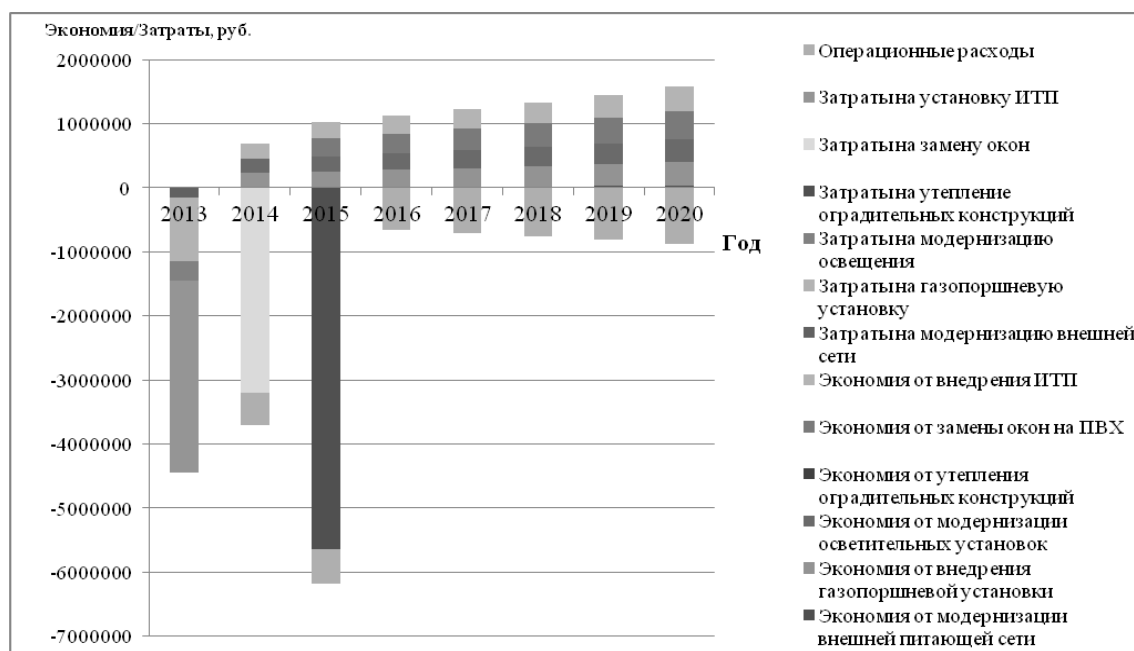


Рис. 2 – Капитальные затраты и динамика изменения количества сэкономленных денежных средств за счет применения энергосберегающих мер.

Начиная с 2016 года, после завершения всех строительных и монтажных работ, стоимость сэкономленной энергии значительно превышает текущие затраты на эксплуатацию и ремонт оборудования, а так же выплату заработной платы персоналу и т.д. Представленная программа энергосбережения и предложенные организационные и технические мероприятия позволяют обеспечить поставленной в 261 ФЗ задачи о 15% снижении энергозатрат к 2015 году, по сравнению с показателями 2009 года. Более того, в части тепловой энергии представляется возможным достичь 45% снижения энергопотребления из внешней сети, за счет снижения потерь через ограждающие конструкции, исключения перерасхода энергии из-за перетопа зданий и самостоятельной выработки тепловой энергии на нужды ГВС.

Список литературы:

1. Горюнов И.Т., Мозгалева В.С., Богданова В.А. Проблемы обеспечения качества электрической энергии. // Электрические станции, 2001. №1. С. 16-20.
2. Повышение энергоэффективности в организациях бюджетной сферы. Режим доступа: [http://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=4404]. Дата доступа: 25.11.2013 г.
3. 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"

Проекты повышения энергоэффективности и энергосбережения: особенности расчета ставки дисконтирования

Чернов С.С., Бельчикова Е.С.

ФГБОУ ВПО «Новосибирский государственный технический университет», Россия, г.

Новосибирск

belchikova-e@mail.ru

Несмотря на существенный прогресс в повышении энергоэффективности в последние годы, Россия все еще принадлежит к группе стран с очень высокой энергоемкостью ВВП. Снижение энергоемкости ВВП стало одним из важнейших исходных условий формирования вариантов развития экономики на период до 2020 года.

При этом основным препятствием для реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности являются экономические и финансовые барьеры. Речь идет о высоких инвестиционных затратах на такие проекты, в частности неприемлемость для предприятий длительных сроков окупаемости (низкой финансовой эффективности) проектов в области энергосбережения и повышения энергоэффективности. Также препятствием является недостаток собственных средств предприятий для осуществления проектов по повышению энергоэффективности и неприемлемые условия внешнего финансирования, предлагаемые на рынке и тесно связанные с высоким уровнем инвестиционных затрат. Помимо этого, для реализации мероприятий по энергосбережению невозможно практически применять меры государственной поддержки в связи с чрезмерно высокими затратами времени и средств на подготовку документов для ее получения [1].

В таких условиях проекты по повышению энергоэффективности будут утверждаться только в том случае, если они будут обладать достаточно высокой инвестиционной привлекательностью. Инвестиционная привлекательность любого проекта отражается в оценке его эффективности. Эффективность инвестиционного проекта характеризуется системой показателей, отражающих соотношение затрат и результатов применительно к интересам его участников. Одним из основных показателей для оценки экономической эффективности инвестиционных проектов является чистый дисконтированный доход или NPV. Суть данного показателя состоит в сравнении текущей стоимости будущих денежных поступлений от реализации проекта с необходимыми для этого расходами. Процесс пересчета будущей стоимости денежного потока в текущую называется дисконтированием, а ставка, по которой происходит дисконтирование, – ставкой дисконтирования [2]. Выбор ставки дисконтирования – спорный момент при оценке инвестиционного проекта, т.к. даже небольшое отличие в значении ставки дисконтирования может сделать перспективный и прибыльный проект убыточным. Помимо NPV ставка дисконтирования влияет также и на дисконтированный срок окупаемости инвестиций – при разных ее значениях один и тот же проект может окупиться в различные сроки, что не может не влиять на его привлекательность для потенциальных инвесторов. В связи с этим представляет интерес обзор основных методов расчета ставок дисконтирования и области их применения для проектов энергосбережения и энергоэффективности.

Наиболее распространенными являются следующие методы расчета ставок дисконтирования:

- метод оценки капитальных активов (CAPM);
- метод кумулятивного построения (CCM);
- метод средневзвешенной стоимости капитала (WACC).

Первый метод основан на модели оценки доходности капитальных активов (CAPM). Это теоретическая модель, которая базируется на анализе информации фондового рынка. Ставка дисконтирования в соответствии с этой моделью рассчитывается по формуле (1).

$$RD = R_f + \beta(R_m - R_f), \quad (1)$$

где RD – ставка дисконтирования; R_f – безрисковая ставка доходности; R_m – среднерыночная норма прибыли; β – коэффициент, характеризующий меру систематического риска, т. е. риска, связанного с макроэкономическими и политическими процессами в стране [3].

В качестве безрисковых активов для определения показателя R_f рассматриваются обычно государственные ценные бумаги. Величина коэффициента β определяется на основе анализа ретроспективных данных [4]. Однако в условиях российской экономики использование длительного периода наблюдений для расчета β -коэффициента может дать коэффициент, не соответствующий текущей ситуации компании.

Анализ динамики изменения индекса ММВБ Энергетика, который в случаях оценки энергопроектов мог бы служить показателем R_m , свидетельствует, что доходность менялась бы от -74% до +165%. Поэтому говорить об определении разумных параметров среднегодового избыточного дохода в России сейчас невозможно. Что касается области применения метода CAPM, то данный метод может использоваться ОАО, для ЗАО метод потребует корректировок. Этот метод не смогут применить и фирмы, у которых нет достаточной статистики (минимум 5 лет) для расчета своего β -коэффициента [5]. Таким образом, для предприятий России, реализующих проекты по повышению энергоэффективности, может быть затруднительно применение данного метода.

Второй подход к определению величины ставки дисконтирования основан на методе кумулятивного построения (CCM). Метод позволяет учесть все виды рисков инвестиционных вложений, связанных как с факторами общего характера, так и со спецификой оцениваемого проекта. Ставка дисконтирования с использованием метода CCM рассчитывается по формуле (2).

$$RD = R_f + i + \sum_{i=1}^n R_i, \quad (2)$$

где RD – ставка дисконтирования; R_f – безрисковая ставка доходности; i – темп инфляции; R_i – премия за i -вид риска; n – количество премий за риск [5].

В российской оценочной практике экспертная оценка премий за риск обычно имеет следующую структуру:

- качество руководства (0 – 5%);
- размер компании (0 – 5%);
- финансовая структура (0 – 5%);
- диверсификация производственная и территориальная (0 – 5%);
- диверсификация клиентуры (0 – 5%);
- доходы: рентабельность и прогнозируемость (0 – 5%);
- прочие особенные риски (0 – 5%) [2, с. 185].

Стоит отметить, что в соответствии с данной методикой всем факторам риска соответствует достаточно широкий диапазон премии за риск. По каждому фактору предполагается субъективная оценка надбавки за риск, а, следовательно, и субъективная оценка величины ставки дисконтирования. В методике отсутствует обоснование – почему конкретный диапазон величины премии за риск соответствует конкретному фактору.

Другой подход к определению премии за риск в рамках расчета ставки дисконтирования методом CCM изложен в Методических рекомендациях по оценке эффективности инвестиционных проектов. В рамках этого подхода при использовании кумулятивного метода рекомендуется учитывать три типа риска: страновой риск; риск ненадежности участников проекта; риск неполучения предусмотренных проектом доходов [6, с. 52]. Этот подход также не лишен недостатков: в отношении риска ненадежности участников проекта нет конкретных рекомендаций по расчету премии за риск, в отношении риска неполучения предусмотренных проектом доходов приведены лишь ориентировочные величины поправок на риск с достаточно широким диапазоном, использование которых в свою очередь приводит к субъективизму оценки.

Таким образом, для использования этого метода на практике необходимо разработать процедуру, позволяющую повысить объективность оценки. Стоит отметить, что, несмотря на указанные недостатки, метод кумулятивного построения является универсальным. При использовании для проектов повышения энергоэффективности данный метод позволяет учесть специфические риски таких проектов, такие как риски, связанные с управлением проектами, риски, связанные с развитием инфраструктуры и т.д.

Третий подход к определению величины ставки дисконтирования основан на методе средневзвешенной стоимости капитала (WACC). Метод WACC учитывает соотношение акционерного и заемного капитала. Ставка дисконтирования с использованием метода WACC рассчитывается в соответствии с формулой (3).

$$RD = K_c \cdot W_c + ((K_z - SR \cdot 1.1) + SR \cdot 1.1 \cdot (1 - T)) \cdot W_z, \quad (3)$$

где RD – требуемая норма доходности (ставка дисконтирования); K_c – стоимость собственного капитала; W_c – доля собственного капитала; K_z – стоимость заемного капитала; W_z – доля заемного капитала; T – ставка налога на прибыль; SR – ставка рефинансирования [2, 7].

WACC применим в качестве ставки дисконтирования при выполнении следующих условий:

- анализ проекта производится с позиции действующего предприятия-проектостроителя;
- новый инвестиционный проект и обычные для компании инвестиции имеют одинаковую степень риска, финансируются из одних и тех же источников;
- проект не должен быть большим и требовать привлечения дополнительных источников финансирования;
- цены каждого из источников капитала не должны меняться в течение срока жизни проекта [8, с. 224 – 225].

При невыполнении данных условий для оценки ставки дисконтирования методом WACC рекомендуют использовать переменную по шагам проекта норму дисконта [2, с. 181]. Однако авторы данной статьи считают такой подход неверным: сложно представить, что инвестор на стадии предпроектной разработки, оценивая перспективы проекта, полагает, что его ожидания в отношении степени рискованности проекта с каждым шагом расчета проекта будут меняться. Таким образом, с точки зрения авторов статьи, изменения по шагам проекта исходных данных для расчета средневзвешенной стоимости капитала не являются ограничением области применения данного метода для оценки ставки дисконтирования инвестиционного проекта. Ставка дисконтирования оценивается на стадии предпроектной разработки и на протяжении всего расчетного периода является неизменной.

В результате анализа особенностей рассмотренных подходов к определению нормы дисконта был сделан вывод: существующие подходы к оценке ставки дисконта не учитывают как характерные особенности проектов повышения энергоэффективности, так и особенности страны, на территории которой реализуются такие проекты, отраслевые особенности компаний, в рамках которых реализуются проекты. Однако, даже с учетом имеющихся недостатков, из рассматриваемых подходов наиболее точным и объективным подходом является подход, основанный на методе WACC, в связи с наименьшей долей экспертных оценок в расчетной формуле. Далее было принято решение на основе метода WACC разработать рекомендации по его совершенствованию и адаптации для расчетов проектов повышения энергоэффективности.

Разработка таких рекомендаций и будет являться дальнейшим направлением представленной работы.

Список литературы:

1. Гашо Е. Г., Пузаков В. С., Степанова М. В. Особенности реализации политики энергосбережения в регионах: аналитический сб. – М.: Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации, 2012. – 62с.
2. Есипов В.Е. [и др.] Экономическая оценка инвестиций: Теория и практика. – СПб.: Вектор, 2006. – 288 с.
3. Черепанов Д. Ставка дисконтирования [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.umito.ru/backoffice/257-diskontstavka> (дата обращения 15.11.2013).
4. Салун В.С. Критерии выбора ставки дисконтирования при анализе инвестиционных проектов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.alt-invest.ru/index.php/ru/biblioteka/tematicheskie-stati/analiz-investitsionnykh-proektov/1585-kriterii-vybora-stavki-diskontirovaniya-pri-analize-investitsionnykh-proektov> (дата обращения 10.11.2013).
5. Манагаров Р. Обзор методов расчета ставки дисконтирования [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.cfin.ru/finanalysis/math/discount_rate.shtml (дата обращения 18.11.2013).
6. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. Вторая редакция. Официальное издание. – М.: Экономика, 2000. – 421с.
7. Панферов Д.И. Особенности и методика оценки стоимости финансовых ресурсов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.profiz.ru/peo/5_2012/osobennosti_i_metodi/ (дата обращения 18.11.2013).

8. Киселева Н.В. [и др.] Инвестиционная деятельность: учеб. пособие для студентов ВУЗов. – М.: КРОНУС, 2006. – 432с.

Центр управления и принятия решений для топливно-энергетического комплекса региона

*Лукьянец А.А., Чернов А.Г., Ротарь В.Г.**

Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН

** НИИ Томский политехнический университет, г. Томск*

chernov_artem@mail.ru

Состояние дел в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК) является одним из определяющих факторов для успешного социально-экономического развития региона. Особенно это заметно в регионах, где сосредоточены значительные запасы нефти и газа, функционируют мощные энергетические комплексы. Эффективно использовать имеющиеся ресурсы, обеспечивать развитие энергетических комплексов и связанных с ними смежных областей экономики, ориентируясь на социально-экономический рост территории в целом с минимально возможным воздействием на окружающую среду – это те задачи, которые встают перед органами власти, компаниями, составляющими ТЭК. Только сонаправленные, согласованные действия всех участников ТЭК могут обеспечить качественное развитие данной сферы и что возможно более важно, способствовать прогрессу в других подотраслях, которые без ТЭК в настоящее время не могут существовать, но вполне вероятно в среднесрочной перспективе имеют большие шансы на самостоятельное устойчивое функционирование, включая работу на новых рынках. Так, например, в Томской области подотрасли, которые на протяжении долгого времени являются «спутниками» ТЭК (образование, машиностроение, разработка автоматизированных систем управления и др.), всё больше и больше обретают устойчивость, диверсифицируют производство. Для продолжения сложившихся тенденций, объединения усилий в сфере ТЭК по нашему мнению необходимо в том числе рассматривать новые организационные формы взаимодействия, управления. Одной из таких форм взаимодействия по нашему мнению может стать центр управления и принятия решений (ЦУиПР) для топливно-энергетического комплекса региона.

Коллективные центры управления, принятия решений уже не являются для России чем-то особенно новым. Так, например, уже несколько лет в ряде отраслей, ведомствах функционируют ситуационные центры (СЦ) – сложные программно-аппаратные комплексы, включающие в себя средства сбора, ввода и обработки информации, средства моделирования ситуации и анализа последствий принимаемых решений. Подобные центры созданы для ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций, контроля режимов работы энергосистем, транспорта и т.д., т.е. предназначены для оперативного реагирования на некоторый ограниченный круг потенциальных проблем.

Сфера ТЭК с точки зрения региональной экономики нуждается несколько в ином подходе. Здесь пересекаются интересы многих отраслей, от которых зависит социально-экономическое положение населения, развитие территорий. Поэтому требуется выработка сбалансированных по различным критериям (экономические, социальные, технологические, экологические) решений, участие в них значительного числа руководителей. К сожалению на практике зачастую случается, что участники сферы ТЭК занимают обособленные позиции, вступают в противодействия. Тогда как мировой опыт показывает, что конструктивным и интеграционным является «кластерный» подход, объединяющий разрозненные усилия в сфере развития ТЭК. Положительные примеры этому существуют как в России (Ханты-Мансийский автономный округ, Тюменская область) так и зарубежом (Норвегия, Канада и др.).

Для развития региона ЦУиПР ТЭК может обеспечить решение следующих важнейших задач:

- разведка месторождений полезных ископаемых, повышение геологической изученности на территории;
- оценка рисков реализации проектов по разработке месторождений;
- поиск, апробация, распространение технологий по разработке трудноизвлекаемых запасов;
- выработка решений по проектированию и дальнейшему строительству объектов наземного обустройства, линий электропередач, дорог и трубопроводов с целью их совместного использования недропользователями;

- координирование проектов по развитию смежных секторов производства и услуг, привлечению кадровых ресурсов.

Актуальность создания подобного центра вызвана в том числе тем, что всё большую долю в ресурсной базе недропользователей занимают трудноизвлекаемые запасы, а также запасы небольших, разрозненных месторождений. Их разработка экономически не рентабельна, рискованна, требует применения дорогостоящих современных технологий. В то же время компании неохотно делятся имеющимся опытом, геологическими данными, практически не реализуют совместные инвестиционные проекты. В результате чего в проигрыше остаются все – и сами предприятия, и регион, в котором они работают. ЦУиПР ТЭК в этих условиях мог бы стать связующим звеном между органами власти, недропользователями, поставщиками энергии, услуг. При этом естественно, что инициатором создания центра должна выступать региональная власть. Либо в случае наличия профессиональных кадров она сама может решать обозначенные задачи. Однако в силу специфики структуры органов власти в большинстве случаев в региональной администрации подразделения создаются по отраслевому признаку (департамент энергетики, дорожного строительства, муниципального управления и др.). Они призваны решать в основном среднесрочные задачи, и их координация для выработки мер стратегического развития ТЭК очень затруднена.

Таким образом, как в сфере развития ТЭК, так и в целом в региональном развитии остро назрела необходимость кластерного подхода. Мыслить отдельными проектами уже не представляется возможным, по крайней мере, когда речь идёт о достижении стратегических целей и существенных сдвигах в развитии территорий. При этом основную цепочку в кластере как бы выстраивают представители крупного бизнеса (например, добывающее общество, предприятие транспорта нефти и газа, перерабатывающий завод), а дополнительные звенья образуются из смежных предприятий и организаций (сервисные, образовательные, поставщики услуг, предприятия машиностроения, связи и т.д.). Справедливости ради, стоит отметить, что с каждым годом примеров успешного взаимодействия крупных компаний со смежными предприятиями, организациями на территории одного региона становится всё больше. Это и образовательные проекты, и социальные, и инфраструктурные. Однако потенциал для продолжения совместного развития ещё очень высок. И помощь в его реализации со стороны координирующих структур, специализированных центров чрезвычайно необходима.

Способы оптимизации квартирного теплоснабжения

Янченко А.В.

Комсомольский-на-Амуре государственный технический университет, Россия, г.Комсомольск-на-Амуре
etf@knastu.ru

Согласно концепции устойчивого развития населенных пунктов развитие систем энергообеспечения должно идти по двум основным направлениям. Это, во-первых, энергосбережение и во-вторых, переход на использование возобновляемых источников энергии /1/. По подсчётам экономистов затраты на энергосбережение оказываются в 4-5 раз выгоднее, чем на производство эквивалентного количества энергии. В США на отопление зданий затрачивается 25 % всей вырабатываемой энергии, в Финляндии – 29 %. Среднее потребление тепла в домах разных стран составляет /2/: Россия – 425 квт.ч/м² год; Германия – 403 квт.ч/м² год; США – 399 квт.ч/м² год; Швеция – 165 квт.ч/м² год.

В России, как видно, расходы энергии на отопление одни из самых высоких. Самый первый и простой шаг по снижению энергопотребления – это уменьшение теплопотерь через окна, двери, стены, пол и потолок здания. Это направление энергосбережения активно развивается у нас и за рубежом. Благодаря совершенствованию ограждающих конструкций и ужесточению нормативных требований энергопотребление в домах Германии за последние 15 лет снизилось в 2-2,5 раза /3/. В России важным шагом в этом направлении стало принятие новых требований по повышению теплового сопротивления ограждающих конструкций зданий.

Дальнейшим шагом по энергосбережению в зданиях будет использование:

- теплового зонирования помещений здания;
- плана и объема здания оптимальной формы;
- оптимальной ориентации относительно сторон света.

За счёт этих чисто архитектурных мероприятий возможно сократить потери тепла на 20-40 % [3]. Извлекая тепло из выбрасываемого через вентиляцию нагретого воздуха, можно ещё в большей степени снизить теплопотери. Для этих целей в системах принудительной вентиляции надо устанавливать рекуператоры тепла, возвращающие тепло из отработанного воздуха обратно в помещение.

Однако большая часть жилого фонда России – это здания с централизованной системой отопления. Сегодня центральное отопление практически не регулируют по месту доставки тепла. Старые системы отопления не учитывают повсеместную установку пластиковых окон, установка которых приводит к повышению температуры в квартире в среднем на 5-7 градусов. Вынужденное проветривание квартир в этом случае приводит к большим потерям тепла теплоцентралей. Неравномерное распределение температур в квартирах (перепад достигает 15-20 градусов) в многоквартирных домах зависит от нескольких факторов: расположения квартиры относительно наружных стен дома и этажа, расположения стояков отопления и водораспределения в них. Чрезмерно низкие или высокие температуры снижают комфортность проживания, увеличивают теплопотери, заставляют пользоваться дополнительными приборами электрообогрева. Одним из выходов из этой ситуации является дифференцированный подход к квартирному обогреву с учетом вышеизложенных факторов. Возможные варианты систем теплоснабжения квартир представлены на Рис.1.

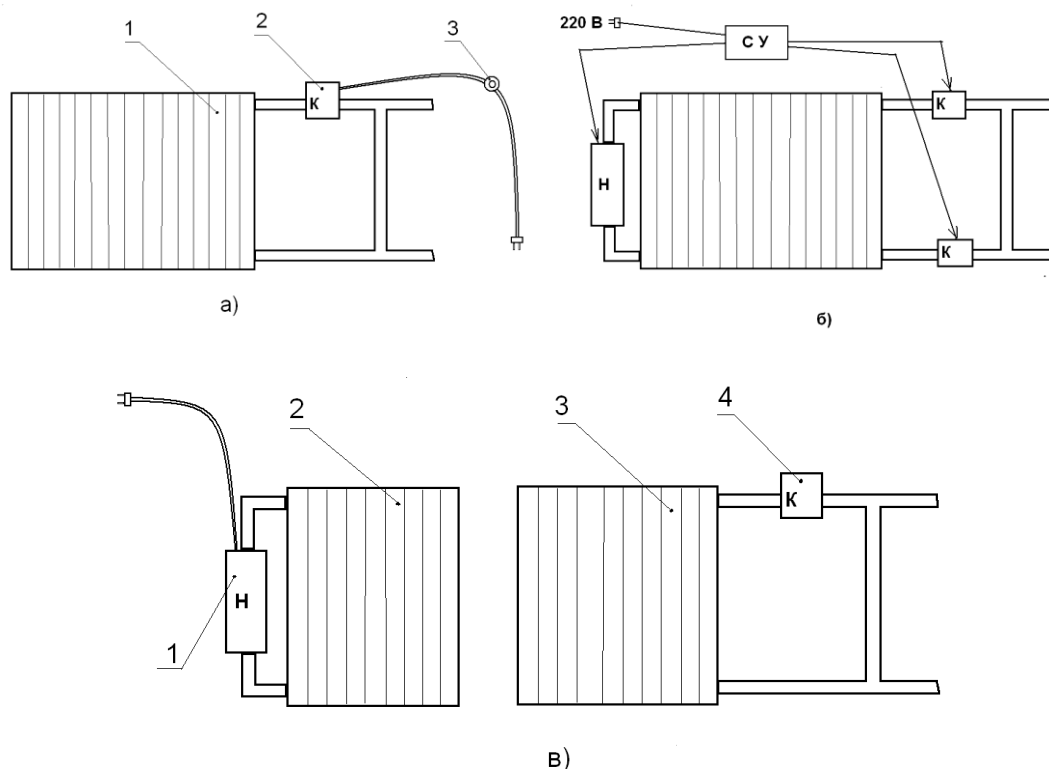


Рис.1 Варианты квартирного теплоснабжения: а) радиатор с терморегулятором; б) радиатор с совмещенным электро-водо-отоплением; в) типовые радиаторы с раздельным водяным и электроотоплением.

Поясним представленные на Рис.1 элементы теплоснабжения квартир. На Рис.1,а) представлен радиатор с терморегулятором, где 1 - радиатор, 2 – электромагнитный клапан двухпозиционного регулирования, 3 - датчик температуры в квартире. Расчеты показывают/4/ что при снабжении 40% квартир в доме такими регуляторами возможно достижение экономии теплоресурсов и повышения комфортности проживания во всём здании. При этом равномерность распределения температур в квартирах повышается, а разброс температур снижается. На Рис.1,б) представлена схема радиатора с совмещенным электро-водо-теплоснабжением. Электронагрев радиатора возможен при его отключении от центрального отопления с помощью клапанов К, управляемых системой управления СУ. Для электроподогрева в качестве нагревательных элементов можно использовать ТЭНы или индукционные-трансформаторные элементы (более

надежные и безопасные). На Рис., в) представлена схема с отдельным электронагревом в типовом радиаторе, что позволяет варьировать и пользоваться двумя типами нагрева одновременно. Гибридные схемы теплоснабжения квартир позволяют переходить к использованию возобновляемых источников энергии, так как это является вторым основным направлением по совершенствованию энергообеспечения жилых домов.

Согласно классификации ООН к возобновляемым видам энергии относятся: энергия Солнца, ветра, биомассы, приливов и разности температурных слоёв воды в океанах, геотермальная, гидравлическая и др. Доступность этих видов энергии разная, к самым распространённым из них относятся солнечная и ветровая энергии /2/. Эти виды энергии легко преобразуются в электроэнергию, а солнечные коллекторы могут передавать тепло прямо в радиаторы без дополнительного преобразования.

Согласно расчётам специалистов, на поверхность 2 этажного коттеджного дома в средней полосе России солнечной энергии падает более 160 МВт.час/год, что превышает его годовую потребность даже при нынешнем расточительном уровне энергопотребления /2/. Для центра и юга Хабаровского края продолжительность солнечного сияния составляет более 2000 час/год, что соизмеримо с такими городами как Новосибирск и Омск. При комплексном использовании солнечных коллекторов и солнечных фотопанелей на зданиях небольшой этажности можно существенно сократить период отопления и сэкономить на освещении квартир /5/. Экономическими и технологическими предпосылками для этого является повсеместное использование пластиковых окон, существенное снижение себестоимости производства солнечных панелей и светодиодных ламп (на 30-40% за последние десять лет). Таким образом, при некоторой оптимизации систем квартирного теплоснабжения существует принципиальная возможность обеспечения за счёт энергии Солнца частично или полностью энергетических потребностей современного жилого дома.

Список литературы:

1. <http://gendocs.ru/v18287> (статья: Григорьев В.А., Огородников И.А. Экологизация городов в мире, России, Сибири; часть – Технологические предпосылки), 2012
2. Лапин Ю. Н. Экожильё – ключ к будущему. – М., 1998. – 157 с.
3. Kennedy M., Kennedy D. Designing Ecological Settlements. – Berlin: Reimer, 1997. – 229 p.
4. Дзюба Л.С., Янченко А.В. Тепловой регулятор для систем водяного отопления в жилых помещениях. Материалы 42-й НТК аспирантов и студентов. ГОУВПО «КнАГТУ». Комсомольск-н/А, 2012 (размещение на сайте // www.knastu.ru/)
5. Лещева Ю.Ю., Янченко А.В. Перспективы построения центра гелиоэнергетики в КнАГТУ. Материалы 11-ой НПК «Дальневосточная весна – 2011», КнАГТУ, Комсомольск-н/А, 2011. – 238 с.

Сравнение электроёмкости валового регионального продукта субъектов сибирского федерального округа

Н.М. Чекмарева, М.В. Волков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
rcr@tpu.ru

Валовой региональный продукт (ВРП) — показатель, измеряющий валовую добавленную стоимость, исчисляемый путем исключения из суммарной валовой продукции объемов ее промежуточного потребления. На национальном уровне ВРП соответствует валовому национальному продукту, который является одним из базовых показателей системы национальных счетов.

Энергоемкость ВРП является основополагающим показателем в системе стоимости товаров и услуг, характеризует утяжеленность структуры экономики (высокая доля добывающих отраслей и тяжелого машиностроения) и наличие отсталых энергорасточительных технологий.

Что показывает энергоемкость ВРП? Экономический показатель, отражающий объем потребленных ресурсов: природного топлива и продуктов переработки, пересчитанных в условное топливо по определенным коэффициентам, на 1 тыс. рублей ВРП. В динамике показывает сокращение потребления ресурсов природного топлива и продуктов переработки, в первую очередь, за счет энергосберегающих технологий. Снижение энергоемкости характеризует устойчивое развитие региона [1].

В данной статье будет рассмотрена динамика изменения ВРП и энергоемкости ВРП некоторых субъектов Сибирского федерального округа.

В Сибирский федеральный округ входит 12 субъектов РФ: 4 республики (Алтай, Бурятия, Тыва, Хакасия), 3 края (Алтайский, Забайкальский, Красноярский), 5 областей (Иркутская, Кемеровская, Новосибирская, Омская, Томская). Территория СФО составляет 30% территории России, население - 20,06 млн. человек. Ведущая отрасль экономики СФО – промышленность.

Валовой региональный продукт – 715,2 млрд. руб. (или 11,4% ВРП по России).

Валовой региональный продукт на душу населения – 34,5 тыс. руб. (по России – 43,3 тыс. руб.).

Рассмотрим динамику изменения ВРП Красноярского края, Кемеровской, Новосибирской и Томской областей (табл. 1).

Таблица 1. Валовой региональный продукт на душу населения по субъектам Сибирского федерального округа 2005 – 2010гг.

Субъект СФО	ВРП, руб./чел.					
	2005г.	2006г.	2007г.	2008г.	2009г.	2010г.
Красноярский край	152 389,0	205 042,4	258 394,3	260 318,2	264 478,7	370 952,4
Кемеровская область	104 764,5	122 394,2	157 302,2	207 286,2	184 674,1	224 968,7
Новосибирская область	88 475,5	111 679,3	138 199,1	171 430,3	160 210,4	180 938,9
Томская область	155 365,2	184 433,6	209 319,9	241 911,3	237 293,3	272 208,1

Самый высокий показатель ВРП на 2010г. имеет Красноярский край – 370 952,4 руб./чел., в Томской области – 272 208,1 руб./чел. Эти значения превышают значение ВРП по РФ, которое составляет 261 803,7 руб./чел., на 41,5% и 4% соответственно.

За период с 2005 по 2010 г. абсолютный годовой прирост ВРП на душу населения составил: в Красноярском крае – 218 563,4 руб./чел., в Кемеровской области – 120 204,2 руб./чел., в Новосибирской области – 92 463,4 руб./чел., в Томской области – 116 842,9 руб./чел.

Средний темп роста за те же годы составлял: в Красноярском крае – 40,5%, в Кемеровской области – 36%, в Новосибирской области – 34%, в Томской области – 29%. Средний темп роста ВРП в целом по субъектам РФ составил 35%.

Как можно видно из рисунка 1, в период экономического кризиса (2008 – 2009 г.), который сопровождался падением промышленного производства и ростом безработицы, происходит резкое замедление темпов роста ВРП Красноярского края (1,5%) и падение ВРП Кемеровской, Новосибирской и Томской областей на 10,9%, 6,5% и 1,9% соответственно.



Рисунок 1. Динамика изменения ВРП на душу населения

Из рисунка 2 видно, что в рассматриваемых субъектах Сибирского федерального округа отраслевая структура ВРП сильно различается. В Новосибирской области преобладающая отрасль – торговля, с долей в общем объеме ВРП 18%. В Томской и Кемеровской областях – добыча полезных ископаемых, с их долей в общем числе ВРП 24% и 32% соответственно, а в Красноярском крае – обрабатывающие производства (35%).

Доля сельского хозяйства в структуре ВРП различается не значительно. Наибольшая доля отмечена в Новосибирской области – 6%, на втором месте – Томская область – 5%; наименьшая доля - 3% была отмечена в Кемеровской области.

Наибольшая доля строительства в отраслевой структуре ВРП в 2010 г. приходится на Красноярский Край (7%) и Томскую область (5%), в Новосибирской и Кемеровской области доля строительства – 4%. В 2000 г. доля строительства в субъектах варьировалась незначительно: 3,6-6,7%, при этом наибольшая доля отмечена в Томской области – 6,7%; наименьшая – в Новосибирской области – 3,6%.

В отраслях, производящих услуги сложилась следующая ситуация. Наибольшую долю транспортных услуг в своей структуре ВРП в 2010 г. имели Новосибирская – 14%, Томская - 13% области; наименьшую – Кемеровская область – 9%. В 2000 г. доля транспортной составляющей находилась примерно на одном уровне (10,2-10,6%) в Новосибирской, Томской и Кемеровской областях.

Доля предоставления платных услуг достаточно высока в Новосибирской области (16%) и в Томской области (12%), наименьшую долю имеет Красноярский край – 5%.

Доли здравоохранения и образования колеблются в пределах 3 – 5%. 5% - Новосибирская область, 3% - Красноярский край.

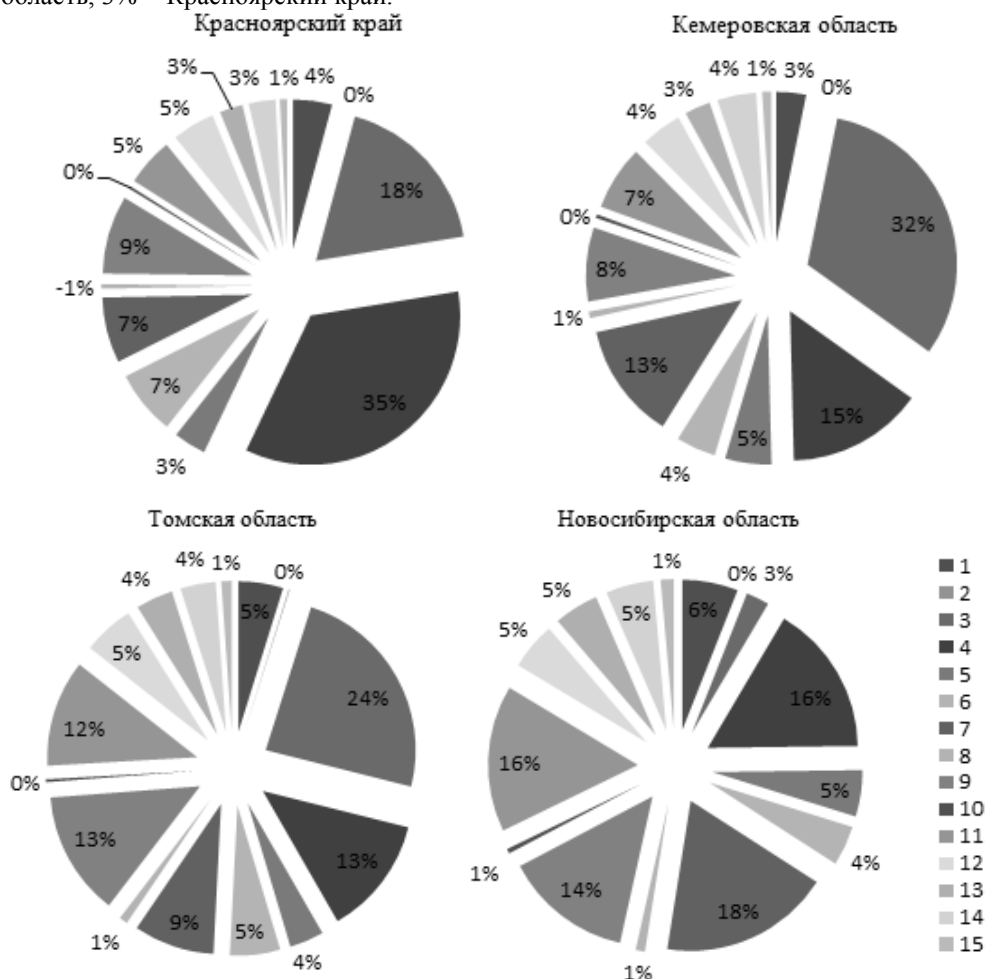


Рисунок. 2. Структура ВРП по видам экономической деятельности за 2010г. 1 – сельское хозяйство; 2 – рыболовство, рыбоводство; 3 – добыча полезных ископаемых; 4 – обрабатывающие производства; 5 – производство и потребление электроэнергии; 6 – строительство; 7 – торговля; 8 – гостиницы и рестораны; 9 – транспорт и связь; 10 – финансовая деятельность; 11 –

предоставление услуг; 12 – государственное управление и обеспечение военной безопасности; 13 – образование; 14 – здравоохранение; 15 – предоставление прочих коммунальных услуг.

Высокий уровень электроемкости ВРП Сибирского Федерального округа обусловлен объективными причинами, включая климатический фактор и сложившуюся отраслевую структуру промышленности, а также субъективными, включая высокий уровень износа оборудования и технологическую отсталость производства. Снижение электроемкости ВРП всегда рассматривалось в качестве важнейшей государственной задачи и находилось под особым контролем органов управления. За последние годы как на федеральном, так и на региональном уровнях приняты законодательные акты, направленные на активизацию процессов энергосбережения. Благодаря этим мерам за последние годы в динамике электроемкости ВРП наблюдаются положительные изменения (табл. 2).

С 2005 – 2010 гг. электроемкость ВРП значительно снизилась. Электроемкость ВРП Красноярского края за 6 лет снизилась на 55%. В среднем, она снижалась на 9,22% в год. Электроемкость ВРП Кемеровской области – на 52%, примерно на 8,65% в год. Электроемкость ВРП Новосибирской области – на 46%, примерно на 7,68% в год. Электроемкость ВРП Томской области – на 39,4%, примерно на 6,56% в год. Во время кризиса 2008 – 2009 г. электроемкость ВРП Красноярского края и Томской области снизилась (рис. 3), на 4,5% и 9,42% соответственно, а электроемкость ВРП Новосибирской и Кемеровской областей выросла на 8,4% и 2,3% соответственно.

Таблица 2. Электроемкость по субъектам Сибирского федерального округа 2005 – 2010гг.

Субъект СФО	Электроемкость, кВт·ч/руб.					
	2005г.	2006г.	2007г.	2008г.	2009г.	2010г.
Красноярский край	0,11348	0,08422	0,06778	0,07024	0,06673	0,05072
Кемеровская область	0,11345	0,10371	0,08249	0,06297	0,06444	0,05457
Новосибирская область	0,05863	0,04815	0,03900	0,03294	0,03571	0,03160
Томская область	0,05335	0,04782	0,04504	0,04331	0,03923	0,03232

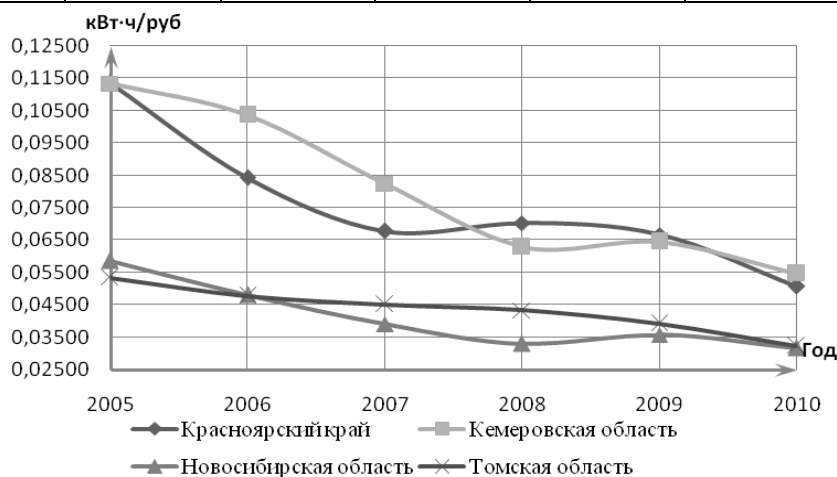


Рисунок 3. Динамика изменения электроемкости ВРП

Список литературы:

1. Козловская О.В. Индикаторы устойчивого развития Томской области – Томск: СТТ, 2003. – 24с.

Анализ математических моделей программного отпуска теплоты в помещения

Казанцев Д.С.

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

Одно из направлений энергосбережения при эксплуатации зданий связано с реализацией программной подачи теплоты.

Для исследований процессов остывания теплоносителя в системе отопления была разработана модель его остывания на основе закона Ньютона-Рихмана [1]

$$\begin{cases} dt = \frac{K_T}{(t_T - t_B)} dt_m; \\ dt = \frac{K_B}{(t_B - t_H)} dt_{\text{в}}. \end{cases} \quad (1)$$

Здесь t_T – температура теплоносителя; t_B – температура внутреннего воздуха; t_H – температура наружного воздуха; dt_m – изменение температуры теплоносителя; $dt_{\text{в}}$ – изменение температуры внутреннего воздуха. В предложенной модели время остывания определяется как запас теплоты, отнесенный к скорости расхода тепла. Первое уравнение в системе (1) описывает остывание теплоносителя в системе отопления, второе – остывание воздуха помещений.

$$K_T = \frac{c_T \cdot m_T}{k \cdot F}. \quad (2)$$

$$K_B = \frac{(c_{\text{в}} \cdot m_{\text{в}} + c_{\text{жб}} \cdot m_{\text{жб}})}{V \left\{ \frac{P}{S} [k_c + \varphi(k_{\text{ок}} + k_c)] - \frac{1}{L} [k_c + \psi_1 k_{\text{nm}} + \psi_2 k_{\text{nl}}] \right\}}. \quad (3)$$

Здесь обозначено: $c_{\text{в}}, c_{\text{жб}}, c_T$ – удельные теплоемкости воздуха, железобетона и теплоносителя; $m_{\text{в}}, m_{\text{жб}}, m_T$ – масса воздуха в помещениях, внутренних ограждений дома (согласно техпаспорта), теплоносителя в приборах системы отопления;

F – площадь поверхности отопительных приборов; $k_c, k_{\text{ок}}, k_{\text{nm}}, k_{\text{nl}}, k$ – коэффициенты теплопередачи стен, окон, пола нижнего этажа, потолка верхнего этажа, материала отопительных приборов; φ – коэффициент остекления; ψ_1, ψ_2 – поправочные коэффициенты на расчетный перепад температур для верхнего и нижнего горизонтальных ограждений; V, P, S, L – геометрические характеристики здания (объем, периметр, площадь, высота).

Данная модель связывает температуру воздуха помещений с температурой теплоносителя в системе отопления, что позволяет производить регулирование по отклонению без установки дополнительных датчиков в помещениях. Применение метода эффективно для прерывистого отопления жилых зданий массовой застройки.

В следующем методе рассмотрены небольшие по объему мобильные помещения (кузова транспортных средств, обитаемые контейнеры и т.д.).

Нестационарный процесс нагрева воздуха и различного оборудования в помещении в произвольный момент времени x описывается уравнениями [2]:

$$M_1 dT = [\alpha F (T_B - T) - k_{\text{л}} (T_B - T_H)] d\tau; \quad (4)$$

$$M_2 dT_B = [q - \alpha F (T_B - T)] d\tau; \quad (5)$$

После подстановки значения T из (4) в (5) получим:

$$\frac{M_1 M_2}{\alpha F} \cdot \frac{d^2 T_B}{d\tau^2} + (M_1 + M_2) \frac{dT_B}{d\tau} + k_{\text{л}} T_B = q + k_{\text{л}} T_H. \quad (6)$$

Тогда общее решение можно записать в виде:

$$T_B = \frac{A}{a_2} - \left(\frac{A}{a_2} - T_H \right) \exp(k_1 \tau) + \frac{\frac{q}{M_2} + \left(\frac{A}{a_2} - T_H \right) k_1}{\sqrt{a_1^2 - 4a_0 a_2}} (\exp(k_1 \tau) - \exp(k_2 \tau)) a_0. \quad (7)$$

В следующем подходе для составления математической модели рассмотрен теплообмен в наиболее характерном помещении здания.

Уравнение теплоотдачи нагревательного прибора (НП) в процессе регулирования имеет

$$cG[\tau_1(z) - \tau_2(z)] - k_H F_H [\tau_c(z) - t_B(z)] = c_H m_H \frac{d\tau_c(z)}{dz} \quad (8)$$

Это уравнение записано при $Bi_H = \alpha_H \delta_H / \lambda_H \leq 0,1$, т.е. нагревательный прибор в процессе регулирования рассматривается как тело, имеющее бесконечно большую теплопроводность [3].

Уравнение регулирования воздуха в помещении

$$Q_H \pm \sum_{j=1}^n Q_{pj} - Q_W - Q_S = \Delta Q_B \quad (9)$$

или

$$k_H F_H [\tau_c(z) - \tau_B(z)] \pm \sum_{j=1}^n c_{pj} m_{pj} \frac{d\tau_{cpj}(z)}{dz} - k_W F_W [t_B(z) - t_{BH}(z)] - \alpha_B F [t_B(z) - t_s(z)] = \pm c_B m_B \frac{d\tau_B(z)}{dz} \quad (10)$$

В уравнениях (8) – (10) Q_{BX} – тепловой поток на входе в НП; Q_K – тепловой поток на выходе из НП; ΔQ_H – изменение теплосодержания НП; c – удельная массовая теплоемкость теплоносителя; G – расход теплоносителя через НП; z – время;

$\tau_1(z)$ – температура теплоносителя на входе в НП; $\tau_2(z)$ – температура теплоносителя на выходе из НП; k_H – коэффициент теплопередачи НП; F_W – площадь поверхности НП; $\tau_c(z) = [\tau_1(z) + \tau_2(z)]/2$ – средняя температура ТН в НП;

$t_B(z)$ – температура внутреннего воздуха; c_H – удельная массовая теплоемкость источника теплоты (ИТ); m_H – масса ИТ; Q_{pj} – тепловой поток, поступающий к внутренним ограждающим конструкциям; Q_W – тепловой поток из помещения через окно;

Q_S – тепловой поток, поступающий к внутренней поверхности стенки; ΔQ_B – изменение теплосодержания воздуха; c_{pj} – удельная теплоемкость j-го внутреннего ограждения;

m_{pj} – масса j-го внутреннего ограждения; k_W – коэффициент теплопередачи окна; F_W – площадь окна; t_B – температура наружного воздуха; α_B – коэффициент теплообмена у внутренней поверхности наружной стенки; F – площадь внутренней поверхности наружной стены; $t_s(z)$ – температура внутренней поверхности наружной стены;

c_B – удельная теплоемкость воздуха; m_B – масса воздуха.

Тогда уравнение регулирования температуры воздуха имеет вид:

$$k_H F_H [\tau_c(z) - \tau_B(z)] = k_W F_W [t_B(z) - t_{BH}] + \alpha_B F [t_B(z) - t_s(z)] \quad (11)$$

После преобразований, получено

$$\tau_1(z) = t_B + \left(\frac{1}{k_H F_H} + \frac{1}{2cG} \right) \left[k_W F_W (t_B - t_H) + \alpha_B (t_B - t_{SB}) - \sum_{i=1}^{\infty} A_i \exp(-ak_i^2 z) \right] + a \frac{c_H m_H}{2cG} \frac{\alpha_B F}{k_H F_H} \sum_{i=1}^{\infty} A_i k_i^2 \exp(-ak_i^2 z) \quad (12)$$

Выражение (13) является математической моделью изменения температуры теплоносителя во времени в период переходного процесса. Оно учитывает динамические свойства помещения и нагревательного прибора.

Для реализации следующего подхода записана математическая модель теплового режима здания, которая является основой быстрого реагирования систем теплоснабжения и отопления вследствие изменения потоков тепла, входящих и уходящих.

$$Q_{\text{пр}} \pm Q_{\text{пом}} = Q_{\text{тм}} + Q_{\text{вв}}. \quad (13)$$

Здесь $Q_{\text{пр}}$ – теплоотдача отопительного прибора; $Q_{\text{быт}}$ – бытовые теплопоступления; $Q_{\text{рад}}$ – теплопоступления от солнечной радиации; $Q_{\text{пом}}$ – теплота, аккумулируемая в ограждениях и оборудовании помещения; $Q_{\text{тп}}$ – общие теплотери здания; $Q_{\text{тм}}$ – трансмиссионные теплотери через ограждения; $Q_{\text{вв}}$ – теплотери с уходящим вентиляционным воздухом.

В измеряемых переменных уравнение (14) записывается как

$$k_{\text{пр}} F_{\text{пр}} (\tau_{\text{ср}} - t_{\text{в}}) \pm M_{\text{пом}} c_{\text{пом}} (t_{\text{в}} - t_{\text{н}}) = k_{\text{но}} F_{\text{но}} (t_{\text{в}} - t_{\text{н}}) + L(c\rho)_{\text{пом}} (t_{\text{в}} - t_{\text{н}}), \quad (14)$$

где, $k_{\text{пр}}$ – коэффициент теплопередачи нагревательного прибора, $F_{\text{пр}}$ – площадь отопительного прибора, $\tau_{\text{ср}}$ – средняя температура нагревательного прибора; $t_{\text{в}}$ – температура внутреннего воздуха, $M_{\text{пом}}$ – масса помещения, $c_{\text{пом}}$ – средняя удельная теплоемкость помещения учитывающая ограждение и оборудование; $k_{\text{но}}$ – усредненный коэффициент теплопередачи ограждений; $F_{\text{но}}$ – площадь ограждений; L – расход удаляемого воздуха; $(c\rho)_{\text{вв}}$ – объемная теплоемкость внутреннего воздуха [4].

Первое слагаемое (14) может быть представлено в виде:

$$Q_{\text{пр}}(z) = Q_{\text{пр}} e^{-zm}, \quad (15)$$

где $Q_{\text{пр}}$ – теплоотдача отопительного прибора к моменту начала ($z=0$) его охлаждения (или нагрева); m – темп охлаждения или нагревания отопительного прибора.

Таким образом, режим использования аккумулированного тепла можно записать следующим образом.

$$\frac{dQ_{\text{ак}}}{dz} = \frac{M_{\text{ном}} c_{\text{ном}} d(t_{\text{в}} - t_{\text{н}})}{dz} = C_{\text{ном}} \frac{d(\Delta t)}{dz}. \quad (16)$$

Используя соотношения (15-17) приводим (14) к виду

$$Q_{\text{пр}} e^{-zm} \pm C_{\text{ном}} \frac{d(\Delta t)}{dz} = Q_{\text{уд}} \Delta t. \quad (17)$$

Будем считать, что по прошествии весьма малого промежутка времени температурный напор Δt к началу охлаждения $\Delta t_{\text{охл}}$ или нагрева $\Delta t_{\text{наг}}$ относительно условной температуры наружного воздуха равен $t_{\text{ну}}$:

$$z = z_{\text{охл}}; \Delta t = \Delta t_{\text{охл}} = t_{\text{во}} - t_{\text{ну}} \quad (18)$$

$$z = z_{\text{наг}}; \Delta t = \Delta t_{\text{наг}} = t_{\text{вн}} - t_{\text{ну}} \quad (19)$$

Уравнение (17) представляет собой физико-математическую модель для регулирования системы отопления зданий.

С учетом того, что коэффициент теплоаккумуляции помещения равен $\beta = C_{\text{пом}}/Q_{\text{уд}}$, решение для процесса охлаждения помещения можно записать в виде:

$$\Delta t(z) = \frac{\Delta t_{\text{охл}}}{1 - \beta \cdot m} \cdot e^{-z \cdot m} + \Delta t_{\text{охл}} \cdot \left(1 - \frac{1}{1 - \beta \cdot m}\right) \cdot e^{\frac{z}{\beta}}. \quad (20)$$

Соответственно, решение уравнения (20) для процесса нагревания имеет вид

$$\Delta t(z) = \frac{\Delta t_{\text{наг}}}{1 + \beta \cdot m} \cdot e^{-z \cdot m} + \Delta t_{\text{наг}} \cdot \left(1 - \frac{1}{1 + \beta \cdot m}\right) \cdot e^{\frac{z}{\beta}}. \quad (21)$$

В этой модели использован учет влияния внешних и внутренних возмущающих факторов, а также теплоаккумулирующая способность здания, являющаяся одной из главных характеристик в процессе регулирования. Используемая математическая модель может быть применена для оценки темпа охлаждения помещения после прекращения подачи тепла.

Список литературы:

1. Мишин М.А. Исследование процессов остывания теплоносителя при прерывистом регулировании отопления // Ползуновский вестник – 2010. – №1. – С. 146–152.
2. Богословский В.Н. и др. Нестационарный тепловой режим в теплоизолированных малообъемных помещениях. //Изв. вузов: Энергетика. – 1991. – №5. – С.112–116.
3. Строй А.Ф. Регулирование системы отопления при стабилизации теплового режима в помещении. //Изв. вузов. Строительство и архитектура. – 1991. – №4. – С. 79–83.
4. Бурцев В.В., Басин А.С., Байтингер Н.М. Математическая модель регулирования объекта теплоснабжения. //Ползуновский вестник – 2004. – №1. – С. 174–177.

Пространственное моделирование тепловых режимов хранилищ сжиженного газа с учетом сезонного промерзания грунта

Н. С. Тетерина, Е.С. Глазырин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

natali_2528@mail.ru

В настоящее время, наблюдается неравномерный характер потребления газонефтепродуктов в Российской Федерации. Это связано с возможностью экспорта в другие страны, географической разобщенностью районов добычи, переработки и использования газонефтепродуктов, а также совпадением по времени максимального спроса на топливо и на электро - и теплоэнергию. Поэтому сезонные колебания потребления, возможные непредвиденные ситуации и перебои в газоснабжении и нефтеснабжении требуют создания значительных запасов. Поэтому рост добычи и использования газа привел к необходимости строительства хранилищ больших объемов вблизи промышленных районов для удовлетворения спроса на газ.

Подземные хранилища с успехом широко используются во всем мире. Подземные хранилища позволяют создать чрезвычайно крупные запасы, а значит, представляет собой экономически выгодное решение, надежное и экологически чистое. Под подземным хранилищем подразумевается один или несколько подземных резервуаров оборудованных для закачки, хранения и выдачи жидкостей или газов.

Рассматривается изотермический резервуар для хранения сжиженного природного газа, стенки которого выполнены из предварительно напряженного железобетона, изолированный насыпным перлитом, размещенный в зоне влияния инженерных сооружений [1].

Проведение математического моделирования теплопереноса в зоне размещения хранилища сжиженного газа с учетом влияния сезонных растеплений грунта на тепловые режимы подземных хранилищ сжиженного газа.

Моделирование проведено с применением средств и функций пакета программ мультифизического моделирования COMSOL Multiphysics [2] с использованием модуля General Heat Transfer.

Исследования проводились для резервуара диаметром $d=72\text{м}$, высотой $L=50\text{м}$, изолированного теплоизоляционным материалом толщиной $\delta_n=1\text{м}$. Температура на внутренней поверхности резервуара соответствует температуре хранения жидкого метана $T_{снж}=113,150\text{ К}$. Температура окружающей среды принималась равной средней температуре воздуха за месяц сентябрь [3]: $T_{\text{в}}=282,45\text{ К}$ (г. Томск). Заглубление фундамента составляло $h=2\text{м}$. Согласно [4] коэффициент теплоотдачи внутренней поверхности ограждающих конструкций инженерного сооружения соответственно для стен и пола по грунту $\alpha_{\text{вс}}=8,7\text{ Вт}/(\text{м}^2\cdot^\circ\text{C})$ и $\alpha_{\text{вп}}=4,5\text{ Вт}/(\text{м}^2\cdot^\circ\text{C})$. Коэффициент теплоотдачи от стены к окружающей среде принимался равным $\alpha=23\text{ Вт}/(\text{м}^2\cdot\text{К})$, от грунта к окружающей среде $\alpha=15\text{ Вт}/(\text{м}^2\cdot\text{К})$.

В таблице 1 приведены значения [1,5] теплофизических характеристик тепловой изоляции, грунта, фундамента из железобетона использованные при проведении исследований тепловых режимов рассматриваемой системы, представленной на рисунке 1.

Таблица 1. Теплофизические свойства материалов

Материал	Тепловая изоляция	Мерзлый грунт	Талый грунт	Железобетон
λ , Вт/(м·К)	$0,0518+0,000163 \cdot (T-273,15)$	$2,2-0,0015 \cdot (T-273,15)$	$1,5-0,0017 \cdot (T-273,15)$	1,54
c , Дж/(кг·К)	$869+2,88 \cdot (T-273,15)$	$965+3,2 \cdot (T-273,15)$	$1363+3,2 \cdot (T-273,15)$	887
ρ , кг/м	139	2000	2000	2200

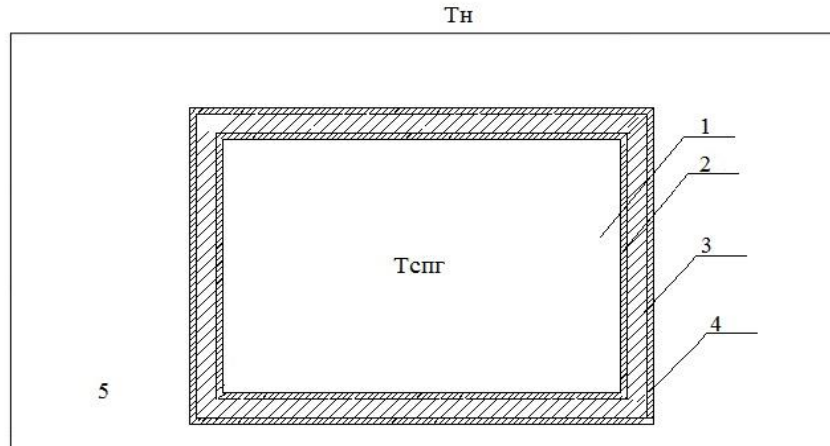


Рис. 1. Схема поперечного сечения зоны расположения подземного резервуара для хранения сжиженного газа:

1 – внутренняя область резервуара; 2 – внутренняя стенка резервуара; 3 – теплоизоляционный слой; 4 – наружная стена, выполненная из предварительно напряженного железобетона; 5 – грунт; T_n – температура наружного воздуха; $T_{спг}$ – температура сжиженного природного газа;

Результаты 3D моделирования.

Основные результаты 3D моделирования тепловых режимов хранилища сжиженного газа с учетом сезонного промерзания грунта приведены в таблицах 2-5. На рисунках 2-4 представлены температурные поля в зоне хранилища сжиженного газа.

Таблица 2. Результаты моделирования тепловых режимов хранилища сжиженного газа с учетом сезонного промерзания грунта.

Расчетный месяц	T_n , К	q_1 , Вт/м
Сентябрь	282,45	1122,763
Январь	254,05	935,807
Среднегодовая	272,65	1061,44

Таблица 3. Результаты моделирования тепловых режимов хранилища сжиженного газа с учетом сезонного промерзания грунта, сентябрь $T_n=282,45^\circ\text{K}$.

Грунт	q_2 , Вт/м	q_2-q_1 , Вт/м	$\delta = \frac{q_2-q_1}{q_1}$, %
Талый	1031,56	91,203	8,1
Мерзлый	1133,36	10,597	0,94

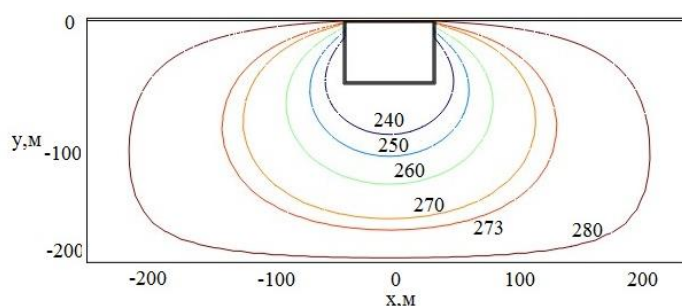
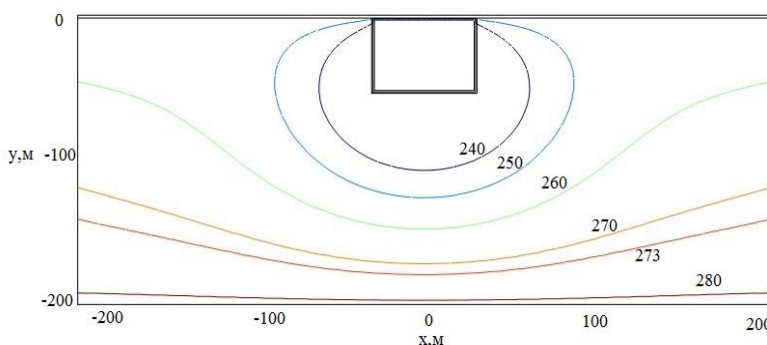
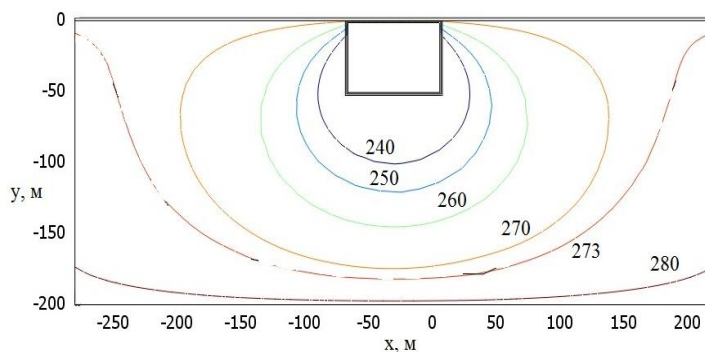
Таблица 4. Результаты моделирования тепловых режимов хранилища сжиженного газа с учетом сезонного промерзания грунта, Январь $T_n=254,05^\circ\text{K}$.

Грунт	q_2 , Вт/м	q_2-q_1 , Вт/м	$\delta = \frac{q_2-q_1}{q_1}$, %
Талый	845,938	89,869	9,6
Мерзлый	938,13	2,323	0,25

Таблица 5. Результаты моделирования тепловых режимов хранилища сжиженного газа с учетом сезонного промерзания грунта, при среднегодовой температуре $T_n=272,65$ 0К.

Грунт	q_2 , Вт/м	q_2-q_1 , Вт/м	$\delta = \frac{q_2 - q_1}{q_1}$, %
Талый	965,96	95,48	9,0
Мерзлый	1064,67	3,23	0,30

Обозначения: T_n - расчетная температура наружного воздуха, К; q_1 -притоки тепла к хранилищу сжиженного газа с учетом сезонного промерзания грунта, Вт; q_2 - притоки тепла к хранилищу сжиженного газа без учета сезонного промерзания грунта, Вт; δ – расхождение величин теплопритоков к резервуару при отсутствии и наличии учета сезонного промерзания грунта, %.

Рис. 2. Температурные поля в зоне хранилища сжиженного газа, сентябрь $T_n=282,45$ К.Рис. 3. Температурные поля в зоне хранилища сжиженного газа, Январь $T_n=254,05$ К.Рис. 4. Температурные поля в зоне хранилища сжиженного газа, при среднегодовой температуре $T_n=272,65$ К.

На примере температур за сентябрь, январь и среднегодовой наглядно видно изменения линии границы мерзлого и талого грунта ($T=273\text{ K}$). Результаты исследований позволяют говорить о необходимости учета изменения теплофизических свойств грунта (теплоемкости, плотности, теплопроводности) в зоне хранилища сжиженного природного газа. При уменьшении температуры окружающей среды граница мерзлого грунта увеличивается.

Список литературы:

1. Яковлев Е. И., Видовский Л.А., Глоба В.М. Тепловые режимы хранилищ сжиженных газов. – Л.: Недра, 1992. – 184с.
2. Бирюлин Г.В. Теплофизические расчеты в конечно-элементном пакете COMSOL/FEMLAB. СПб.: СПбГУИТМО, 2006. – 89 с.
3. СНиП 23-01-99. Строительная климатология. - М, 2000 г.
4. СНиП 23-02-2003. Тепловая защита зданий. М.: Госстрой России, ФГУП ЦПП, 2004. – 46 с.
5. Гува А.Я. Краткий теплофизический справочник. – Новосибирск: Сибвузиздат, 2002. – 300 с.

УДК 658.26.012.2:378

**Планирование потребления электроэнергии высшими учебными заведениями
Ткаченко В.Ф.**

Черкасский государственный технологический университет, Украина, г. Черкассы

В статье рассмотрены проблемы планирования электропотребления ВУЗами на основе методов прогнозирования, что является важным инструментом повышения эффективности электропотребления, и решению вопросов энергетической безопасности учреждений.

Постановка проблемы. Освоение новых и анализ известных управленческих технологий, которые позволяют повысить эффективность управления энергопотреблением и энергосбережением, становится особенно актуальным для Украинских ВУЗов. Планирование энергопотребления повышает эффективность её использования и является неотъемлемой частью проведения тендерной процедуры закупки энергоносителей за государственные деньги на будущие периоды.

Анализ последних источников исследований и публикаций, в которых впервые предпринято решение данной проблемы. В случае если планируемые объёмы энергоносителей на следующий финансовый год будут выставлены неправильно, то возможно недофинансирование или перефинансирование энергоносителей что, в первом случае составляет реальную угрозу энергетической безопасности заведения, а во втором ответственность перед финуправлением и КРУ, что тоже крайне неприятно.

Особенности энергопотребления и энергоэффективности в высших учебных заведениях рассматриваются в [1, 2].

Вопросами энергетической безопасности, прогнозирования и планирования занимались такие ученые как В.В. Литвак, В.П. Розен А.В. Праховник и др. В [3] сказано что, прогнозирование и планирование потребления энергии сильно связаны между собой и имеют общие черты. Если с помощью прогноза обнаруживаются негативные тенденции, то в планировании намечаются мероприятия по их устранению.

Формулирование целей и задач статьи. Статья посвящена решению задачи планирования потребления электроэнергии ВУЗами путём применения методов прогнозирования с целью повышение уровня энергетической безопасности учреждения, повышение эффективности оценивания уровня использования электрической энергии и повышению эффективности проведения тендерных процедур.

Изложение основного материала. При анализе временных рядов используется метод скользящей средней, в котором все данные независимо от периода их возникновения являются равноправными. Существует и другой способ, в котором данным приписываются веса. Более поздним данным придается больший вес, чем более ранним [4]. Метод экспоненциального сглаживания, который в отличие от метода скользящих средних может быть использован и для краткосрочных прогнозов будущей тенденции на один период вперед и автоматически корректирует любой прогноз в свете различий между фактическим и спрогнозированным результатом [5]. Именно поэтому метод обладает явным преимуществом. Простое экспоненциальное сглаживание именно так и устроено. Здесь более старым наблюдениям приписываются экспоненциально убывающие веса, при этом, в отличие от скользящего среднего,

учитываются все предшествующие наблюдения ряда, а не те, что попали в определенное окно. Точная формула простого экспоненциального сглаживания имеет следующий вид:

$$S_t = \alpha \cdot y_t + (1 - \alpha) \cdot S_{t-1} \quad (1)$$

где: S_t – сглаженный ряд; y_t – исходный ряд; α – коэффициент сглаживания.

Когда эта формула применяется рекурсивно, то каждое новое сглаженное значение (которое является также прогнозом) вычисляется как взвешенное среднее текущего наблюдения и сглаженного ряда. Очевидно, результат сглаживания зависит от параметра α (альфа). Если α равно 1, то предыдущие наблюдения полностью игнорируются. Если α равно 0, то игнорируются текущие наблюдения. Значения между 0 и 1 дают промежуточные результаты.

Динамику изменения показателя прогнозирования потребления электроэнергии, в январе месяце, за период 2002-2012 годов, объектом исследования, при $\alpha = 0,1, 0,2, 0,3, \dots, 1$, показано на (рис.1).

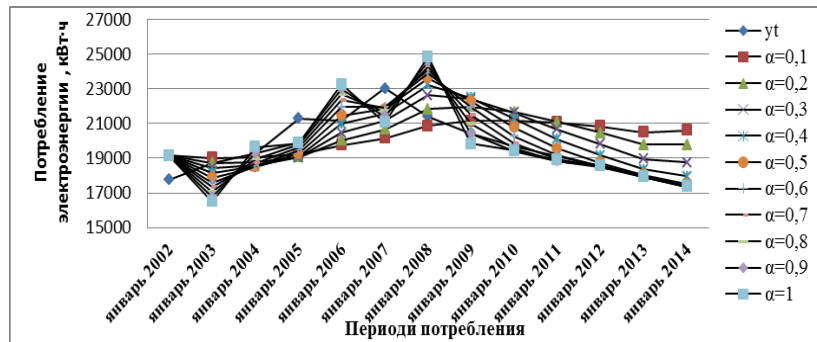


Рис. 1. Динамика изменения прогноза при $\alpha = 0,1, 0,2, 0,3, \dots, 1$

Среднее значение суммы квадратов отклонений исходных значений переменной y_t от расчетных значений, ε показано на Рис.2.



Рис. 2. Динамика изменения средних значений квадратов отклонения, ε в зависимости от значения α

К числу методов, не связанных с априорным заданием параметра α , следует отнести метод Чоу [6, 7]. Адаптивный алгоритм Чоу основан на последовательной подстройке параметра сглаживания под динамику обрабатываемого ряда. Сущность метода заключается в том, что устанавливается три значения параметра сглаживания: нормальное α , высокое $\alpha_s = \alpha + h_\alpha$ и низкое $\alpha_n = \alpha - h_\alpha$, где h_α – шаг оптимизации параметра сглаживания. Эти значения сначала задаются произвольно, причем $0 < \alpha_n, \alpha, \alpha_s < 1$. Оценка, сделанная при использовании нормального значения параметра сглаживания, считается прогнозом, а оценки, полученные на основе высоких и низких значений α_s и α_n контрольными. При поступлении очередного отсчета

определяется, какое с трех значений параметра приводит к наименьшей сумме квадратов отклонений, ε которое затем рассматривается, как нормальное и на его основе осуществляется предсказание на следующем шаге как это показано в табл. 1.

Таблица 1. Значения параметра сглаживания α получение методом Чоу

				Шаг 5	$\alpha-h$	α	$\alpha+h$
			Шаг 4	$\alpha-h$	α	$\alpha+h$	
		Шаг 3	$\alpha-h$	α	$\alpha+h$		
	Шаг 2	$\alpha-h$	α	$\alpha+h$			
Шаг1	$\alpha-h$	α	$\alpha+h$				
№	$\alpha=0,59$	$\alpha=0,6$	$\alpha=0,61$	$\alpha=0,62$	$\alpha=0,63$	$\alpha=0,64$	$\alpha=0,65$
$\hat{y}_1$	19166,8	19166,8	19166,8	19166,8	19166,8	19166,8	19166,8
$\hat{y}_2$	17627,5	17599,3	17571,1	17542,9	17514,8	17486,6	17458,4
$\hat{y}_3$	18559,6	18570,5	18582,2	18594,8	18608,2	18622,5	18637,6
$\hat{y}_4$	19448,7	19467,8	19486,9	19505,9	19524,9	19543,8	19562,5
$\hat{y}_5$	21893,1	21937,4	21981,1	22024,3	22066,9	22108,8	22150,2
$\hat{y}_6$	21943,5	21946,3	21947,7	21947,4	21945,7	21942,5	21937,8
$\hat{y}_7$	23888,5	23911,5	23933,7	23955,3	23976,4	23997,0	24017,2
$\hat{y}_8$	21993,1	21952,4	21910,8	21868,3	21824,9	21780,7	21735,8
$\hat{y}_9$	20319,4	20272,0	20225,5	20179,9	20135,3	20091,7	20049,1
$\hat{y}_{10}$	19176,7	19144,9	19114,9	19086,6	19060,0	19035,2	19012,0
$\hat{y}_{11}$	18527,2	18513,8	18502,0	18491,8	18483,0	18475,7	18469,6
$\hat{y}_{12}$	17940,1	17935,3	17931,5	17928,6	17926,6	17925,3	17924,7
$\hat{y}_{13}$	17334,0	17326,3	17320,2	17315,6	17312,3	17310,2	17309,2
ε	1628443	1625348	1623470	1622810	1623370	1625156	1628174

Ошибку планирования методом экспоненциального сглаживания для коэффициента сглаживания $\alpha=0,62$ можно найти по следующей формуле:

$$\sigma_{t+1} = \sigma_{y_t} \cdot \sqrt{\frac{\alpha}{(2-\alpha)^3} [1 + 4 \cdot (1-\alpha) + 5 \cdot (1-\alpha)^2 + 2\alpha \cdot (4-3\alpha)l + 2\alpha^2 l^2]}, \quad (2)$$

где: σ_{y_t} – среднеквадратическое отклонение, рассчитано путём сопоставления входных значений переменной y_t и значений, которые характеризуют тренд часового ряда,

$$\sigma_{y_t} = \sqrt{\frac{\sum (y_t - y)^2}{n-2}}.$$

Соответственно ошибка прогнозирования для 12го и 13го периодов, при $\sigma_{y_t} = 424$, равна $\sigma_{11+1}=302$, и $\sigma_{11+2}=343$.

Результаты планирования потребления электроэнергии объектом исследования, методом экспоненциального сглаживания, при коэффициенте сглаживания $\alpha=0,62$, полученным методом Чоу на январь 2013 и 2014 годов показано в табл.2.

Таблица 2. Результаты расчётов с учётом ошибки прогнозирования при $\alpha=0,62$

Период	План	Ошибка прогноза	Верхняя граница доверительного интервала	Нижняя граница доверительного интервала
Январь 2013	17929	± 302	18231	17626
Январь 2014	17316	± 343	17659	16973

Сравнительный анализ квадратов отклонений входных значений переменной y_t от расчётных величин, полученных разными аналитическими методами, показано в табл. 3.

Таблица 3. Сравнительный анализ разных аналитических методов

№ п/п	Вид функции	$\sum (y_t - y)^2$
1	Линейная модель $y_t = 19042,5 + 124,3 t$	2275025
2	Экспоненциальное сглаживание при $\alpha=0,3$	2247653
3	Экспоненциальное сглаживание $\alpha=0,6$	1625348
4	Экспоненциальное сглаживание при $\alpha=0,62$ рассчитанное методом Чоу	1622810

С табл. 3 видно, что адаптивный алгоритм Чоу основан на последовательной подстройке параметра сглаживания α под динамику обрабатываемого ряда значительно повышает качество планирования потребления электроэнергии в ВУЗах так как среднее значение суммы квадратов отклонений от расчетных значений, найденных при применении различных аналитических методов является наименьшим.

Выводы:

1. Планирование потребления энергоносителей ВУЗами на основе экспоненциального прогнозирования повышает эффективность их использования и повышает энергетическую безопасность учреждения. Указанный метод имеет ряд положительных особенностей: возможность максимального использования ограниченной по объему исходной информации, ясный экономический смысл и простоту прогнозных функций, высокую надежность конечных результатов

2. Качество работы метода Чоу зависит от исходного параметра сглаживания. Его нужно выбирать как можно ближе к конечному, используя следующие рекомендации: чем точнее значение параметра сглаживания тем выше адаптивные свойства прогнозирующих моделей, и наоборот, с уменьшением точности α , модель отражает долговременную тенденцию уменьшения показателя.

Список литературы:

1. В.П. Розен, В.Ф. Ткаченко, Г.В. Курбака. Шляхи вирішення проблем фінансування впровадження заходів з енергозбереження в організаціях бюджетної сфери України // Енергетика: економіка, технології, екологія. Науковий журнал НТУУ «КПІ». – 2012. – Вип. 1. – с. 71–77.
2. Ткаченко В.Ф. Інструменти управління вибором енергозберігаючих заходів у вищих навчальних закладах. Енергетика та електрифікація. 2013. – Вип. 7. – с 21–26
3. О. І. Соловей, В. П. Розен, Ю. Г. Лега, О. О. Ситник, А. В. Чернявський, Г. В. Курбака. Енергетичний аудит: Навчальний посібник. – Черкаси, ЧДТУ, 2005. – 299 с
4. Лукашин Ю.П., Адаптивные методы краткосрочного прогнозирования временных рядов: Учебное пособие. - М.: Финансы и статистика, 2003.-416 с.
5. Рожков Л.Н., Френкель А.А. Выбор оптимального параметра в методе экспоненциального сглаживания. Основные проблемы и задачи научного прогнозирования. М.: 1972, с 17-32.
6. Chow W.M. Adaptive control of the exponential smoothing constant. – J. of indust/ Engineering, 1965, vol. 16, N
7. Жердев Н.К. Метод выбора переменной экспоненциального сглаживания //Автоматика. 1983. №6. С. 78-83