



**ЭНЕРГЕТИКА:  
ЭФФЕКТИВНОСТЬ,  
НАДЕЖНОСТЬ,  
БЕЗОПАСНОСТЬ**

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

**Том 1**

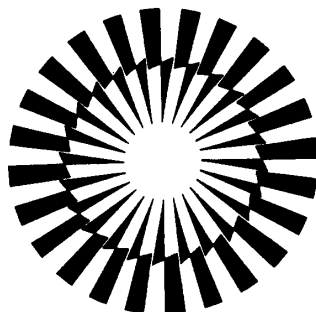
**Томск  
2-4 декабря 2014 г.**

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

**МАТЕРИАЛЫ ДОКЛАДОВ ДВАДЦАТОЙ  
ВСЕРОССИЙСКОЙ  
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ**

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

**Том I**



Томск - 2014

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

Э65 Энергетика: Эффективность, надежность, безопасность: материалы XX  
Всероссийской научно-технической конференции / Томский  
политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического  
университета, 2014. Т. I. – 373 с.

Настоящий сборник содержит материалы девятнадцатой Всероссийской научно-технической конференции “Энергетика: эффективность, надежность, безопасность”, проведенной 2-4 декабря 2013 г. на базе ГОУ ВПО НИ ТПУ. В пленарных и секционных докладах обсуждаются проблемы эффективности и безопасности электроэнергетических и теплоэнергетических установок и систем, вопросы энергосбережения и проблемы ядерной энергетики. Рассматриваются научные проблемы и задачи экологии и защиты окружающей среды, медико-биологические аспекты техногенного влияния среды на организм.

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

*Редакционная коллегия:*

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

© ГОУ ВПО НИ ТПУ 2014  
© Авторы 2014

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

|                               |                                                                   |
|-------------------------------|-------------------------------------------------------------------|
| Чубик Петр Савельевич         | ректор ТПУ, профессор,<br>председатель оргкомитета;               |
| Дьяченко Александр Николаевич | проректор по НР и И, профессор,<br>сопредседатель оргкомитета;    |
| Завьялов Валерий Михайлович   | директор ЭНИН, д.т.н., доцент,<br>сопредседатель оргкомитета;     |
| Кузнецов Гений Владимирович   | зам. директора ЭНИН, профессор,<br>зам. председателя оргкомитета; |
| Ушаков Василий Яковлевич      | директор РЦР ТПУ; профессор ЭНИН,<br>сопредседатель оргкомитета;  |
| Литвак Валерий Владимирович   | профессор каф АТЭС ЭНИН,<br>зам. председателя оргкомитета;        |
| Коханенко Лидия Павловна      | начальник отдела ОНТИ,<br>член оргкомитета;                       |
| Заворин Александр Сергеевич   | зав. кафедрой ПГС ЭНИН, доцент,<br>председатель секции;           |
| Хрущев Юрий Васильевич        | профессор ЭНИН,<br>председатель секции;                           |
| Матковская Тамара Васильевна  | профессор СГМУ,<br>председатель секции                            |
| Романенко Сергей Владимирович | зав. кафедрой ЭБЖ ИНК, профессор,<br>председатель секции;         |
| Лукутин Борис Владимирович    | зав. кафедрой ЭСПП ЭНИН,<br>профессор, председатель секции;       |
| Сечин Александр Иванович      | профессор кафедры ЭБЖ ИНК,<br>член оргкомитета.                   |



## Секция 1 Эффективность электроэнергетических установок и систем

### Итоги и достижения Всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: эффективность, надежность, безопасность»

Литвак В.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В 1994 году на совещании деканов Томского политехнического университета было принято решение провести научно-технический семинар общенергетического профиля с условным названием: «Надежность и безопасность энергетики».

Цель проведения семинара формулировалась как организация площадки для общественного обсуждения научно-технических проблем и тренажа молодых ученых, подготавливающих свои работы для представления в диссертационный совет. Свободное и широкое обсуждение представленных работ, искренняя дискуссия «на равных» должны были бы формировать у соискателей умение публичных обсуждений.

Вместе с тем на семинаре предполагалось заслушивать наиболее актуальные, перспективные и проблемные доклады авторитетных специалистов Томска и других городов и организаций.

К настоящему времени семинар превратился в ежегодную Всероссийскую конференцию с международным участием. В ней принимают участие ученые и студенты, аспиранты и преподаватели, инженеры и магистранты из большинства вузов страны, где сформированы энергетические профили обучения и науки.

На конференции разных лет представили свои доклады 2764 автора из 72 городов Российской Федерации, стран ближнего и дальнего зарубежья. Среди городов участников: Алматы, Владивосток, Гессен, Дортмунд, Душанбе, Екатеринбург, Карлсруэ, Красноярск, Москва, Новосибирск, Прага, Рига, Санкт-Петербург, Ташкент, Улан-Батор, Якутск и др.

Сегодня имеется достаточно оснований считать, что за двадцать лет идея, заложенная в основу семинара, себя полностью оправдала. За все время представлено 2668 докладов.

Одним из наиболее приемлемых способов выявления и формирования новых элементов общественного сознания представляется организация регулярных семинаров, коллоквиумов, встреч, конференций, посвященных основным направлениям развития энергетики и образования в этой сфере. Подходящим поводом к такой организации в Томске послужила подготовка торжеств в связи с приближающимся столетием со дня образования Томского политехнического университета. Проведение научно-технической конференции «Энергетика: эффективность, экология, надежность, безопасность» было включено в программу торжеств.

В числе заявленных для обсуждения проблем предусматривалось рассмотреть состояние и перспективы:

- обеспечения надежности и безопасности поставки энергетических ресурсов (электроэнергии и тепла, топлива и воды) потребителям страны;
- эффективности энергетического хозяйства (производство и распределение электрической и тепловой энергии, производство и транспортировка топлива);
- экологических последствий энергетического производства и его влияния на качество окружающей среды;
- разработки и внедрения научно-технических достижений и создания передовых образцов техники;
- энергосбережение и повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов;
- исследований в области энергетической безопасности и обеспеченности народного хозяйства топливом и энергией на перспективу;
- разработок в области моделирования крупных энергетических систем с помощью гибридных комплексов;
- расширения использования статистических методов и моделей;
- исследований места и роли ядерной энергетики в системе энергообеспечения;

- исследований проблем, связанных с предельными состояниями и вопросов природы неустойчивого состояния энергетического комплекса.

Практически все пленарные доклады либо прямо относятся к тематике предельных состояний, либо тяготеют к ней. Определяющим здесь стал доклад зам. директора Сибирского энергетического института СО РАН им. Мелентьева Л.Л. д.т.н., профессора Воропая Н.И. (Иркутск) «Энергетическая безопасность и устойчивость развития страны: взаимосвязь проблем».



Участники конференции 1996 года в главном корпусе ТПУ

Главная мысль доклада: определяющим условием устойчивого развития страны является ее энергетическая безопасность, обеспечиваемая на путях предупреждения предельных состояний в энергосистемах (аварий, чрезвычайных ситуаций, угрожающего падения уровня энергоснабжения, сверхнормативного загрязнения окружающей среды) и повышения эффективности использования энергии. Устойчивое развитие и функционирование энергетики связаны с тремя аспектами проблемы: технологической, экономической и экологической.

Проблемы, вокруг которых развернулись обсуждения на конференции 1997 года, приобрели свою остроту в связи с интенсивными социально-экономическими преобразованиями, происходящими в нашей стране в последние годы. Концепция перехода России к устойчивому развитию отмечает, что должна быть гарантирована безопасность в политической, экономической и социальной, экологической, оборонной и др., без чего переход к устойчивому развитию невозможен. Энергетическая безопасность в этом плане является принципиально важным фактором, определяющим место России в современном мире. В стране сосредоточено 13% мировых разведанных запасов нефти и более 15% ее добычи, 36% запасов газа и более 31% его добычи. Доля топливно-энергетического комплекса в экономике страны достаточно высока. В доходной части федерального бюджета она достигает 38%. ТЭК России является базой экономики страны и обеспечивает функционирование отраслей хозяйства и нормальную жизнедеятельность населения.

Проведенное исследование энергетической безопасности территорий Урала показало, что энергетика переступила предкризисный порог и ее состояние соответствует уровню нестабильности. Кроме того выявлена кризисная ситуация по некоторым территориям Уральского федерального округа. Нормализация энергоснабжения достигается путем осуществления сильной государственной политики в энергетике.

В 2000 году резко возросло количество представленных на конференцию докладов в основном за счет иногородних участников. Основным проблемным докладом на пленарном заседании конференции стал доклад директора Центра энергосбережения РАО «ЕЭС России» Б.Б. Кобеца и в.н.с. А.А. Хараима «Научные проблемы и задачи разработки и создания систем управления энергосбережением». Обосновывается теоретическая модель решения проблемы энергосбережения, обеспечивающая выявление основных закономерностей во взаимоотношениях элементов системы энергогенерирующей компании. Энергетический анализ производства и распределения энергетических ресурсов открывает технологию выбора мероприятий, обеспечивающих наибольший эффект экономии.

В 2002 году на конференцию представлено 122 доклада. Основное внимание участников было посвящено проблемам теплоснабжения и теплобезопасности городов Сибири. Тон в этом вопросе задал пленарный, заказной доклад д.т.н. Басина А.С. (институт теплофизики СО РАН) «Главные проблемы теплобезопасности и теплоснабжения Сибири».

Отмечается, что Сибирь расположена вокруг полюса холода обжитой части Земли. Здесь наблюдаются самые низкие из средних 5-суточных январских температур большинства крупных и мелких городов. Они составляют от  $-38$  до  $-40^{\circ}\text{C}$ , а наинизшие из наблюдавшихся достигают  $-55^{\circ}\text{C}$  с продолжительностью от нескольких часов до суток. Большинство сибирских территорий находится в зоне особо холодного климата. При оптимальной для дыхания температуре  $+21 (\pm 3)^{\circ}\text{C}$  перепад температуры вдыхаемого воздуха от  $-50^{\circ}\text{C}$  до  $+38^{\circ}\text{C}$  является безусловно опасным. Таким образом, критическая особенность – низкие температуры атмосферного воздуха ограничивают возможности свободного дыхания и самой жизни. Поэтому каждая зима должна рассматриваться как чрезвычайная ситуация. Затраты на преодоление всех зимних угроз и последствий зимы чрезвычайно высоки. Необходимо, чтобы российские законы о безопасности были дополнены понятием: «зима как чрезвычайная ситуация». Без этого затруднительно решение проблемы надежной защиты населения Сибири от природных и техногенных зимних угроз, которые индивидуально не преодолимы для большинства городских жителей. Жизненная необходимость непрерывного вдыхания достаточно теплого воздуха и, соответственно, тепловой энергии из систем централизованного теплоснабжения в течение 200-300 зимних сибирских суток предъявляют особые требования как к системе централизованного теплоснабжения, так и ко всему топливно-энергетическому комплексу.



Участники конференции сфотографировались по окончании пленарного заседания



Конференция 2005 года охватила рекордное количество авторов (495 человек) и докладов (198).

Базовым пленарным докладом можно считать доклад «Hi-Tech и Hi-Hume» д.ф.н., профессора И.В. Мелик-Гайказян с соавторами Жуковой Е.А. и Роготневой Е.Н. (Томский государственный педагогический университет). Авторы обращают внимание на исследование условий, делающих возможной подготовку элитных специалистов в сфере высоких технологий. Под высокими технологиями подразумевается интенсивность использования научных знаний и наукоемкость выпускаемой продукции. Технология всегда выражается в виде инноваций – освоения выпуска нового продукта, применения новых технологических процессов или предоставления новых видов услуг.



Докладчики и участники заседания

127 докладов представлено на конференцию 2010 года. В пленарном докладе Гусева А.С. (ТПУ) «Всережимное моделирование электроэнергетических систем в реальном масштабе времени» Единственным способом получения информации для решения задач диспетчерского управления в электроэнергетических системах, анализа функционирования систем автоматического регулирования технологическими процессами, устройств противоаварийной автоматики и защиты является моделирование ЭЭС. Проверка достоверности и уровня погрешности при моделировании осуществляется путем сравнения результатов. Создание сложных вычислительных систем, параллельно объединяющих тысячи суперсовременных цифровых процессоров представляет собой исключительно сложную задачу.

Конференция 2013 года собрала 300 докладов. 638 авторов со всех концов России и из-за рубежа представили интересные и глубокие доклады. Главным докладом пленарного заседания конференции 2013 года явилось выступление Обухова С.Г. (ТПУ) «Системы автономного электроснабжения.

Проблемы и перспективы развития». Зоной децентрализованного электроснабжения в Российской Федерации являются восточные и северные регионы, к которым относится почти 2/3 территории и проживают здесь около 20 млн. человек. Обеспечение энергетической безопасности этих территорий является важным элементом государственной энергетической политики и социально-экономического развития.

Двадцать лет с момента начала работы Всероссийской ежегодной научно - технической конференции «Энергетика: экология, надежность, безопасность» дают основания сделать выводы о степени достижения поставленных целей, о качестве организации и проведения заседаний конференции и подведении ее итогов, о необходимости совершенствования структуры рабочих секций, правилах формирования программы пленарных заседаний и программы конференции в целом, порядка опубликования материалов и другим вопросам.

Таблица 1. Сведения о количестве авторов докладов

| Год  | Количество докладов | Количество авторов докладов | Количество иногородних авторов |
|------|---------------------|-----------------------------|--------------------------------|
| 1994 | 107                 | 184                         | 76                             |
| 1996 | 118                 | 274                         | 71                             |
| 1997 | 16                  | 50                          | 12                             |
| 1998 | 165                 | 280                         | 62                             |
| 1999 | 136                 | 550                         | 148                            |
| 2000 | 167                 | 358                         | 126                            |
| 2001 | 67                  | 186                         | 37                             |
| 2002 | 122                 | 269                         | 43                             |
| 2003 | 147                 | 298                         | 65                             |
| 2004 | 149                 | 346                         | 51                             |
| 2005 | 198                 | 495                         | 111                            |
| 2006 | 163                 | 371                         | 133                            |
| 2007 | 121                 | 353                         | 101                            |
| 2008 | 113                 | 266                         | 60                             |
| 2009 | 105                 | 292                         | 74                             |
| 2010 | 127                 | 294                         | 54                             |
| 2011 | 151                 | 318                         | 98                             |
| 2012 | 196                 | 470                         | 195                            |
| 2013 | 300                 | 698                         | 407                            |

Итогом двадцатилетнего периода работы можно считать:

- основная цель конференции – вовлечение молодых ученых в обсуждение актуальных научно-технических проблем энергетики по направлениям эффективность и надежность, экология и безопасность достигнута. В среднем ежегодно в конференции принимает участие около 200 авторов. Подавляющее большинство среди них составляют лица в возрасте до 30 лет;
- за период 1999-2013 г.г. участниками конференции подготовлено и издано 27 монографий. Авторами докладов защищено 8 докторских и 49 кандидатских диссертационных работ;
- основные направления и проблемы, сформулированные при обосновании конференции и на которые ориентировались оргкомитет и редакционная комиссия при отборе представленных докладов в течение всего периода сохранялись в первоначальном составе. Вместе с тем количество докладов, ежегодно представляемых в каждую секцию, менялись в широких пределах. Это требовало оперативной корректировки. Реформирование электроэнергетики, массовая приватизация энергетических предприятий, возникновение новых проблем энергетических рынков и тарифов сделало необходимым появление нового направления в работе – эффективность. В отдельную секцию и направление выделились медико-биологические проблемы энергетики;
- студенческие научно-исследовательские работы, представленные на конференции в заметном количестве, не всегда имеют поисковый или фундаментальный характер, встречаются и откровенно поверхностные доклады;
- в материалах конференции время от времени появляются доклады, содержание которых имеет декларативный характер, содержат компилятивные сведения и недостоверные толкования;
- для развития гуманитарной секции конференции целесообразно обратить внимание на «историческую сферу». В частности студентам младших курсов полезно было бы поручать темы исследований по истории великих открытий, по изучению исторического наследия энергетической науки.

**Перспектива газогенераторных технологий для переработки отходов угольной отрасли***Богомолов А.Р., Темникова Е.Ю. \***Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН, г. Новосибирск, Россия**\*Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева, г. Кемерово, Россия*

Кемеровская область обладает богатейшими запасами минеральных ресурсов, в первую очередь угольными и рудными месторождениями. Запасы твердого угольного топлива, начиная от антрацитов и заканчивая молодыми бурыми углями, в настоящее время составляют около 700 млрд. т. [1] Горнодобывающая отрасль Кузбасса дает возможность развиваться металлургии черных и цветных металлов. Развитие угольной энергетики обеспечивает энергетическую безопасность и социальную стабильность России.

К «отходам» угольной отрасли, в результате многолетних наблюдений за производственными процессами, начиная от добычи как подземной, так и открытой и заканчивая процессами обогащения, образуются низкосортные, высокозольные, окисленные, по размеру кусков класса штыб 0-6 мм, влажные мелкодисперсные угля (кек) – трудно поддающиеся переработке для дальнейшего использования и продвижению на рынок.

В Кузбассе до настоящего времени более 40% углей проходит через обогатительные фабрики. В гидро- и сухих отвалах находится около 25 млн. т шламов [2], в которых содержатся до 20-80 % органической массы, а штыба в Российской Федерации ежегодно образуется около 180 млн. т [3]. Проблема наращивания такого рода «отходов» будет обостряться, так как угольные предприятия планируют вводить в строй новые обогатительные фабрики.

Если рассматривать только коксующиеся угли, то их объем добычи в Кузбассе составляет около 3/4 от объема добычи в России. Обогащению подвергается более 4/5 добываемых этих углей для коксохимических производств. Если образование угольных шламов в 2005 году составляло около 1,3 млн. т, то 2010-2013 году их ежегодно образовывалось около 2 млн. т.

Эти «отходы» необходимо использовать в технологиях, неохотно внедряемых в Кузбассе: сгущение обогащенного угольного шлама методом масляной агломерации [1], получение топливного генераторного газа одним из способов газификации, сжигание водоугольной суспензии и др.

Повышенный интерес в мире к чистым угольным энерготехнологиям, а также полигенерирующим системам [4] просматривается ростом публикационной активности по этим направлениям, обеспечивающим производство тепловой, электрической энергии и синтез-газа на любом виде твердого топлива.

Необходимо отметить, что мировое потребление первичных энергоресурсов в большей степени основывается на использовании твердого топлива. Геологические запасы угля составляют 68% от общих ресурсов горючих ископаемых планеты, на долю нефти и газа приходится лишь 13 и 19% соответственно. За последние десять лет мировое потребление угля выросло почти на 50%, потребление природного газа – на 30%, а нефти и атомной энергии – менее чем на 10% .

В развитых странах доля угольного топлива в энергетике превышает 50%, а в мире уголь занимает около 40% на рынке производства электроэнергии. Доля угольного топлива в энергетическом балансе России достаточно низкая и составляет менее 20% . Прогноз использования топливно-энергетических ресурсов в России показывает, что значительный прирост будет в добыче и переработке угля.

Значение удельного показателя отходов флотации составляет 120-130 кг/т рядового угля, а породы углеобогащения – 410 кг/т рядового угля (Сб. уд. показателей образования отходов производства и потребления, Москва, 2009 г.).

В связи с изложенным, многие научные коллективы предлагают использовать газогенераторные технологии на сырье возрастающих объемов «отходов» угольной отрасли.

Историю газогенераторных технологий следует начать с Уильяма Мэрдока (1754-1839), который впервые в 1792 году произвел сухую перегонку каменного угля и применил в 1803 году полученный газ для освещения (светильный газ). Итальянский профессор Фелиций Фонтан (1730-1805), пропуская воду через раскаленный уголь, получил водяной газ, содержащий в основном СО и Н<sub>2</sub>, который в настоящее время называется синтез-газом.

В России первые установки по производству синтетического газа из угля начали работать в 1835 г. К 1888 г. в России насчитывалось 210 газогенераторных установок для освещения городов, фабрик, железнодорожных станций. В начале XX века все крупнейшие города России

были обеспечены газом, полученным из угля [5]. Построенные газогенераторные установки успешно эксплуатировались на территории бывшего СССР до 60-х годов 20-го века.

С освоением крупных месторождений нефти и газа произошло полное замещение синтетического газа, получаемого из твердого топлива (уголь, древесина), на природный газ и продукты нефтепереработки.

Например, флагман химической промышленности ОАО «Азот» (ранее Ново-Кемеровский химкомбинат) до освоения месторождений газа, для производства аммиака и метанола использовал угольные газогенераторные установки.

Еще один пример. До начала 60-х годов Анжерский стекольный завод работал на подводе тепла при сжигании генераторного газа, получаемого в газогенераторах, привезенных из Германии (6 шт.). Печь объемом 120 т жидкого стекла обогревалась вырабатываемым генераторным газом при газификации кека из ОФ «Судженская». Кек – это отходы обогатительной фабрики при обогащении углей КЖ и КС с содержанием углерода до 40%, влаги – 30% и остальное – минеральная составляющая. После 60-х годов обеспечение теплом осуществлялось сжиганием мазута в количестве 60 т/сут. Сегодня Анжерского стекольного завода нет. Руководство завода не смогли провести перевооружения и модернизации технологии. Одной из причин является высокая стоимость мазута по сравнению с углем, тем более с отходами угольной отрасли.

В данной работе будут рассмотрены некоторые технологии газификации, как внедренные в производство, так и находящиеся на стадии проекта, ждущих инвестиционных вложений.

В последнее время предложено значительное количество проектов по переработке угля и отходов угледобычи и углеобогащения с применением газогенераторных технологий для получения кокса и генераторного газа, используемого для получения тепла и электроэнергии.

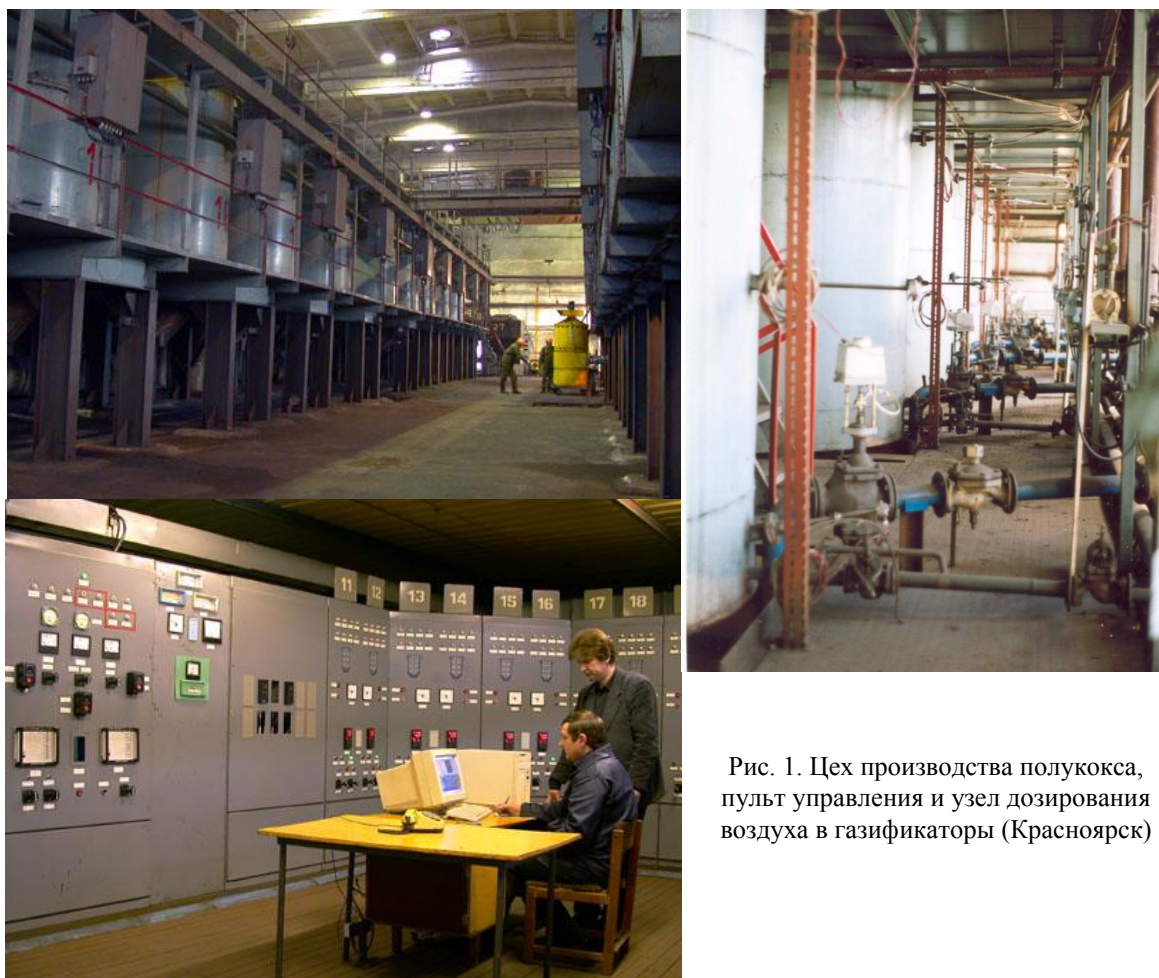


Рис. 1. Цех производства полукокса, пульт управления и узел дозирования воздуха в газификаторы (Красноярск)

В конце прошлого столетия ЗАО «Карбоника-Ф» (ныне «Термококс» и «Сибтермо») представляет различные концептуальные проекты энерготехнологического комплекса (далее ЭТК)

по производству полукокса (среднетемпературного кокса, спецкокса) и электрической и тепловой энергии на любом виде твердого угольного топлива.

Технология разработана ЗАО «Карбоника-Ф» (патенты РФ №№ 2014882, 2014883, 2169166, заявка № 2003108264) и реализована в опытно-промышленном масштабе в г. Красноярске мощностью 7200 т в год буроугольного полукокса (руководители С.Г. Степанов, С.Р. Исламов).

На рис. 1 представлены фотографии цеха производства полукокса, пульта управления и узла дозирования подачи воздуха в газификаторы времен 2007 года, успешно работающего и сегодня. Эти фотографии с любезного разрешения предоставлены С.Г. Степановым.

Технологический процесс слоевой газификации угля на воздушном дутье происходит в режиме «обратной тепловой волны». Газификации подвергаются летучие компоненты угля, а скорость конверсии углерода регулируется подачей угля. Основным продуктом является среднетемпературный кокс с низким остаточным выходом летучих веществ (2-6 %) и горючий газ, который используется в качестве энергетического топлива. Буроугольный полукокс поставляется в качестве углеродного сорбента (активного угля АБГ) ряду предприятий России и на экспорт.

В 2012 году по инициативе В.М. Завьялова коллектив Института энергетики КузГТУ совместно с ЗАО «СУЗМК ЭНЕРГО» (г. Среднеуральск) и Инженерного Центра «Новые Энергетические Технологии» (ООО «НЭТ» г. Рязань) при непосредственном участии Р.Ш. агрулдинова представили на технический Совет ш. «Распадская» проработанное технико-коммерческое предложение по строительству когенерационной установки (миниТЭЦ), работающей на отходах обогатительной фабрики и окисленных углях марки ОК-1 и ОК-2. Техническое задание, представленное заказчиком, предполагало выработку тепла 55 Гкал/ч с генерацией электрической мощности 16 МВт. Принципиальная схема миниТЭЦ представлена на рис. 2.

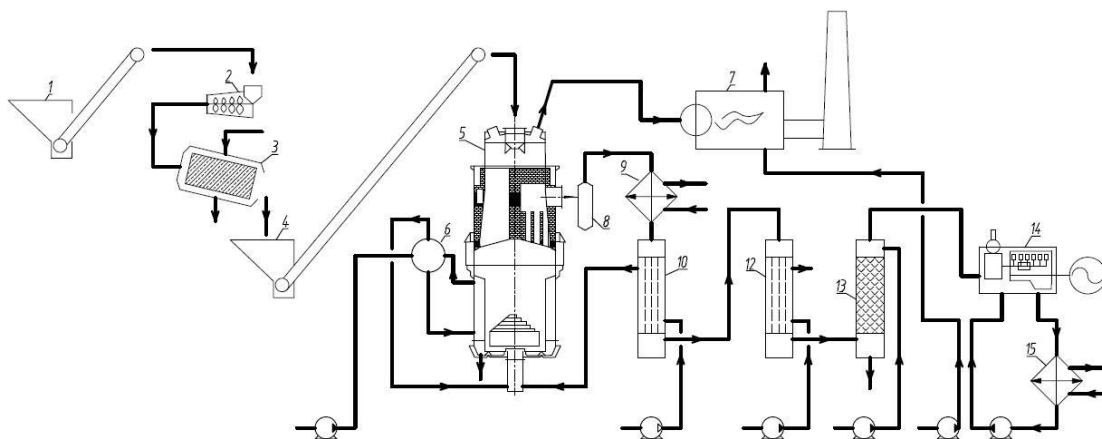


Рис. 2. Принципиальная схема миниТЭЦ.

- 1-4 – оборудование системы приёма и подготовки топлива; 5 – газогенераторы;  
6 – паросборник газогенератора; 7 – паровой котёл; 8 – циклон, 9 – пароперегреватель,  
10 – воздухоподогреватель, 12 – водяной холодильник, 13 – скруббер сероочистки,  
14 – газотурбинная установка, 15 – сетевой теплообменник.

Отличительная особенность этой технологической схемы представлена оригинальной конструкцией и функциональными возможностями газогенератора 5 с двойным отбором газа.

Конструкция газогенераторов с двойным отбором газа уходит корнями к двухзонным китайским газогенераторам, которые в свою очередь были скопированы в СССР. Основной их особенностью является разделение реактора на зоны подготовки топлива (зона пиролиза) и газификации. Так как реактор полностью заполняется газифицируемым топливом, система уплотнений нижней части газогенератора должна обеспечивать соответствующее давление газов в нижней части реактора [6].

Основными отличиями газогенератора с двойным отбором газа, влияющими на его производительность являются:



- разделение газогенератора на зоны подготовки топлива и его газификации с двумя отборами газа – газификации подвергается топливо постоянной влажности;
- повышенное давление газификации за счет сухого золоудаления и отказа от чаши гидрозатвора – возможность ведения процесса при повышенном давлении и при более высоком слое топлива;
- использование теплоизоляционного и огнеупорного материала для внутренних газоходов и как следствие возможность ведения процесса при максимально высоких температурах, которые могут позволить плавкостные и шлакующие характеристики газифицируемого топлива;
- возможность утилизации генераторной смолы и фусов в газогенераторе.

Стоимость строительства миниТЭЦ – 515500 тыс руб. Если принять, что целью строительства миниТЭЦ в равной степени является выработка электричества и тепловой энергии, то удельная инвестиционная стоимость одного установленного кВт составит примерно – 520 долларов США и одной установленной Гкал – 168050 долларов США (или 0,168 долларов за 1 установленную ккал тепловой энергии). Отпуск тепла учитывался только в виде пара.

Себестоимость выработанной электроэнергии (нетто) – 0,842 руб. за 1 кВт·ч. Себестоимость выработанной тепловой энергии – 223,47 руб. за 1 Гкал. Срок окупаемости проекта – 3 года.

Любезно предоставленная Р.Ш. Загрудтиновым информация, несет важные сведения для понимания, что разрабатываемые отечественные конструкции газогенераторов претерпевают значительные изменения в сторону повышения эффективности, экологической безопасности и широкой функциональности. Так, например, в рамках предложенной для инновационной технологии на основе особой организации процесса преобразования через газообразную форму органического материала топлива в обладающий высокими потребительскими свойствами конечного продукта (электрическая и тепловая энергия, СЖТ) была выполнена модель опытно-промышленного трёхзонного газификатора, на основе которого можно организовать реализацию энерготехнологической схемы полигенерирующей системы. Внимание к таким системам, как было сказано ранее, в последнее время становится все пристальнее.

Слоевой газификатор рассчитан на расход топлива 40 кг угля в час. Что соответствует мощности 180-200 кВт по топливу. Реактор представляет собой вертикальную цилиндрическую шахту, состоящую из 6 зон. На рис. 3 представлена 3D модель слоевого трёхзонного газогенератора.

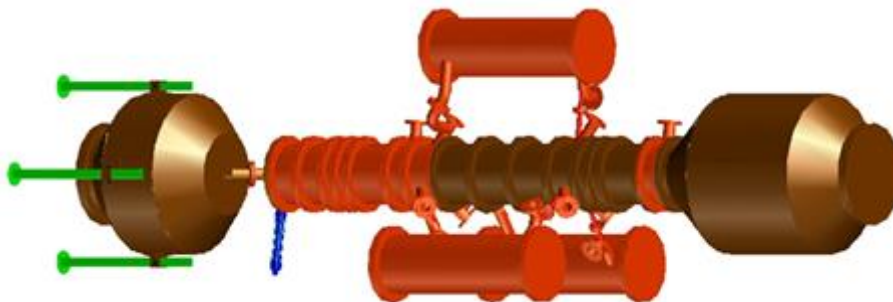


Рис. 3. Трёхзонный газогенератор

Модель была предназначена для работы при атмосферном давлении. Высота модели без бункера топлива и ёмкости сбора зольных остатков составляет примерно 5-6 метров. Диаметр реактора 400 мм. С учётом зоны обслуживания ячейка опытно промышленного газогенератора вместе с системой очистки и охлаждения синтез-газа должна была составить не более 5х6 м. Газификатор предназначен для испытаний на различных видах топлива (древесные пеллеты, мелкукусовой уголь, брикеты из различных других видов твёрдого топлива).

Целью создания такого газогенератора – выработка бессмольного газа, который после лёгкой очистки был бы предназначен для выработки электроэнергии в двигателе внутреннего сгорания (ДВС) газопоршневой электростанции (когенерационной миниТЭЦ) или для производства синтетического жидкого топлива (СЖТ).

В результате экспериментального исследования процесса трехзонной газификации древесного угля на лабораторной установке в УрФУ-УГТУ был получен следующий состав газа:  $\text{CO} = 30\%$ ;  $\text{H}_2 = 8 \div 10\%$ ;  $\text{CH}_4 = 0\%$ ;  $\text{CO}_2 = 2 \div 3\%$ ;  $\text{O}_2 = 0\%$ ;  $\text{N}_2$  – остаток.

В заключении можно отметить, что для миниТЭЦ когенерационного типа, в зависимости от электрогенераторного оборудования и их требованиям по чистоте генераторного газа отечественными специалистами разработаны оригинальные конструкции газогенераторов плотного слоя:

– газогенераторы прямого процесса атмосферного давления и способные к работе под давлением, требуемым для соответствующей технологии (мощностью по силовому газу до 15-17 МВт);

– двухзонные газогенераторы прямого процесса атмосферного давления и способные к работе под давлением, требуемым для соответствующей технологии и одновременно вырабатывающие бессмольный газ (мощностью по силовому газу до 7-10 МВт) для использования в газопоршневых электрических станциях (ГПЭС) и газотурбинных установках (ГТУ) и засмоленный газ (мощностью по силовому газу до 5-7 МВт) для сжигания в паровых или водогрейных котлах;

– трёхзонные газогенераторы обращённого процесса атмосферного давления вырабатывающие бессмольный газ (мощностью по силовому газу до 3-5 МВт) для использования в ГПЭС и ГТУ;

– трёхзонные газогенераторы обращённого процесса работающего под давлением до 1,6-2,0 МПа предназначенные для работы либо в установках по производству СЖТ в реакторах Фишера-Тропша, либо в реакторах, производящих другую химическую продукцию (мощность аппаратов по синтез-газу до 10 МВт).

Все перечисленные аппараты способны работать на любом виде твёрдого топлива (все марки угля и их шламы, отходы сельскохозяйственной и животноводческой деятельности торфа и пр.), предварительно прошедших обработку обезвоживанием и брикетированием.

На кафедре теплоэнергетики КузГТУ ведутся исследования процессов паровой газификации твердого угольного топлива, в отличие от воздушной или паровоздушной газификации, представленной выше. Экспериментальный стенд паровой газификации в плотном слое представлен на рис. 4.

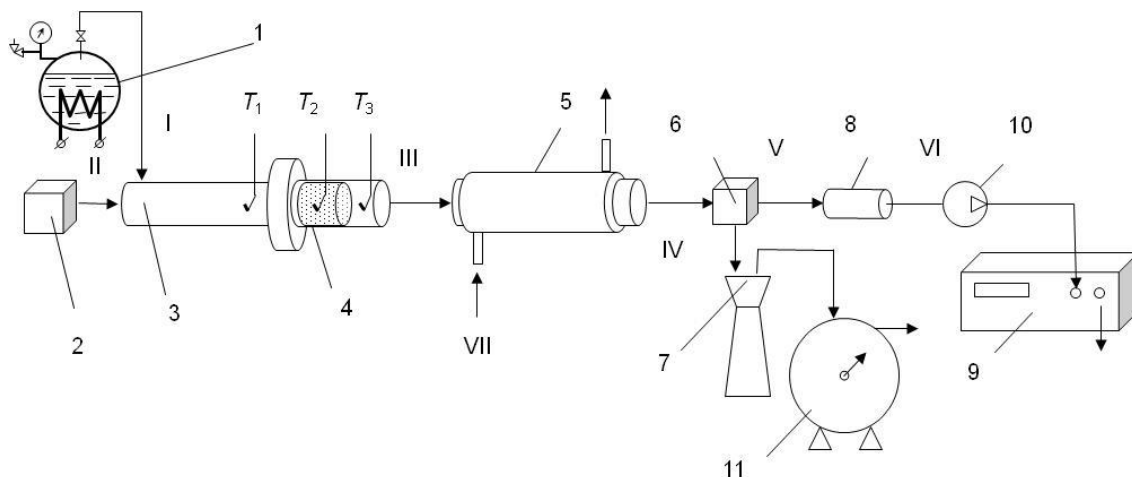


Рис. 4. Схема экспериментального стенда

I – вход низкотемпературного пара; II – вход высокотемпературного пара; III – выход парогазовой смеси; IV – выход конденсата; V – выход влажного газа; VI – выход сухого газа; VII – охлаждающая вода

1 – парогенератор; 2 – генератор горючей смеси; 3 – зона смешения рабочего участка;

4 – реакционная зона рабочего участка; 5 – конденсатор; 6 – емкость разделения;

7 – емкость сбора конденсата; 8 – емкость осушения газа; 9 – газоанализатор;

10 – перистальтический насос; 11 – газовый барабанный счетчик;

$T_1, T_2, T_3$  – соответственно измерение температуры перед реакционной зоной, в реакционной зоне и после

Экономически затратное осуществление паровой газификации с температурой водяного пара до 1200°C в настоящее время имеет ряд преимуществ. При таком способе генераторный (синтез-газ) газ имеет суммарно в составе до 80-90% оксида углерода и водорода. Это прекрасное химическое сырье для производства СЖТ по реакции Фишера-Тропша. В синтез-газе такой технологии отсутствуют балластные компоненты и компоненты, отравляющие катализаторы, применяемые для производства различного вида СЖТ. Для примера в табл. 1 представлена сравнительная характеристика ценообразования производства одной тонны СЖТ (только по эксплуатационным затратам) при паровой и парокислородной газификации угля.

Таблица 1

Сравнение затрат при паровой и парокислородной газификации

| Вид газификации                                           | Паровая | Паровая, с учетом продажи тепловой энергии | Парокислородная |
|-----------------------------------------------------------|---------|--------------------------------------------|-----------------|
| Стоимость 1 м <sup>3</sup> смеси CO+H <sub>2</sub> , руб. | 2.1     | 1.28                                       | 0.79            |
| Стоимость тонны СЖТ                                       | 10500   | 6400                                       | 3950            |

Основными преимуществами паровой бескислородной газификации являются:

- отсутствие кислорода в дутье. Это позволяет существенно сократить капитальные и энергетические затраты на выработку O<sub>2</sub>, требуемого для поддержания брутто эндотермического процесса газификации;
- использование парового дутья определяет теоретически наибольшее количество получаемого синтез-газа из одного килограмма углерода газифицируемого материала среди всех наиболее широко применяемых технологий газификации ([6], табл. 2);
- использование газифицирующего агента в виде перегретого водяного пара обеспечивают содержание целевых компонентов – H<sub>2</sub> и CO – в синтез-газе до 90% об.

Таблица 2

Характеристики идеальных газов при различных технологиях газификации [7]

| Способ газификации | Состав газа, % (об.) |                |                | Выход газа, м <sup>3</sup> /кг | Теплота сгорания газа, МДж/м <sup>3</sup> |
|--------------------|----------------------|----------------|----------------|--------------------------------|-------------------------------------------|
|                    | CO                   | H <sub>2</sub> | N <sub>2</sub> |                                |                                           |
| Воздушный          | 34,7                 | -              | 65,3           | 5,39                           | 4,4                                       |
| Водяной            | 50                   | 50             | -              | 17,7                           | 11,77                                     |
| Полуводяной        | 40,3                 | 18,2           | 41,5           | 4,63                           | 7,08                                      |
| Окислительный      | 68,9                 | 31,1           | -              | 2,71                           | 12,15                                     |

Из таблицы видно, что паровая газификация имеет большую стоимость 1 тонны СЖТ, чем парокислородная. С другой стороны, теоретический выход газа (табл. 2) при паровой технологии, существенно выше, чем при парокислородной. При создании определенных условий протекания процесса газификации можно существенно сократить разницу в издержках на производство одной тонны СЖТ по двум рассматриваемым технологиям за счет увеличения количества получаемого синтез-газа при паровой технологии до 9 м<sup>3</sup>/кг *топлива* (в экспериментальных исследованиях авторов и сотрудников кафедры теплоэнергетики КузГТУ было получено 4 м<sup>3</sup>/кг *топлива*). Добиться этого можно, если использовать газогенераторы с кипящим слоем, для которых теплообмен протекает значительно интенсивнее, чем в плотном слое.

Будем надеяться, что в Кузбассе в ближайшее время будет реализация одного из проектов газогенераторных установок, освещенных в работе.

#### Список литературы:

1. Клейн, М. С. Обогащение и обезвоживание тонких угольных шламов с использованием метода масляной грануляции / М. С. Клейн, А. А. Байченко, Е. В. Почевалова // Горный инф.-аналит. бюллетень. – 2002, №4. – С. 237-239.
2. Серегин, А. И. Переработка угольных шламов в товарные продукты нетрадиционным физико-химическим воздействием [Текст]: дис. ... канд.техн.наук: 05.17.07: защищена 17.06.09. – Москва, 2009. – 261 с.

3. Плотников, В. П. Экономическое обоснование внедрения выемочных комбайнов с гидроприводом исполнительных органов для добычи крупного угля / В.П. Плотников // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2006, №3. – С. 49-53.
4. Рябов, Г. А. Применение полигенерирующих систем для эффективного использования твердых топлив / Г.А. Рябов, Д.С. Литун, О.М. Фоломеев, Д.С. Санкин // VIII Всероссийский семинар вузов по теплофизике и энергетике: сб. докл. / Уральский федеральный ун-т, Институт теплофизики СО РАН им С.С. Кутателадзе. - Екатеринбург, 2013. - С. 529-536.
5. Папафанасопуло, Г. А. К вопросу о подземной газификации / Г.А. Папафанасопуло // Новости теплоснабжения. – 2005, №7. – С. 34-38.
6. Загрутдинов, Р. Ш. Технологии газификации в плотном слое / Р. Ш Загрутдинов, А. Н. Нагорнов, А. Ф Рыжков, П. К. Сеначин. – Барнаул: «Алтайский дом печати», 2009. – 296 с.
7. Мановян, А. К. Технология переработки природных энергоносителей / А.К. Мановян. – М: Химия, КолосС, 2004. – 456 с.: ил.

### Задачи функциональной надежности электростанций

*Гончаров И.О., Шмойлов А.В.*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Функциональная надежность аналогично структурной оценивается интересующими показателями в каждом из состояний (нормальном, ремонтных состояниях, рабочих отличных от нормального состояния) схемы электрических соединений электростанции. Также представляют практический интерес усредненные по всем состояниям показатели, которые обычно вычисляются по формуле полной вероятности.

Аналогично свойственной практической методике структурной надежности универсальной триады показателей (параметр потока аварийной потери, средняя продолжительность и вероятность аварийного простоя) для любых расчетных объектов (силовых элементов) схем электрических соединений при расчете и анализе функциональной надежности имеют место параметры законов распределения вероятностей (ЗРВ) фактических электрических величин (потоки активной и реактивной мощности, токи, уровни и углы напряжений в узлах) в рабочих и аварийных условиях. В силу многомерной функциональной зависимости электрических величин как параметров рабочих режимов от множества аргументов (фактические активные и реактивные мощности нагрузочных узлов, фактические активные загрузки и напряжения генераторных узлов) вероятности названных электрических величин будут подчиняться нормальному ЗРВ. Поэтому практически необходимо определять параметры нормального ЗРВ математическое ожидание (МО) и среднеквадратическое отклонение (СКО) интересующих электрических величин (потоки активной и реактивной мощности, токи, уровни и углы напряжений в узлах). Это осуществляется с помощью разработанного метода селекции границ интервалов входных и выходных данных (СГИД), модификация которого представлена в [1]. В настоящее время метод СГИД развит не только для нормальных, но и для всех ЗРВ разных функциональных зависимостей как с большим, так и с малым количеством аргументов.

Однако в отличие от структурной надежности, показатели которой определяются только для фактических структурно-коммутационных состояний сети, в случае функциональной надежности возникают новые, многочисленные, углубленные и тонкие возможности оценки качеств каждого структурно-коммутационного состояния по значениям каждого интересующего режимного параметра с распределением вероятностей его значений по разным ЗРВ, усреднением и обобщением этих оценок. Однако каждому фактическому режимному параметру или фактической электрической величине соответствуют предельно-допустимые (ПД) или ресурсные величины. Например, фактическим активной и реактивной мощностям электростанции или группы электростанций соответствуют располагаемая или ресурсная активная и реактивной мощности названных электростанций, которые, с одной стороны, виртуальны, с другой стороны, логически могут быть распределены на ветви станционных, примыкающих и всех удаленных сетей, а, с третьей стороны, случайно изменяются при физическом повреждении агрегатов электростанций. Аналогично, фактическим потокам активной и реактивной мощностям в ветвях электрической сети соответствуют длительно-допустимые (ДД) в рабочих условиях и кратковременно-допустимые (КД) электрические величины, воздействующие на оборудование, токоведущие части и коммутационные аппараты в аварийных ситуациях коротких замыканий, асинхронных режимов. Хотя ДД и КД величины задаются в справочных данных как постоянные, но они практически

изменяются с изменением параметров среды: температуры, влажности. Кроме ДД и КД величин в ветвях сети могут рассматриваться потоки ПД располагаемых мощностей электростанций и электропередач. Ресурсные ПД величины вместе с характеризующими их ЗРВ можно распределить по элементам электростанции и примыкающей сети благодаря чему возникает принципиально иная ситуация сравнения полных вероятностных характеристик фактических и ПД величин в интересующих ветвях и узлах сети. Данное сравнение может быть осуществлено двумя путями: 1) с помощью определения риска или вероятности превосходства фактической величины над интересующим заданным значением, например, полной номинальной мощности трансформаторной связи в главной схеме электростанции или тока линейной связи электростанции с энергосистемой и соответственно заданного значения над ПД величиной, являющейся также случайной; 2) путем определения параметров ЗРВ и показателей такой обобщенной случайной величины как небаланс или разность между интересующими случайными потоками ПД и фактической величин. В первом случае риски или вероятности превосходства приведены к одним и тем же условиям функционирования, поэтому суммируются для каждого варианта заданного значения. Благодаря этому возникают разные варианты проектных решений с разным суммарным риском, на основании чего выбирается вариант оптимального решения, например, оптимальные номинальная мощность оборудования или экономический ток линейной связи при минимальном суммарном риске. Во втором случае сначала по методу СГИД определяются параметры ЗРВ новой обобщенной случайной величины небаланса по ЗРВ фактической и ресурсной или ПД составляющими, а затем находятся показатели отрицательного небаланса или дефицита электрической величины, также экономического ущерба для каждого варианта электростанции или распределительного устройства, в том числе оптимального с минимальным ущербом; положительного небаланса или резерва, экономического ущерба из-за замороженных капитальных затрат.

Таким образом, названные пути определения функциональной надежности в отличие от структурной позволяют найти не просто показатели надежности для случайной фактической ситуации, но принимать проектные решения, направленные на изменение и приближение фактической ситуации к оптимальному варианту с точки зрения минимума потерь или максимума эффекта. Другими словами, предлагаемые алгоритмы функциональной надежности самодостаточны и являются полноценными инструментами принятия проектных решений в рамках каждого структурно-коммутационного состояния.

Данное качество достигнуто благодаря применению разработанного метода СГИД, позволяющего просто формировать ЗРВ неслучайных (а в общем случае и случайных) функций от случайных аргументов, какой бы большой размерности эти функции не были. Практически любые задачи, в том числе и функциональной надежности, всегда могут быть выражены как неслучайные или случайные функции от случайных аргументов (СА), а значит по методу СГИД можно определить ЗРВ результатов интересующей функциональной зависимости. Это осуществляется в последовательности. Сначала определяются ЗРВ случайных аргументов, обычно по статистическим данным. Существующая статистика СА для задач о параметрах режимов и электрических величин при повреждениях в электрических сетях (активные и реактивные мощности нагрузочных узлов, активные мощности и напряжения генераторных узлов) [2] согласно закона больших чисел теории вероятности распределены по нормальному ЗРВ. В ряде случаев названные СА бывают близки к равномерному ЗРВ. Затем с помощью функций распределения вероятностей (ФРВ) определяются квантили всех порядков от нуля до единицы каждого аргумента. Эта процедура позволяет сформировать каждый вариант СА как квантилей одного порядка для расчета значения или результата функциональной зависимости (ФЗ) тоже как квантиля того же порядка, что и квантилей СА. Зависимость порядков квантилей ФЗ от нарастающих квантилей ФЗ одинаковых порядков с квантилями СА и является ФРВ искомого ЗРВ.

Отношение разности порядков соседних квантилей ФЗ или интервала ФРВ функциональной зависимости к разности этих квантилей формирует значения высот прямоугольников гистограммы или усредненные значения плотности распределения вероятностей (ПРВ) на интервалах квантилей – второй модификации ЗРВ функциональной зависимости. Усредненные значения ПРВ на больших интервалах квантилей могут заметно отличаться от истинных значений, поэтому целесообразно для расчетов ПРВ, пристыкованных к интересующей точке ФЗ, рассматривать дополнительный малый интервал квантилей СА, в рамках которого адекватно отразятся как малый интервал квантилей ФЗ, так и уточненные значения ПРВ.



Знание ЗРВ в виде ФРВ или ПРВ результатов функциональной зависимости позволяет полноценно описать фактические случайные потоки и величины, а для решения сформулированных практических задач функциональной надежности в виде рисков или характеристик небалансов необходимо знать также данные полные вероятностные характеристики ЗРВ, но ресурсных или ПД величин.

Конкретно в данной работе планируется использовать фактические и ресурсные активные и реактивные потоки мощностей и токов через распределительные устройства и в целом электростанции, распределение квантилей данных потоков по ветвям трансформаторных и линейных связей электростанции с энергосистемой небалансы указанных величин в названных узлах и ветвях; При этом вероятности располагаемых мощностей приняты распределенными по закону двухпараметрической экспоненты, а небалансы – приближенно по нормальному ЗРВ. Вполне есть возможность с помощью метода СГИД найти точно ЗРВ небаланса как разности (ФЗ) двух СА фактического и ресурсного потоков, распределенных соответственно по нормальному и двухпараметрически-экспоненциальному ЗРВ. Двухпараметрические ЗРВ свойственны ресурсным потокам: в виде экспоненты в случае располагаемых мощностей электростанций, в виде нормального или другого более точного ЗРВ в случае предельно-допустимых (ПД) мощностей электростанций, входящих в состав электропередач. Деление ресурсных потоков на располагаемые и ПД мощности соотносится примерно так же как фактические и ресурсные составляющие небалансов, т.е. по большому счету вероятности ресурсных составляющих распределены по ЗРВ двух параметрической экспоненты при учете только повреждаемости агрегатов электростанции. Однако ПД мощности агрегатов зависят также от ПД значений токов ротора и статора и генерации реактивной мощности сети. С учетом названных факторов ПД или располагаемая мощность будет иметь более сложный ЗРВ, который может быть определен по методу СГИД. Однако функциональные зависимости ПД активной и реактивной мощности как отдельных агрегатов, так и всей станции пока достаточно надежно не определены.

Для более простых ФЗ ресурсных полной мощности трансформаторной и полного тока линейной связей соответственно в виде выражений:  $S_T = \sqrt{N_T^2 + Q_T^2}$  и  $I_L = \sqrt{N_L^2 + Q_L^2} / (\sqrt{3}U_L)$ , структура которых не отличаются от выражений для фактических величин, получение ЗРВ по методу СГИД не составит трудностей.

Также производились расчеты суммарных рисков двух превосходств: 1) фактической полной мощности трансформаторной связи станционной сети и полного тока линейной связи электростанции соответственно над принятыми номинальной мощностью трансформаторов связи и суммарным экономическим током цепей линии связи, 2) принятых последних двух величин над полной располагаемой мощностью трансформаторной связи и полным располагаемым током линейной связи. Вероятности полных располагаемых мощностей и токов приняты распределенными по нормальному ЗРВ. Названные задачи выполнены в полном объеме, в том числе с оптимизацией проектных решений. Для определения ЗРВ располагаемых полной мощности трансформаторных связей и полного располагаемого тока линейной связи необходимо предварительное пространственное распределение ЗРВ располагаемых мощностей и тока в целом электростанции по ветвям станционной сети и примыкающих к распредустройствам станции сетей. Делается это, исходя из: 1) жесткой привязки квантилей одного порядка ( $p_1$ ) потоков располагаемой и фактической мощностей, также тока электростанции; 2) естественной логики того же вида ЗРВ потоков в каждой ветви, что и в целом электростанции; 3) одних и тех же соотношений квантилей разных порядков для каждой ветви и в целом электростанции, в частности, максимальных располагаемых величин и квантиля порядка  $p_1$  этих же величин.

Вычислены вероятностные показатели асинхронного режима интересующего генератора в заданном нормальном коммутационном состоянии электростанции. С этой целью построены при некоторых практически естественных ограничениях векторные диаграммы ПД электрических величин двух специализированных режимов с исходными данными как квантилями больших и близких друг к другу порядков. На основании полученных данных вычислены квантили ПД активной и реактивной мощностей и полного тока электростанции как квантилей двух порядков, с помощью которых находятся параметры нормальных ЗРВ названных электрических величин.

Процедуры функциональной надежности позволяют решать задачи выбора и проверки оборудования, токоведущих частей и коммутационных аппаратов с учетом разбросов фактических рабочих и аварийных токов при коротких замыканиях, а также случайных отклонений испытательных ДД и КД токов, заданных в каталогах и справочной литературе.

Выводы:

1. Определение совместно показателей структурной и функциональной надежности для интересующих объектов схем электрических соединений является естественным и продуктивным. Объединяющей и обобщающей при этом является структурная надежность, а функциональная увеличивает глубину знания о метрологическом наполнении интересующих объектов схемы. Усреднение показателей функциональной надежности, равно как и структурной осуществляется через показатели состояний схемы структурной надежности. Совместные показатели структурной и функциональной надежности дают полную и качественную оценку работы оборудования и схем электрических соединений.

2. Для расчетов показателей функциональной надежности необходимо знание законов распределения вероятностей (ЗРВ) математических моделей интересующих режимных задач как ФЗ от случайных аргументов (СА), что позволяет реализовать разработанный метод селекции границ интервалов входных и выходных данных (СГИД). Разработка математических моделей как ФЗ от СА является актуальной задачей функциональной надежности.

#### Список литературы:

1. Шмойлов А.В., Кривова Л.В., Стоянов Е.И., Игнатьев К.В. Вероятностный метод селекции границ интервалов данных для задач электроэнергетики. – Изв. ВУЗов «Проблемы энергетики», 2008, № 7 – 8/1. – с. 146 – 157.
2. Тимченко В.Ф.. Колебания нагрузки и обменной мощности энергосистем. – М.: Энергия, 1975. – 208 с.

#### Исследование проблемы всережимной верификации средств моделирования электроэнергетических систем

*Суворов А.А.*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Любая современная электроэнергетическая система (ЭЭС), образует большую, нелинейную, динамическую систему. Проектирование, исследование и эксплуатация таких систем является трудной задачей из-за сложности получения достоверной, в том числе своевременной, информации о процессах в оборудовании и ЭЭС в целом в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах их работы. Получение этой информации путем натурных испытаний, за редким исключением, недопустимо, а из-за сложности ЭЭС невозможно полноценное физическое моделирование [1,2]. В результате основным направлением для получения необходимых сведений о процессах, протекающих в оборудовании и в ЭЭС в целом, является моделирование, преимущественно математическое, полнота, достоверность и оперативность которого зависит от двух факторов:

- Полноты и достоверности математических моделей всего значимого оборудования в ЭЭС;
- Способности средств решения осуществлять реализацию этих моделей с гарантированной точностью, на необходимом интервале и с необходимой оперативностью, в том числе в реальном времени.

Что касается первого фактора, то достигнутый уровень физико-математического представления нормальных и аномальных процессов позволяет в полной мере описать весь единый спектр квазиустановившихся и переходных процессов в оборудовании и в ЭЭС в целом. Однако, полученная математическая модель, даже с учетом допустимого частичного эквивалентирования, содержит жесткую, нелинейную систему дифференциальных уравнений высокого порядка. Для решения подобных систем дифференциальных уравнений используются численные методы интегрирования, применяемые во всех программах и программно-технических комплексах моделирования ЭЭС (Мустанг, Дакар, Евростаг, RTDS и др.). Применимость таких методов определяется ограничительными условиями, определяемыми теорией методов дискретизации дифференциальных уравнений, согласно которым подобные системы уравнений оказываются плохо обусловленными на условиях применимости численных методов интегрирования. Поэтому их удовлетворительное решение маловероятно, а для улучшения обусловленности необходимо снижать жесткость, дифференциальный порядок, нелинейность и уменьшать интервал решения, осуществимые только за счет декомпозиции режимов и процессов ЭЭС, упрощения математических моделей оборудования и ЭЭС в целом, а также сокращения интервала воспроизведения процессов. Кроме того, помимо указанных упрощений, численные методы всегда имеют методическую ошибку, которая остается неизвестной в процессе всего решения, а ее определение до сих пор является одной из фундаментальных проблем присущих

данным методам. В связи с высокой вероятностью получения недостоверных результатов моделирования, для особо ответственных расчетов, таких как расчет уставок релейной защиты и автоматики (РЗА), такие средства моделирования не применяются, а используются программные комплексы (АРМ СРЗА), с помощью которых рассчитываются установившиеся аварийные режимы. За счет целенаправленных допущений, связанных с исключением переходных процессов, возникает необходимость применять приближенную коррекцию результатов с помощью обобщенных коэффициентов. Ввиду вышеизложенного перспектива радикального решения проблем адекватности моделирования ЭЭС, с помощью используемых в настоящее время средств, не просматривается. Единственным способом получения приемлемых практических результатов, в определенном диапазоне процессов, посредством существующих программных комплексов является их надежная верификация. В настоящее время можно надежно и достоверно обеспечить верификацию расчетов установившихся режимов используя *достоверизированные* данные оперативно-измерительных комплексов ЭЭС, SCADA-систем и т.п. Проблема возникает с верификацией расчетов переходных процессов. Для получения данных о переходных процессах объявлена и постепенно реализуется программа РАО "ЕЭС России" о внедрении системы мониторинга переходных режимов (СМНР) [3], которая предполагает: установку аварийных регистраторов на всех значимых присоединениях ЭЭС, организацию информационно-управляющей системы по синхронному сбору и хранению получаемой информации. Данное мероприятие является весьма затратным и рассчитанным на длительный временной период, связанный с накоплением информации о всевозможных нормальных и аномальных процессах в оборудовании и в ЭЭС в целом. Одним из альтернативных направлений верификации существующих ПК представляется подход, основанный на сравнение существующих ПК со средствами, которые позволяют методически точно, с гарантированной инструментальной погрешностью, на неограниченном временном интервале решать системы дифференциальных уравнений любой жесткости, нелинейности и дифференциального порядка. Если весь непрерывный спектр всевозможных нормальных и аномальных процессов в ЭЭС воспроизводится в результате методически точного, непрерывного решения в реальном времени всегда одной и той же математической модели ЭЭС, то любой воспроизводимый установившийся режим является результатом решения этой математической модели и представляет собой одну из составляющих всевозможного нормального и аномального спектра процессов, в частности при частоте  $f=50$  Гц. Так как происходит непрерывное, бездекомпозиционное, методически точное решение математической модели, то экспериментальную точность воспроизведения установившегося режима можно распространять на весь рабочий диапазон частот  $0 \div 1000$  Гц. При этом достоверность полученных экспериментальных результатов устанавливается путем сравнения с данными контрольных диспетчерских замеров установившегося режима любой реальной ЭЭС. Данным средством может выступать Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС), созданный на базе Энергетического института Томского политехнического университета [4].

#### Список литературы:

1. Веников В.А. Теория подобия и моделирование применительно к задачам электроэнергетики. – М.: Высш. шк., 1966. – 487с.
2. Щедрин Н.Н. Упрощение электрических систем при моделировании. – М. – Л.: Энергия, 1966. – 156с.
3. Приказ № 344 от 01.06.05 г. ОАО РАО «ЕЭС России» «О создании системы мониторинга переходных режимов ЭЭС/ОЭС».
4. Боровиков Ю. С., Гусев А. С., Сулайманов А. О. Принципы построения средств моделирования в реальном времени интеллектуальных энергосистем // Электричество. – 2012. – №6. – С.10 – 13.

#### Анализ показателей надежности выпрямительного диода МД1-950-44-Е в корпусе М.Е1.

Анисимов Н.С., Кравченко Е.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современные полупроводниковые выпрямительные модули выдерживают средний переменный ток до 807А при температуре  $+85^{\circ}\text{C}$  (частота 50Гц, в течение полупериода), напряжение до 2600В и имеют изолированный корпус с напряжением изоляции 3000В АС в течение 1 мин, соответствующий промышленным требованиям и стандартам

электробезопасности Российской Федерации. С помощью прижимных болтов с резьбой М5 осуществляется удобный и надежный контакт клемм модуля с силовыми токоведущими проводниками.

Среди сфер применения для новых модулей можно отметить:

1. устройства плавного пуска электродвигателей и другого оборудования с высокими пусковыми токами;
2. промышленные электроприводы, преобразователи напряжения для ветрогенераторов;
3. источники питания и сварочные аппараты.

Модель выпрямительного диода МД1-950-44-Е в корпусе М.Е1. представлена на рис. 1.

Области применения:

1. регуляторы переменного тока (например, для контроля температуры, регулирования скорости вращения двигателя постоянного тока);
2. управляемые ключи в узлах радиоэлектронной аппаратуры;
3. станкостроение (управление асинхронными двигателями в ключевом режиме);
4. силовоточные реле.



Рис.1 Выпрямительный диод МД1-950-44-Е в корпусе М.Е1.

**Цель настоящей работы** – анализ интенсивностей отказов силовых полупроводниковых приборов (СПП) на основе численного моделирования нестационарных неоднородных полей температур при наличии одного локально расположенного источника тепловыделения в условиях естественной конвекции и рабочих температурах окружающей среды.

Анализ теплового режима работы проводился на основе типичного для силовой электротехники выпрямительный диода МД1-950-44-Е рис. 1. с температурой перехода  $T_{пер}=125^{\circ}\text{C}$ . (рис.2).

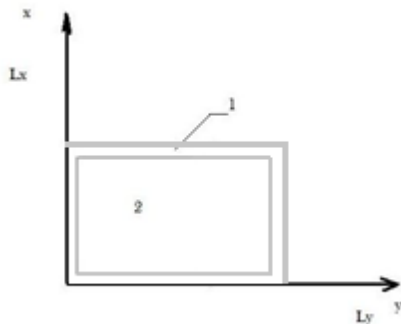


Рис. 2. Геометрия области решения (1,2 – области с различными теплофизическими характеристиками).

Математическая постановка задачи будет иметь

вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} \rho_1 c_1 \frac{\partial T_1}{\partial t} = \lambda_1 \left( \frac{\partial^2 T_1}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T_1}{\partial y^2} \right) + Q(x, y) \quad \left\{ \begin{array}{l} 0 < x < l_1, 0 < y < H; \\ l_1 \leq x \leq l_1 + l_2, 0 < y < h_1, h_1 + h_2 < y < H; \\ l_1 + l_2 < x < L, 0 < y < H; \end{array} \right. \\ \rho_2 c_2 \frac{\partial T_2}{\partial t} = \lambda_2 \left( \frac{\partial^2 T_2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T_2}{\partial y^2} \right) + Q(x, y), l_1 < x < l_1 + l_2, h_1 < y < h_1 + h_2 \end{array} \right. \quad (1)$$

Начальные и граничные условия запишутся следующим образом:

$$\begin{aligned}
t = 0 : T &= T_0, 0 \leq x \leq L, 0 \leq y \leq H; \\
x = 0 : T &= T_h, t > 0; \\
x = L : T &= T_c, t > 0; \\
y = 0 : \frac{\partial T}{\partial y} &= T_h, t > 0; \\
y = H : \frac{\partial T}{\partial y} &= T_c, t > 0;
\end{aligned} \tag{2}$$

Проведено численное моделирование температурного поля в неоднородной пластине с размерами по осям  $x$  и  $y$  равными  $L_x$  и  $L_y$ ,  $x \in [0; L_x]$ ,  $y \in [0; L_y]$ , где  $x, y$  – координаты.

Предполагалось, что модель (пластина) включает области с отличающимися теплофизическими характеристиками (табл.1). На краях пластины заданы граничные условия 3 рода [1].

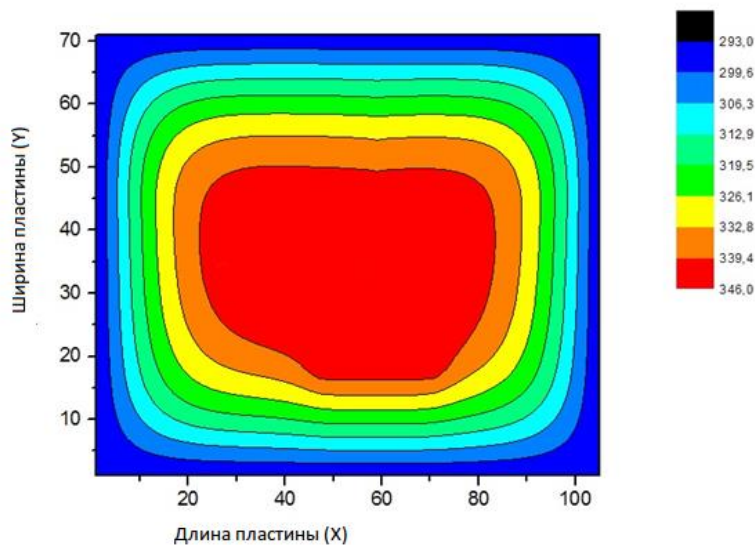
**Таблица 1.** Теплофизические свойства материалов (пластины)

| Материал   | $\lambda, \text{Вт/м} \cdot \text{К}$ | $C, \text{кДж/кг} \cdot \text{К}$ | $\rho, \text{кг/м}^3$ |
|------------|---------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------|
| Полистирол | 0.17                                  | 1110                              | 1060                  |
| Кремний    | 149                                   | 800                               | 2330                  |

Основные допущения, используемые при постановке задачи:

1. Теплофизические характеристики материалов не зависят от температуры.
2. Тепловой контакт на границах между областями (1,2) считается идеальным.

Характерный вид температурного поля моделируемого объекта (диодного модуля) при



температуре окружающей среды  $T=25^\circ\text{C}$  в момент времени  $t=600$  с показан на рис.3 [2].

**Рис.3.** Температурное поле моделируемого объекта

#### Постановка задачи прогнозирования показателей надежности СПП.

Для анализа показателей надежности выпрямительного диода выбраны

математические модели – Аррениуса и мультипликативная модель [3].

Мультипликативная математическая модель оценки надежности диодного модуля :

$$\lambda_{\Sigma} = \lambda_{б.с.г.} \cdot K_p \cdot K_{дн} \cdot K_{\phi} \cdot K_{s1} \cdot K_{np} \cdot K_{\Sigma} \tag{3}$$

где:  $\lambda_{б.с.г.}$  – базовая интенсивность отказов силового прибора;  $K_p$  – коэффициент режима, зависящий от электрической нагрузки и температуры;  $K_{дн}$  – значение коэффициента  $K_{дн}$  в зависимости от максимально допустимой, установленной в ТУ, электрической нагрузки.  $K_{\phi}$  – коэффициент функциональной специфики режима работы прибора;  $K_{s1}$  – значения коэффициента  $K_{s1}$  в зависимости от величины рабочего напряжения относительно максимально допустимого по ТУ;  $K_{np}$  – коэффициент уровня качества прибора;  $K_{\Sigma}$  – коэффициент жесткости условий эксплуатации.

**Таблица 2.** Значения коэффициентов

| $\lambda_{б.с.г.}$ | $K_p$  | $K_{дн}$ | $K_{\phi}$ | $K_{s1}$ | $K_{np}$ | $K_z$ |
|--------------------|--------|----------|------------|----------|----------|-------|
| 0.1                | 0.0477 | 0.6      | 0.5        | 0.7      | 1        | 1     |

Модель Аррениуса для оценки надежности диодного модуля:

$$\lambda_A(T) = C \cdot \exp\left(\frac{-E}{kT}\right),$$

где:  $C$ -константа,  $E$  -энергия активации,  $k$ -постоянная Больцмана.

Результаты численного моделирования показателей надежности (интенсивности отказов) СПП приведены на рис. 5. Поведение функции интенсивности отказов  $\lambda(t)$  свидетельствует не только о значительных различиях в оценках надежности по моделям (3) и (4), но и о высокой степени зависимости прогностической модели Аррениуса (кривые  $\lambda(T_{max})$  и  $\lambda(T_{cp})$  на рис.4) от расчетной (принимаемой) температуры.

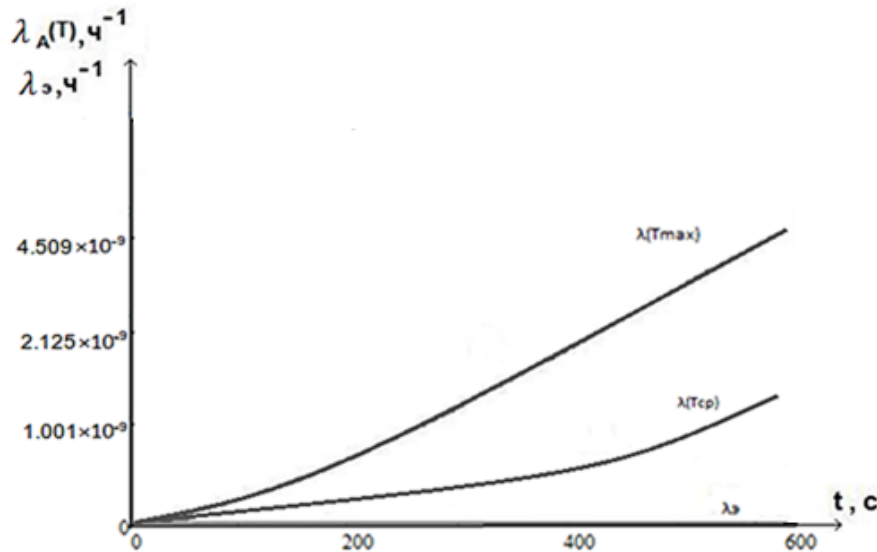


**Рис. 4.** Интенсивность отказов СПП при температуре окружающей среды  $T=25^\circ\text{C}$ ,  $t=600\text{с}$ . ( $\lambda_z$  – мультипликативная модель (1);  $\lambda(T_{cp})$  – модель Аррениуса (при  $T_{cp}$ );  $\lambda(T_{max})$  – модель Аррениуса (при  $T_{max}$ )

Анализ зависимостей представленных на рис.4 показывает, что численные значения  $\lambda(T_{max})$ , рассчитанные по модели Аррениуса (4), в 5 раз выше полученных по мультипликативной модели (3) для времени работы 600с. и температуры окружающей среды  $25^\circ\text{C}$ . При этом для средней температуры по прибору показатель надежности ниже в 2 раза.

#### Закключение.

Использование мультипликативной модели (3) в оценках интенсивности отказов СПП приводит к значительному завышению эксплуатационного ресурса приборов.

Прогнозирование показателей надежности силовых полупроводниковых приборов необходимо проводить на основании анализа реального нестационарного неоднородного теплового режима прибора.

#### Список литературы:

1. Кузнецов Г.В., Шерemet М.А. Разностные методы решения задач теплопроводности: учебное пособие. / Г.В. Кузнецов, М.А. Шерemet. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – 172 с.
2. Кузнецов Г.В., Кравченко Е.В. Анализ деструкции полимерного материала изделий электронной техники в условиях пространственной неоднородности температурных полей // Электромагнитные волны и электронные системы. 2014. №3. С. 4-12
3. Справочник «Надежность электрорадиоизделий» / Под ред. Прытков С.Ф., Горбачев В.М.
4. ГОСТ 27.301-95 Надежность в технике. Расчет надежности. Основные положения.



**Повышение эффективности ветроэнергетических установок в условиях сельской местности***Филимонова О.В.**Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия*

В настоящее время ветровая энергетика развивается быстрее, чем любой другой вид возобновляемой энергетики. Ветроэнергетические установки (ВЭУ) являются наиболее привлекательным решением мировых энергетических проблем. Они не загрязняют окружающую среду и не зависят от топлива. По сравнению с ископаемыми ресурсами ветер – мощный естественный источник энергии, который постоянно доступен практически в любой стране мира и не зависит от колебаний цен на топливо. Также мощным стимулом для развития ветровой энергетики является необходимость принятия срочных мер по предотвращению дальнейшего изменения климата.

В климатических условиях Самарской области наибольшую экономическую целесообразность имеет применение ВЭУ в качестве автономного источника электроэнергии в южных и восточных районах области, где среднегодовая скорость ветра составляет 5-7 м/с. Кроме того, эти районы характеризуются низкой плотностью населения на больших, слабо освоенных в промышленном отношении территориях, в результате чего, стоимость доставки энергоресурса в этой местности превышает его себестоимость.

В настоящее время наиболее актуальным направлением развития ветроэнергетики в Самарской области является разработка ВЭУ для снабжения электрической и тепловой энергией объектов социальной и образовательной инфраструктуры небольших поселков и деревень. Как показали наши наблюдения, наибольшая эффективность ВЭУ наблюдается в зимний период, когда появляется естественная необходимость в значительном количестве тепла, а так же характерно увеличение ветроэнергетического потенциала.

Кроме того, при использовании энергии ветра для теплоснабжения предъявляются невысокие требования к качеству электроэнергии, вырабатываемой ВЭУ. Важно лишь, чтобы её количество было достаточно для покрытия тепловой нагрузки. Это приводит к максимальному упрощению конструкции ВЭУ (т.к. нет необходимости в использовании аккумуляторных батарей (АБ) и инвертора), снижению общей стоимости и повышению надежности.

В летний период, когда потребности в теплоснабжении значительно снижаются, ВЭУ работает как автономный источник электроэнергии для бытовых нужд. Однако здесь возникают проблемы связанные с утилизацией этой энергии из-за несовпадения графиков нагрузки потребителей и ветровых условий. Как правило, утилизация электроэнергии происходит с помощью АБ, но это не решает задачу полностью – зарядный ток аккумулятора ограничен, поэтому мы предлагаем повышать энергоэффективность ВЭУ с помощью применения управляющего балласта.

Управление мощностью балласта осуществляется с помощью полупроводниковых регуляторов, построенных по принципу фазового регулирования. Для полного использования энергии ветра мощность балласта  $P_{\text{б}}$  должна быть равной разнице максимальной (для данной скорости ветра) мощности ветрогенератора  $P_{\text{г}}$  и мощности нагрузки в любой момент времени:  $P_{\text{б}} = P_{\text{г}} - P_{\text{н}}$ . Это условие достигается за счет регулятора мощности балласта, включаемого на выход генератора параллельно цепи полезной нагрузки станции. В качестве балластной нагрузки можно использовать электронагревательные элементы, обеспечивающие потребителя горячей водой.

Также для повышения энергоэффективности ВЭУ необходимо правильно выбрать тип генератора. В современной литературе представлены, как правило, типовые схемы ВЭУ большой и средней мощности, где используются генераторы с электромагнитным возбуждением или возбуждением от постоянных магнитов [1]. В нашем случае, мы исследовали энергоэффективность применения ВЭУ в небольших населенных пунктах Самарской области, где мощность генератора не превышает 7 кВт, и работа всей установки происходит в условиях случайной скорости ветра и случайного характера изменения сопротивления нагрузки.

Проведенные нами исследования и компьютерное моделирование (рис.1) показало, что наиболее оптимальным для такого случая, является выбор генератора на постоянных магнитах, который прост по конструкции, надежен и не требует дополнительного питания со стороны обмотки возбуждения.

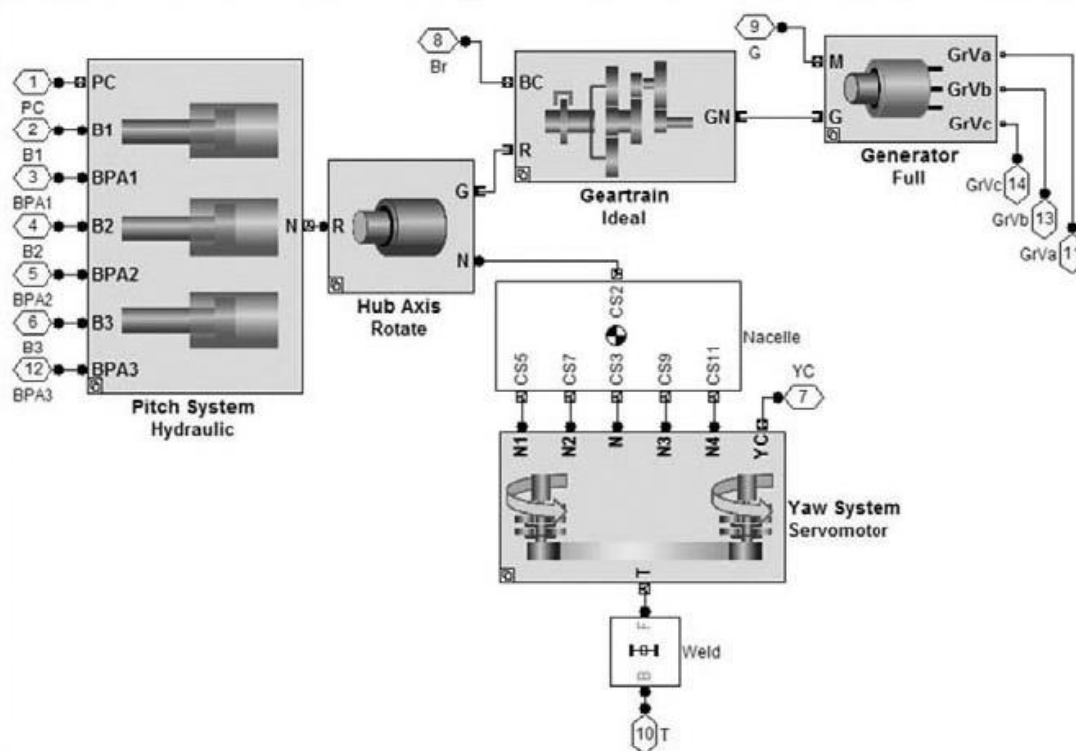


Рис.1. Компьютерное моделирование ВЭУ

Отсутствие трансформатора и редуктора улучшает массогабаритные показатели системы, а применение буферной аккумуляторной батареи достаточной емкости, постоянно подсоединенной к нагрузке, обеспечивает более стабильное напряжение ВЭУ в условиях случайных колебаний скорости ветра и мощности нагрузки.

При оценке экономической эффективности и срока окупаемости ВЭУ в условиях Самарской области были сделаны следующие выводы:

1. При использовании ВЭУ по двум направлениям – для тепло- и электроснабжения, средний срок окупаемости составляет 5 лет;
2. Применение ВЭУ малой мощности (до 5-7 кВт) экономически эффективно при скоростях ветра 4-7 м/с;
3. В условиях степной и лесостепной зоны удаленных и малонаселенных районов Самарской области ветроэнергетика является оптимальным источником возобновляемой электроэнергии.

Таким образом, перспективы использования в Самарской области энергии ветра как источника снабжения автономного потребителя электрической и тепловой энергией имеют большой потенциал.

#### Список литературы:

1. Лукутин Б.В. Энергоэффективные управляемые генераторы для ветроэлектростанций / Б.В. Лукутин, Е.Б. Шандарова, А.И. Муравлев // Известия вузов. Сер. Электромеханика. – 2008. – № 6. – С. 63-66.

#### Расчет и построение нагрузочных диаграмм электропривода

Горишков Р.Г., Юдина В.О.

Самарский государственный технический университет, г. Сызрань, Россия

Автоматизация и электрификация всех отраслей народного хозяйства приводит к облегчению труда рабочих. Примерами простейшего привода является ручной привод, конный привод (где усилия человека заменены тяговой силой животных). На смену им пришел механический привод от ветряного двигателя, от водяного колеса и турбины, паровой машины,

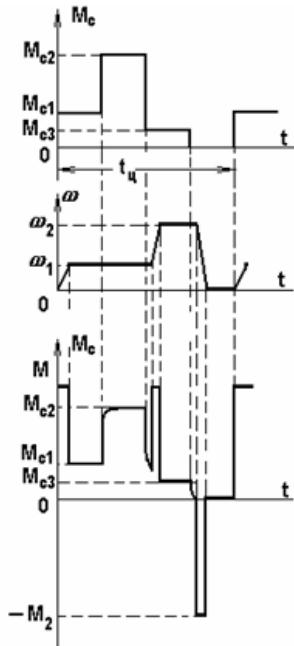
двигателя внутреннего сгорания и от электрического двигателя, который постепенно занял главенствующее место.

Автоматизированным электроприводом называется электромеханическая система, состоящая из электродвигательного, преобразовательного, передаточного и управляющего устройств, предназначенных для приведения в движение исполнительных органов рабочей машины и управления этим движением. В электроприводе основным элементом, непосредственно преобразующим электрическую энергию в механическую, является электрический двигатель, который чаще всего управляется при помощи соответствующих преобразовательных и управляющих устройств с целью формирования статических и динамических характеристик электропривода, отвечающих требованиям производственного механизма.

Исходные данные обычно представляются в виде нагрузочных диаграмм механизма, то есть зависимостей  $M_c(t)$  и  $\omega(t)$  и приведенного момента инерции  $J_{\Sigma}$ . Зависимость  $\omega(t)$  иногда называют тахограммой. Иногда  $M_c(t)$  зависимость от пути, в этом случае при известной скорости можно перестроить заданный график  $M_c(J)$ , получив его в виде  $M_c(t)$ .

Нагрузочные диаграммы механизма, вообще говоря, могут иметь любой вид, однако всегда можно цикл, то есть промежуток времени  $t_{\text{ц}}$ , через который диаграмма повторяется, если характер работы таков, что режимы воспроизводятся плохо, строятся нагрузочные диаграммы для наиболее вероятного или наиболее тяжелого цикла.

Рис. 1. Нагрузочные диаграммы механизма и двигателя



Следует особо подчеркнуть, что для обоснованного выбора двигателя требуемая нагрузочная диаграмма механизма должна быть известна. На рис. 1 в качестве примера приведены требуемые нагрузочная диаграмма и тахограмма некоторого механизма.

Для предварительного выбора двигателя по известной нагрузочной диаграмме механизма можно найти средний момент статической нагрузки

$$M_{c\text{cp}} = \frac{\sum_{i=1}^n M_{ci} t_i}{\sum_{i=1}^n t_i},$$

Где  $M_{ci}$  – момент статической нагрузки на интервале;  
 $t_i$  – продолжительность интервала;  
 $n$  – число интервалов.

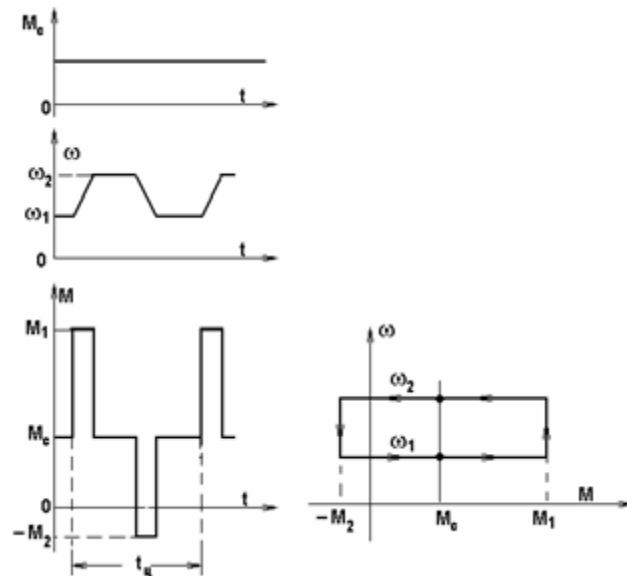
Номинальный момент искомого двигателя с учетом динамических нагрузок может быть оценен как:

$$M_n = (1.1 - 1.3) M_{c\text{cp}}.$$

В качестве номинальной скорости следует взять  $\omega_{\text{макс}}$ , если регулирование однозонное вниз от основной скорости, или  $\omega_{\text{мин}}$ , если регулирование однозонное вверх от основной скорости по найденным таким образом величинам  $M_n$  и  $\omega_n$  можно выбрать двигатель по каталогу и, следовательно, определить его момент инерции, построить механические характеристики, кривые переходных процессов.

После того как двигатель выбран, можно перейти к построению нагрузочной диаграммы двигателя, то есть зависимости  $M(t)$ , это построение сводится к решению уравнения движения

$$M = M_c + J_{\Sigma} \frac{d\omega}{dt}$$

Рис.2. Нагрузочная диаграмма при  $M_c = \text{const}$ 

На рис. 1 внизу показана нагрузочная диаграмма двигателя, построенная в предположении, что при изменении скорости  $M = \text{const}$ , а при наборе и сбросе нагрузки привод работает на линейной механической характеристике. Нагрузочная диаграмма привода существенно отличается от нагрузочной диаграммы механизма.

На рис. 2 показан случай, когда механизм  $M_c = \text{const}$  работает в режиме изменяющейся скорости. Идеализированная механическая динамическая характеристика показана внизу, при построении нагрузочных диаграмм двигателя прибегают к идеализации, так как для целей выбора двигателя детали диаграммы, обусловленные особенностями конкретной характеристики, обычно не существенны.

На рис. 3 показана нагрузочная диаграмма привода, работающего в режиме частых пусков и торможений, осуществляемых по характеристикам приведенным внизу.

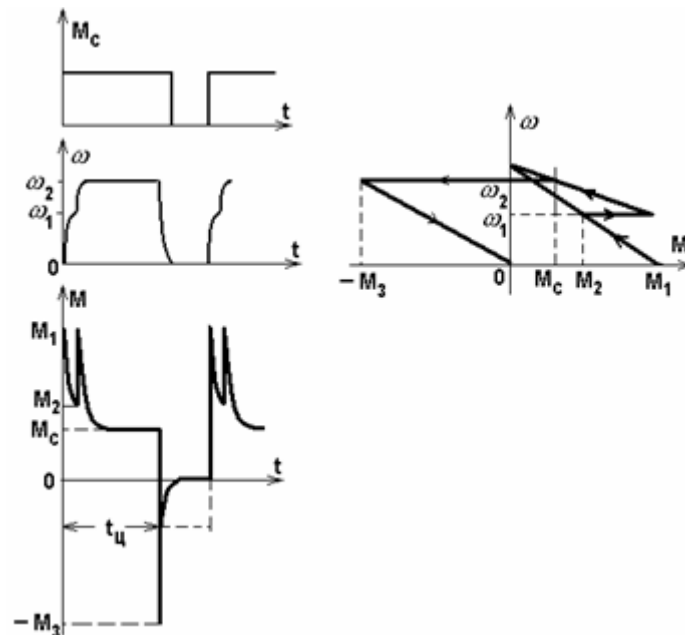


Рис. 3. Нагрузочная диаграмма при частых пусках-торможениях

На рис. 4 показаны нагрузочные диаграммы электропривода с пиковым характером нагрузки при линейной механической характеристике двигателя момент статической нагрузки

изменяется мгновенно от  $M_{c0}$  до  $M_{c1}$  момент, развиваемый двигателем при приложении  $M_{c1}$  выразится как

$$M = (M' - M_{c1})e^{-\frac{t}{T_M}} + M_{c1},$$

А при снятии нагрузки

$$M = (M'' - M_{c0})e^{-\frac{t}{T_M}} + M_{c0},$$

$$T_M = \frac{J_\Sigma}{|\beta|},$$

где

Величины  $M_c$ ,  $M_{cp}$  и  $\omega_c, \omega_{cp}$  при заданных  $t_1, t_2$  определяют значение  $t_m$ , если  $t_m$  мала, то момент развиваемый двигателем будет повторять изменение  $M_c$ . Если напротив  $t_m$  велика то  $M_c$ ,  $M_{cp}$  и  $\omega_c, \omega_{cp}$  будут мало отличаться от соответствующих средних значений благодаря тому, что энергия запасенная во вращающихся частях привода на интервале  $t_1$  будет расходоваться на покрытие пика нагрузки на интервале  $t_2$ .

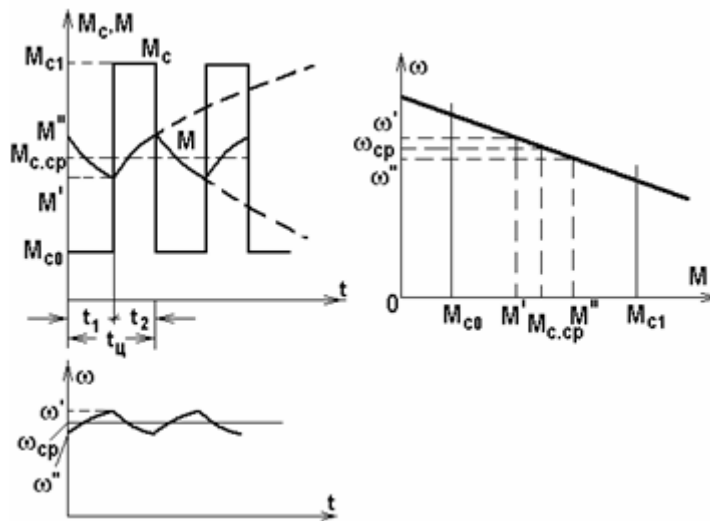


Рис.4 Нагрузочная диаграмма маховика электропривода

При  $\omega = \omega_{cp}$  эта энергия пропорциональна площадям, заштрихованным на рис. 4 «спрямление» нагрузочной диаграммы двигателя при пиковом характере нагрузки часто оказывается полезным, так как позволяет снизить требования к перегрузочной способности двигателя и уменьшить потери в двигателе.

#### Список литературы:

1. Ключев В.И. Теория электропривода. Учебник для ВУЗов - М.: Энергоатомиздат, 2001. – 576с.
2. Москаленко В.В. Электрических привод. – 3-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2005. – 368 с.

#### Параметры надежности источников питания при авариях в системах централизованного электроснабжения

Анцифоров В.А., Еришов М.С.

Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

Кратковременные нарушения электроснабжения, обусловленные авариями в электрических сетях, прежде всего в сетях систем внешнего электроснабжения, наиболее часто приводят к отказам в работе электротехнических систем (ЭТС) непрерывных производств. С развитием применения цифровой электроники, электроприводов с частотным регулированием даже кратковременные нарушения электроснабжения (продолжительностью до 0,1 - 0,2 с),

проявляющиеся в узлах нагрузки в виде провалов напряжения, могут приводить к самоотключению электроприемников и нарушению устойчивости многомашинных промышленных ЭТС. В системах централизованного электроснабжения, сети которых имеют замкнутую структуру, глубокие провалы напряжения часто возникают одновременно на всех источниках, то есть источники централизованного электроснабжения для потребителей, чувствительных к провалам напряжения, не являются независимыми. Выбор мероприятий, направленных на повышение надежности и устойчивости работы ЭТС непрерывных производств, должен производиться с учетом комплексной оценки параметров надежности источников питания.

Минимальный набор параметров надежности и независимости источников питания ЭТС непрерывных производств должен включать:

- среднюю глубину критических провалов напряжения  $\Delta u$ , отн. ед.;
- среднюю длительность провалов напряжения  $\tau$ , с;
- среднюю частоту критических провалов напряжения в рассматриваемом узле электротехнической системы за год  $N$ , 1/год;
- коэффициент зависимости, по отношению к другому (другим) источнику питания  $k_z$ .

**Средняя глубина провалов напряжения  $\Delta u$**  изменяется в пределах 0-1 отн. ед. и зависит от электрической удаленности (сопротивления) места КЗ от узла, в котором фиксируется напряжение, а также от вида КЗ. При глубоких провалах напряжения узлы с электродвигательной нагрузкой отключаются (во избежание потери устойчивости). Отключение питания узла нагрузки осуществляется защитой от потери питания или защитой минимального напряжения. Параметром, определяющим динамическую устойчивость электротехнической системы, является ограниченное во времени остаточное напряжение прямой последовательности [1].

**Средняя длительность провала напряжения  $\tau$**  определяется временем отключения линии, если КЗ ликвидируется действием релейной защиты. Время отключения линии под действием штатных быстродействующих защит в сетях 110 кВ и выше составляет порядка 0,12-0,15 с. и может достигать нескольких секунд, если восстановление питания осуществляется за счет срабатывания автоматики электрической системы. Из этих показателей согласно ГОСТ 13109-97 ограничивался по предельно допустимому значению только один показатель – длительность провала напряжения, который в сетях до 20 кВ не должен был превышать 30 с. Согласно новому стандарту ГОСТ Р 54149-2010, введенному взамен указанному выше, длительность провалов напряжения не нормируется.

По данным регистрации напряжения в узлах нагрузки длительность провалов напряжения может быть меньше 0,12 с. Такие провалы напряжения часто вызванные грозовой активностью, имеют относительно умеренную интенсивность (остаточное напряжение при провалах порядка 0,4 отн. ед. и выше). Вместе с тем, провалы напряжения, вызванные грозowymi явлениями, с большой вероятностью приходят одновременно на два ввода системы электроснабжения. Это обусловлено тем, что питание предприятий часто осуществляется по двухцепным воздушным линиям, что предопределяет возможность передачи высокого потенциала, наводимого в одной цепи при грозовом разряде в соседнюю цепь за счет большого значения взаимной индукции.

**Наиболее полными характеристиками случайных величин глубины  $\Delta u$  и длительности  $\tau$  провала напряжения являются плотности распределения.** Для практических целей можно воспользоваться рекомендациями [2], согласно которым по данным многолетних наблюдений плотность распределения случайных величин  $\Delta u$  и  $\tau$  подчиняется двумерному экспоненциальному закону

$$f(\Delta u, \tau) = (\Delta u_{mo})^{-1} (\tau_{mo})^{-1} \exp\{-(\Delta u / \Delta u_{mo}) - (\tau / \tau_{mo})\}$$

где  $\Delta u_{mo}$  – математическое ожидание (среднее) глубины провалов напряжения;  $\tau_{mo}$  – математическое ожидание (среднее) длительности провалов напряжения.

По статистическим данным глубина и длительность провалов напряжения практически независимы друг от друга. Поэтому эти величины могут характеризоваться раздельно одномерными законами распределения

$$f(\Delta u) = (\Delta u_{mo})^{-1} \exp(-\Delta u / \Delta u_{mo})$$

$$f(\tau) = (\tau_{mo})^{-1} \exp(-\tau / \tau_{mo})$$



Вероятность попадания параметров  $\Delta u$  и  $\tau$  в заданные интервалы  $(\Delta u_1, \Delta u_2)$  и  $(\tau_1, \tau_2)$  соответственно может быть определена из выражения

$$P\{\Delta u(\Delta u_1, \Delta u_2) \& \tau(\tau_1, \tau_2)\} = P_{\Delta u} P_{\tau} = \int f(\Delta u) d(\Delta u) \int f(\tau) d\tau \quad (1)$$

где  $P_{\Delta u}$  - вероятность провала напряжения ниже границы статической устойчивости  $u_{CY}$ ;  $P_{\tau}$  - вероятность провала напряжения длительностью более времени динамической устойчивости  $\tau_0$ .

Пределы интегрирования в формуле (1) определяются показателями устойчивости электротехнической системы:  $u_{CY}$  - напряжением статической устойчивости и  $\tau_0$  - временем динамической устойчивости системы.

**Частота провалов напряжения  $N$**  на вводах ЭТС предприятий может быть определена по результатам мониторинга напряжения на вводах системы электроснабжения в процессе эксплуатации или определена в результате компьютерного моделирования системы внешнего электроснабжения [1]. Вероятность  $P$  критических провалов напряжения определяет математическое ожидание вынужденных отключений узла нагрузки  $N_{откл}$ ;

$$N_{откл} = N_{cp} P$$

где  $N_{cp}$  - среднее за год число провалов напряжения, фиксируемых аварийными осциллографами по одному вводу.

**Коэффициент зависимости, по отношению к другому (другим) источнику питания  $k$** , определяется как вероятность одновременного попадания параметров провалов напряжения на всех источниках в зону критических возмущений. Как правило, зоной критических возмущений считается снижение напряжения на вводе источника ниже напряжения статической устойчивости ЭТС предприятия.

На стадии проектирования системы электроснабжения взаимозависимость источников принято определять на основании компьютерного моделирования трехфазных КЗ в электрических сетях внешнего электроснабжения [1, 3]. Однако в наиболее протяженных сетях энергосистем напряжением 110-220 кВ преобладают несимметричные одно- (около 85 % случаев) и двухфазные (около 10%) виды КЗ, на долю трехфазных приходится около 5% случаев. [3]. Как отмечено в работе [1] показатели взаимозависимости источников питания, определенные без учета несимметрии возмущений, оказываются завышенными по сравнению с показателями, определенными по данным эксплуатации систем промышленного электроснабжения.

С учетом приведенных выше статистических данных по частоте различных видов КЗ коэффициент взаимозависимости источников питания необходимо определять по формуле

$$k_{з(i,j)} = n^{(1)} k_{з(i,j)}^{(1)} + n^{(2)} k_{з(i,j)}^{(2)} + n^{(3)} k_{з(i,j)}^{(3)}$$

где  $k_{з(i,j)}^{(1)}, k_{з(i,j)}^{(2)}, k_{з(i,j)}^{(3)}$  - значения коэффициентов взаимозависимости  $i$ -го и  $j$ -го источников питания относительно однофазных, двухфазных и трехфазных коротких замыканий соответственно;  $n^{(1)}, n^{(2)}, n^{(3)}$  - доля одно-, двух- и трехфазных КЗ от общего числа возмущений.

Численное значение коэффициентов взаимозависимости при несимметричных КЗ определяется отношением числа одновременных сильных провалов напряжения прямой последовательности общему числу сильных провалов напряжения прямой последовательности на обоих сравниваемых вводах, то есть также, как и для трехфазного КЗ по методикам, приведенным в [1, 3, 4, 5].

Предложенные характеристики надежности источников электроснабжения позволяют выработать более обоснованные решения по повышению устойчивой работы электротехнических систем, чувствительных к кратковременным нарушениям электроснабжения.

#### Список литературы:

1. Ершов М.С., Егоров А.В., Анцифоров В.А. Методы оценки надежности и независимости источников питания в системах промышленного электроснабжения/ Промышленная энергетика, 2014, №1.

2. Ершов М.С., Егоров А.В., Федоров В.А. Некоторые вопросы повышения устойчивости электроприводов многомашинного комплекса с непрерывным технологическим процессом при возмущениях в системе электроснабжения/ Промышленная энергетика, 1992, №7, с. 23-26.
3. Гуревич Ю.Е., Кабиков К.В. Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя. – М.: ЭЛЕКС-КМ, 2005.
4. Ершов М.С., Егоров А.В., Трифонов А.А. Устойчивость промышленных электротехнических систем. – М.: ООО «Издательский дом «Недра», 2010.
5. Ершов М.С., Егоров А.В., Анцифоров В.А., Суржиков А.В. К вопросу о количественной оценке взаимозависимости источников внешнего электроснабжения. – Промышленная энергетика, 2011, №6.

### Энергетическая установка с оптимальным использованием энергии ветра и солнца

*Афанасьев А.Ю., Макаров А.В., Берёзов Н.А.*

*Казанский национальный исследовательский технический университет им. А.Н. Туполева – КАИ,  
г. Казань, Россия*

Настоящее время характеризуется резким увеличением энергопотребления производством, транспортом, сельским хозяйством. В связи с истощением невозобновляемых природных энергетических ресурсов (каменный уголь, нефть, газ, сланцы) и с экологическими проблемами, возникающими при сжигании углеводородного топлива, возрастает потребность в альтернативных источниках энергии, в частности, использующих световую энергию солнца и энергию ветра. Стоимость создания и эксплуатации солнечных батарей и ветроустановок сравнительно велика. Поэтому большое значение имеет эксплуатация таких объектов с максимальной эффективностью.

Настоящий доклад посвящен описанию функциональной схемы и принципов управления гибридной энергетической установкой, использующей энергию солнца и ветра и работающей на

трехфазную электрическую сеть, питающуюся от тепловой или гидроэлектростанции большой мощности. Также в докладе рассмотрена совместная оптимизация по углу закрутки лопастей и частоте вращения ветродвигателя, при которых вырабатывается максимальная мощность.

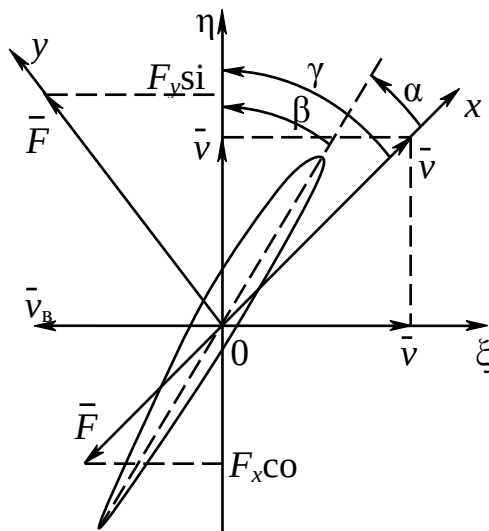


**Рис. 1.** Профиль винта

На рис. 1 показан профиль винта на некотором радиусе  $r$ . Здесь ось  $\xi$  является осью вращения винта; скорость ветра  $\bar{v}_e$  направлена навстречу этой оси; ось  $\eta$  параллельна вектору линейной скорости  $\bar{v}_2$  точек профиля винта; вектор  $\bar{v}_1$  является вектором скорости относительно воздуха:

$$\bar{v}_1 = -\bar{v}_e;$$

вектор  $\bar{v}$  определяет скорость профиля относительно неподвижного воздуха; оси  $x, y$  связаны с этим вектором; вектора  $d\bar{F}_x, d\bar{F}_y$  дают силу лобового сопротивления и подъемную силу профиля на элементе радиуса  $dr$ ; проекции этих векторов  $d\bar{F}_x \cos \gamma, d\bar{F}_y \sin \gamma$  определяют касательные составляющие сил  $d\bar{F}_x, d\bar{F}_y$ ;  $\alpha$  – угол атаки;  $\beta$  – угол закрутки профиля;  $\gamma$  – результирующий угол скорости  $\bar{v}$ .

Справедливы соотношения:

$$v_2 = r\omega;$$

$$v = \sqrt{v_1^2 + v_2^2};$$

$$\begin{aligned}
\gamma &= \arctg \frac{v_1}{v_2}; \\
\alpha &= \gamma - \beta; \\
dF_x &= c_x(\alpha) \frac{\rho v^2}{2} b(r) dr; \\
dF_y &= c_y(\alpha) \frac{\rho v^2}{2} b(r) dr; \\
dF_\eta &= dF_y \sin \gamma - dF_x \cos \gamma; \\
M &= 3 \int_{r_1}^{r_2} r dF_\eta = \frac{3\rho}{2} \int_{r_1}^{r_2} v^2 b(r) [c_y(\alpha) \sin \gamma - c_x(\alpha) \cos \gamma] dr; \quad (1)
\end{aligned}$$

$$P = \omega M.$$

Здесь  $c_x(\alpha), c_y(\alpha)$  – безразмерные коэффициенты силы лобового сопротивления и подъемной силы профиля винта;  $\rho$  – плотность воздуха;  $b(r)$  – зависимость хорды винта от радиуса;  $M$  – момент на валу винта;  $P$  – мощность на валу.

Рассмотрим задачу получения максимальной мощности на валу при заданной скорости ветра  $v_1$  и заданном законе  $b(r)$ .

Сначала положим, что частота вращения винта  $\omega$  выбрана. Для получения максимальной мощности при любом радиусе  $r$  элементарная сила

$$dF_\eta = dF_y \sin \gamma - dF_x \cos \gamma$$

должна быть максимальна. Отсюда следует:

$$c_y(\alpha) \sin \gamma - c_x(\alpha) \cos \gamma \Rightarrow \max.$$

Дифференцируя это выражение по  $\alpha$  при  $\gamma = \text{const}$ , получаем уравнение

$$\text{tg} \gamma = \frac{dc_x(\alpha)/d\alpha}{dc_y(\alpha)/d\alpha}.$$

Примем аппроксимацию

$$c_x(\alpha) = a_2 \alpha^2 + a_1 \alpha + a_0;$$

$$c_y(\alpha) = b_2 \alpha^2 + b_1 \alpha + b_0.$$

Тогда справедливы равенства

$$\frac{dc_x}{d\alpha} = 2a_2 \alpha + a_1;$$

$$\frac{dc_y}{d\alpha} = 2b_2 \alpha + b_1;$$

$$\text{tg} \gamma = \frac{2a_2 \alpha + a_1}{2b_2 \alpha + b_1}.$$

Отсюда получаем формулу для оптимального угла атаки

$$\alpha = \frac{b_1 \text{tg} \gamma - a_1}{2(a_2 - b_2 \text{tg} \gamma)}. \quad (2)$$

Теперь зададимся скоростью ветра  $v_1 = \text{const}$  и проведем оптимизацию мощности на валу  $P$  по частоте вращения винта  $\omega$ . При каждой частоте вращения  $\omega$  проводится интегрирование согласно равенству (1), при этом угол атаки на каждом радиусе  $r$  вычисляется по формуле (2).

Была составлена программа в системе Turbo-Pascal. Зависимости момента  $M$  и мощности  $P$  от частоты вращения  $\omega$  для скоростей ветра 4 м/с, 6 м/с, ..., 12 м/с приведены на рис. 2 (масштабы 0,1 и 0,04). Видно, что эти зависимости имеют явно выраженный максимум, причем он достигается при частоте вращения, пропорциональной скорости ветра. Максимальное значение мощности пропорционально третьей степени скорости ветра, что следует из классической теории ветродвигателей.

На рис. 3 представлены зависимости оптимальных углов атаки  $\alpha$ , закрутки  $\beta$  и относительной скорости  $\gamma$  от радиуса профиля  $r$ .

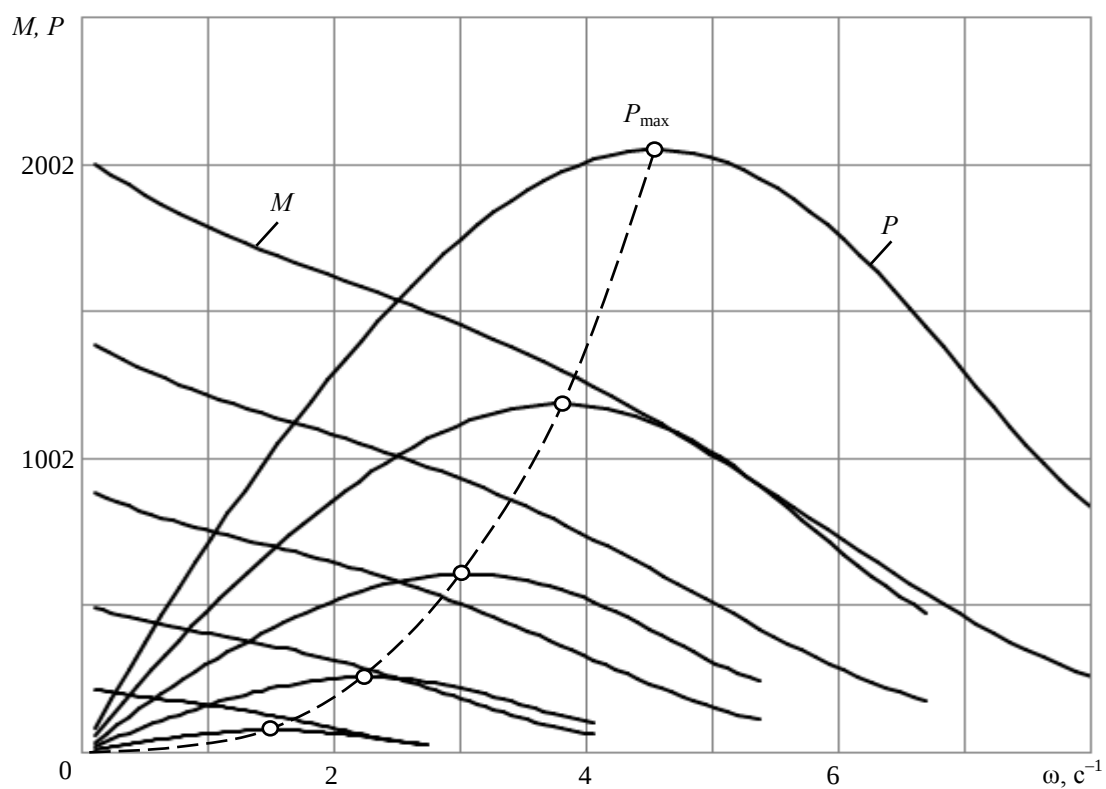


Рис.2 Зависимости момента  $M$  и мощности  $P$  от частоты вращения  $\omega$

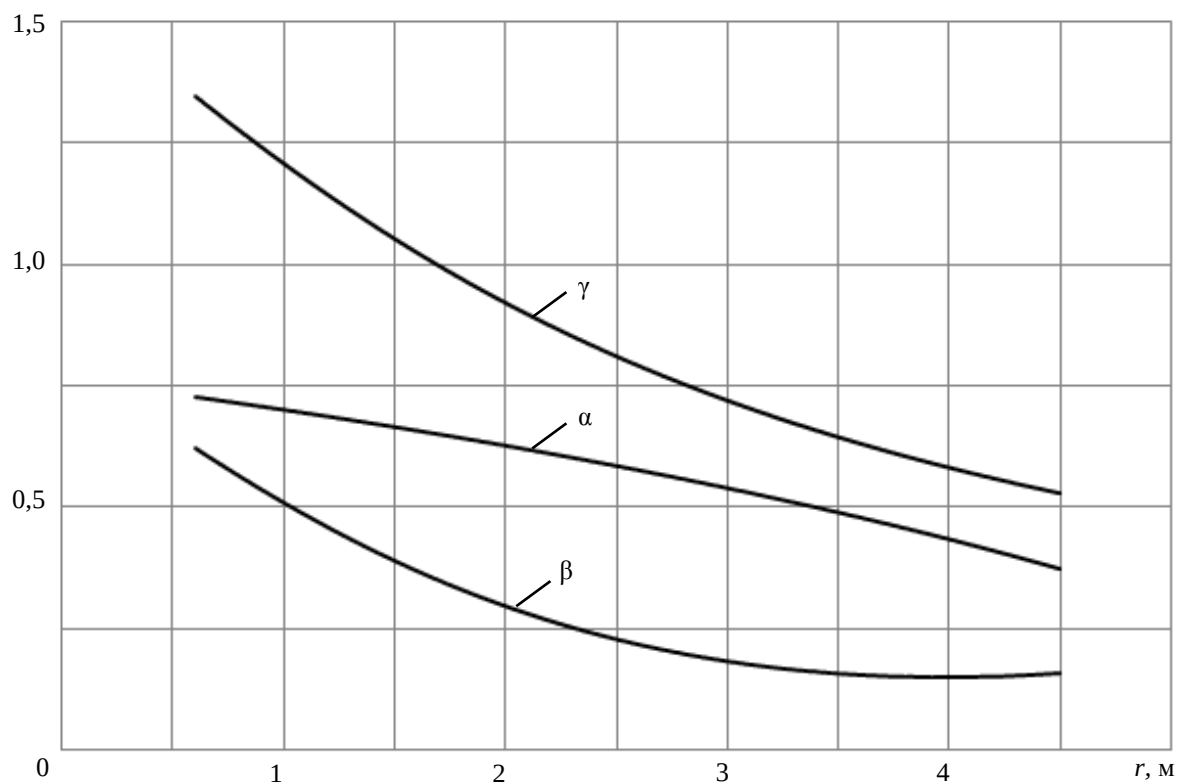


Рис. 3 оптимальные углы лопасти в функции от радиуса.

Установлено, что скорость вращения ветродвигателя, дающая максимальную мощность на валу, прямо пропорциональна скорости ветра, а оптимальный угол закрутки лопасти в функции от радиуса не зависит от скорости ветра.

На рис. 4 показана функциональная схема энергетической установки.

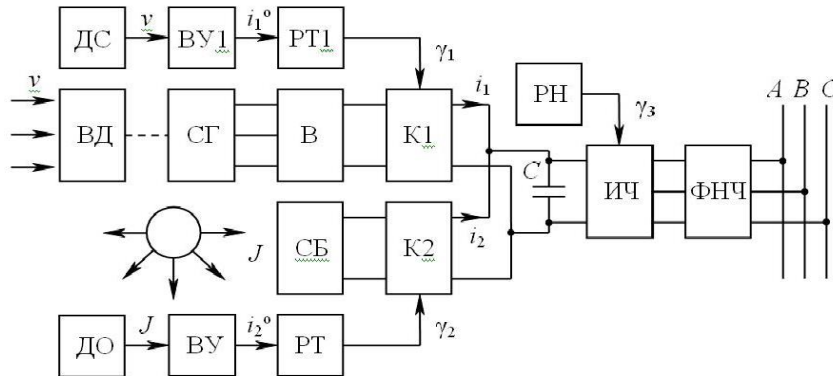


Рис. 4. Функциональная схема энергетической установки

Здесь обозначено: ВД – ветродвигатель; СГ – синхронный генератор; В – выпрямитель с фильтром; СБ – солнечная батарея; K1, K2 – конвертеры; ДС – датчик скорости ветра; ДО – датчик освещенности; ВУ1, ВУ2 – вычислительные устройства; РТ1, РТ2 – регуляторы тока; С – накопительный конденсатор; ИЧ – инвертор частоты; РН – регулятор напряжения; ФНЧ – фильтр низкой частоты; A, B, C – трехфазная сеть.

Энергетическая установка работает следующим образом. Ветер, имеющий скорость  $v$ , воздействует на ветродвигатель ВД. Его выходной вал через мультипликатор механически соединен с валом синхронного генератора СГ с возбуждением от постоянных магнитов. На выходных зажимах генератора вырабатывается трехфазная система напряжений, которые выпрямляются с помощью шестифазного выпрямителя В, имеющего фильтр низкой частоты. Его выходное напряжение поступает на конвертер K1.

Датчик скорости ДС вырабатывает сигнал, пропорциональный скорости ветра  $v$ . Вычислительное устройство ВУ1 вырабатывает сигнал, пропорциональный току  $i_1^0$ , при котором мощность ветродвигателя максимальна. Регулятор тока РТ1 вырабатывает широтно-модулированные импульсы с относительной длительностью  $\gamma_1$  и имеет на выходе ток  $i_1 \approx i_1^0$ .

Солнце освещает солнечную батарею СБ с освещенностью  $J$ . На ее выходных зажимах вырабатывается напряжение, поступающее на конвертер K2.

Датчик освещенности ДО вырабатывает сигнал, пропорциональный освещенности  $J$ . Вычислительное устройство ВУ2 вырабатывает сигнал, пропорциональный току  $i_2^0$ , при котором мощность солнечной батареи максимальна. Регулятор тока РТ2 вырабатывает широтно-модулированные импульсы с относительной длительностью  $\gamma_2$  и имеет на выходе ток  $i_2 \approx i_2^0$ .

Токи  $i_1, i_2$  заряжают накопительный конденсатор С, зажимы которого подключены к инвертору частоты ИЧ. Регулятор напряжения РН вырабатывает широтно-модулированные импульсы с относительной длительностью  $\gamma_3$  и поддерживает напряжение на конденсаторе С, равное требуемому значению  $U_0$ , благодаря регулированию тока, потребляемого от конденсатора инвертором частоты.

Инвертор частоты ИЧ формирует на выходных зажимах трехфазную систему напряжений, которые через трехфазный фильтр низкой частоты ФНЧ подаются на трехфазную сеть с фазами A, B, C. Эти напряжения добавляют в сеть электрическую энергию, а также могут использоваться для повышения коэффициента мощности при активно-индуктивной нагрузке с помощью опережающего по фазе тока.

На рис. 5 представлены зависимости момента на валу ветродвигателя ВД от частоты вращения  $\omega$  при фиксированных значениях скорости ветра от 1 м/с до 10 м/с. Эти зависимости аппроксимировались аналитическим выражением

$$M = a_3 v^2 - a_4 (\omega - a_5 v)^2,$$

где  $a_3, \dots, a_5$  – коэффициенты аппроксимации. Они имеют значения:  $a_3 = 1,088$ ;  $a_4 = 0,02236$ ;  $a_5 = 5,236$ .

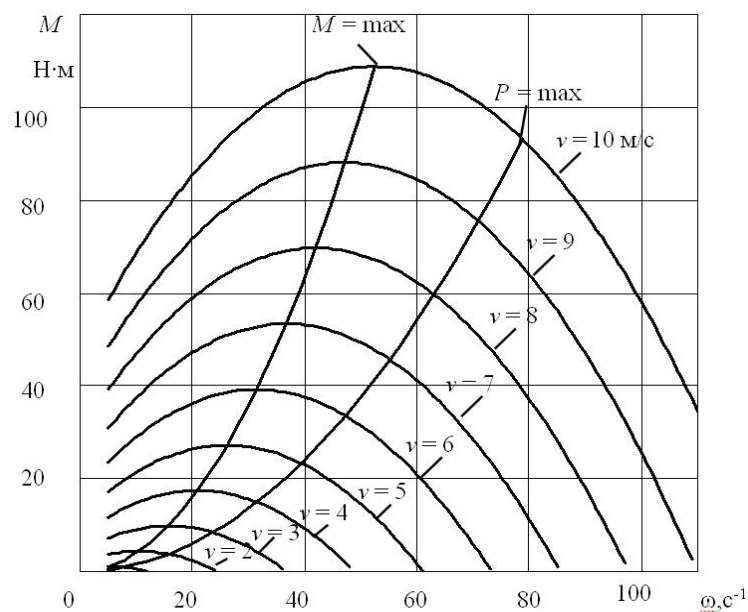


Рис. 5. Механические характеристики ветродвигателя

Зависимость максимальной мощности от скорости ветра  $P_1(v)$  позволяет найти оптимальную зависимость тока  $i_1^o(v)$ :

$$i_1^o = \frac{\eta_1 P_1(v)}{U_0},$$

где  $\eta_1$  – коэффициент полезного действия генератора СГ, выпрямителя В и конвертора К1;  $U_0$  – напряжение накопительного конденсатора С.

Вольтамперная характеристика солнечного элемента в простейшем случае имеет уравнение:

$$I = cJ - I_s \left( e^{\frac{qU}{kT}} - 1 \right),$$

где  $J$  – освещенность;  $c$  – коэффициент светового тока;  $I_s$  – обратный ток насыщения;  $q$  – заряд электрона;  $k$  – постоянная Больцмана;  $T$  – абсолютная температура.

На рис. 6 представлены вольтамперные характеристики солнечного элемента при различных значениях освещенности  $J$ , а также точки на них, соответствующие максимальной мощности элемента. Коэффициент  $c = 0,005$ .

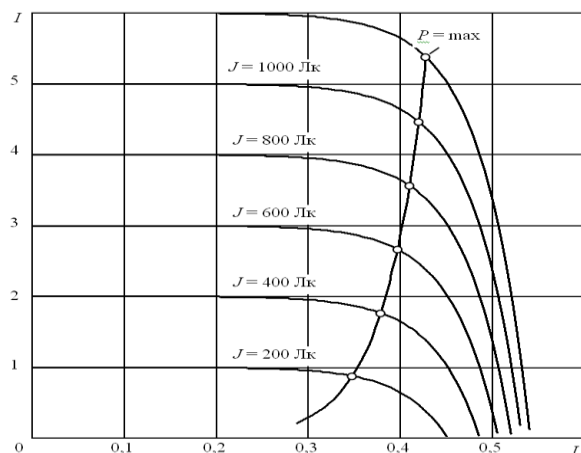


Рис. 6. Вольтамперные характеристики солнечного элемента

Зависимость максимальной мощности солнечной батареи СБ от освещенности  $P_2(J)$  позволяет найти оптимальную зависимость тока  $i_2^o(J)$ :

$$i_2^o = \frac{\eta_2 P_2(J)}{U_0},$$

где  $\eta_2$  – коэффициент полезного действия конвертора К2.

Предлагаемая энергетическая установка позволяет максимально использовать энергию ветра и солнца для разгрузки основного производителя электроэнергии и для экономии углеводородного топлива.

#### Список литературы:

1. Обозов А. Дж., Ботпаев Р.М. Возобновляемые источники энергии. – Бишкек, изд., 2010. – 218с.

#### Совместное применение устройств компенсации реактивной мощности и вольтодобавочных трансформаторов для повешения качества электроэнергии

*Федотов А.И., Ахметшин А.Р., Чернова Н.В.*

*Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия*

Отклонение уровня напряжения от нормативных значений происходит из-за большой протяженности линий электропередач (ЛЭП) в распределительных электрических сетях (РЭС) напряжением 0,4-10 кВ. Ежегодное увеличение потребителей электроэнергии ведет к тому, что ЛЭП, спроектированные по нормам электропотребления второй половины прошлого века, уже не обладают необходимой пропускной способностью. Актуальной задачей является разработка критериев экономической оценки эффективности реконструкции ЛЭП, в частности, путем замены проводов на большие сечения, применения вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ), позволяющих выбрать менее затратное мероприятие для обеспечения качества электроэнергии (КЭ) у потребителей.

Рассмотрим технический эффект от полной компенсации реактивной мощности, заключающийся в повышении напряжения на подстанции. Определим, как зависит уровень напряжения на подстанции в зависимости от параметров питающей электропередачи, рис. 1, и от значения напряжения  $U'_{0,4}$  до установки устройств компенсации реактивной мощности (КРМ).

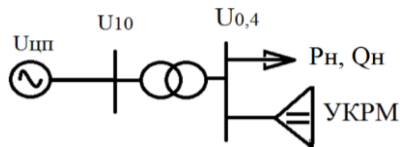


Рис. 1. Принципиальная схема электропередачи

Напряжение на шинах трансформаторной подстанции (ТП) с низкой стороны до устройств КРМ рассчитывается по формуле:

$$U'_{0,4} = U_{ЦП} - \frac{P_H \cdot r_{\Sigma} + Q_H \cdot x_{\Sigma}}{U'_{0,4}} = U_{ЦП} - \frac{P_H \cdot (r_{\Sigma} + \operatorname{tg} \varphi_H \cdot x_{\Sigma})}{U'_{0,4}}, \quad (1)$$

где  $U_{ЦП}$  – напряжение в ЦП;  $P_H$  и  $Q_H$  – активная и реактивная мощность нагрузки;  $r_{\Sigma}$ ,  $x_{\Sigma}$  – суммарные активные и реактивные сопротивления до шин 0,4 кВ, включающие сопротивления линии и трансформатора;  $U'_{0,4}$  – приведенное напряжение на шинах с низкой стороны ТП;  $\operatorname{tg} \varphi_H$  – коэффициент реактивной мощности нагрузки.

Если на ТП произвести полную компенсацию реактивной мощности, то реактивную составляющую нагрузки из формулы (1) исключается, и тогда напряжение на шинах с низкой стороны ТП  $U''_{0,4}$  (приведенное к высокой стороне) рассчитывается по формуле:

$$U''_{0,4} = U_{ЦП} - P_H \cdot r_{\Sigma} / U''_{0,4}.$$



Свяжем между собой напряжения на ТП до и после полной компенсации реактивной мощности:

$$U''_{0,4} = U_{\text{ЦП}} - \frac{P_n}{U''_{0,4}} \cdot \frac{U_{\text{ЦП}} \cdot U'_{0,4} - (U'_{0,4})^2 - P_n \cdot \operatorname{tg} \varphi_n \cdot x_{\Sigma}}{P_n}.$$

Далее зададим требуемый уровень напряжения  $U''_{0,4}$  – бóльший, чем напряжение  $U'_{0,4}$ , т. е.

$$U''_{0,4} = k_U \cdot U'_{0,4},$$

где  $k_U$  – коэффициент повышения напряжения после полной КРМ. После чего определим условия, при которых заданный уровень может быть достигнут в зависимости от таких факторов, как исходное напряжение на шинах с низкой стороны ТП, активная мощность нагрузки, коэффициент реактивной мощности нагрузки и суммарное реактивное сопротивление со стороны питания до шины 0,4 кВ, включающее сопротивления линии и трансформатора.

Обозначим:

$$U_{\beta}^2 = P_n \cdot \operatorname{tg} \varphi_n \cdot x_{\Sigma}$$

и назовем  $U_{\beta}^2$  обобщенным параметром сети, размерность которого –  $\text{kB}^2$ .

Получаем:

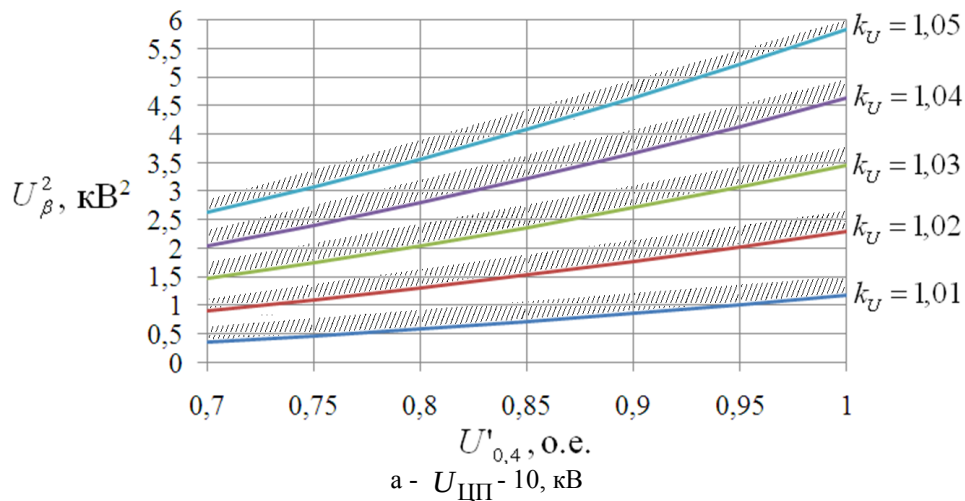
$$k_U \cdot U'_{0,4} = U_{\text{ЦП}} - (U_{\text{ЦП}} - U'_{0,4})/k_U + U_{\beta}^2 / (k_U \cdot U'_{0,4})$$

Тогда:

$$U_{\beta}^2 = (k_U^2 - 1) \cdot (U'_{0,4})^2 - U_{\text{ЦП}} \cdot U'_{0,4} (k_U - 1).$$

Результаты расчетов представлены на рис. 2, где использованы три значения напряжения в центре питания: а – 10 кВ; б – 10,5 кВ; в – 11 кВ. На основе номограмм, рис. 2, можно определить уровень напряжения на подстанции после полной компенсации реактивной мощности по обобщенным параметрам сети для любых исходных условий.

Так, если, например, исходное напряжение на стороне 0,4 кВ ТП равно 0,95 о.е. и  $U_{\beta}^2 = 0,5 \text{ kB}^2$ , то напряжение увеличится после полной компенсации реактивной мощности на 1%; если же и  $U_{\beta}^2 = 3,0 \text{ kB}^2$ , то напряжение увеличится на 3%, рис. 2. Результат получился вполне предсказуемым: чем длиннее линия электропередачи или же чем выше исходное значение мощности нагрузки  $P_n$  или её  $\operatorname{tg} \varphi_n$ , тем значительнее эффект от компенсации реактивной мощности.



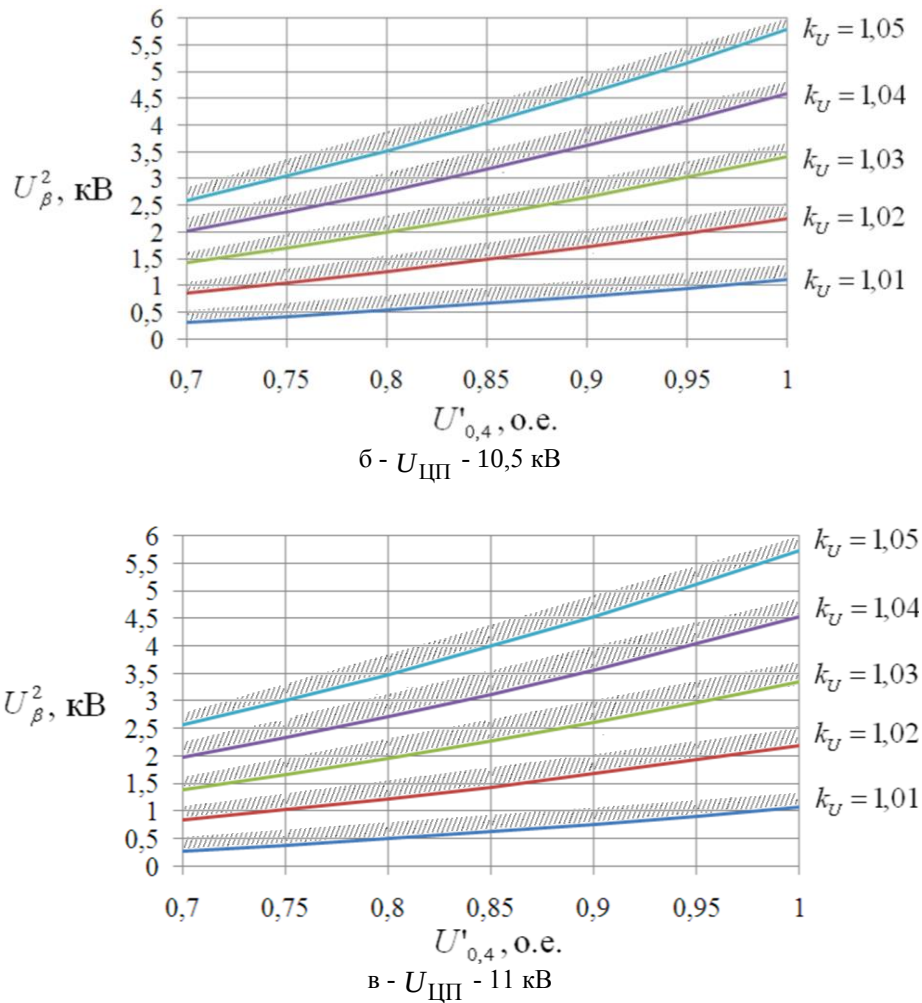


**Рис. 2.** Номограммы определения уровня напряжения на ТП после полной компенсации реактивной мощности

Использование обобщенных параметров сети применимо не только для одиночных, но и для магистральных электропередач, рис. 3.

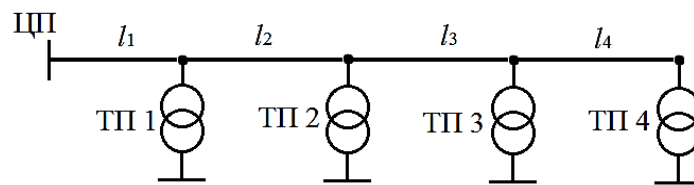


**Рис. 3.** Принципиальная схема РЭС 10 кВ

Для определения падения напряжения до и после КРМ воспользуемся программой для моделирования Simulink. Модель РЭС представлена на рис. 2.6.

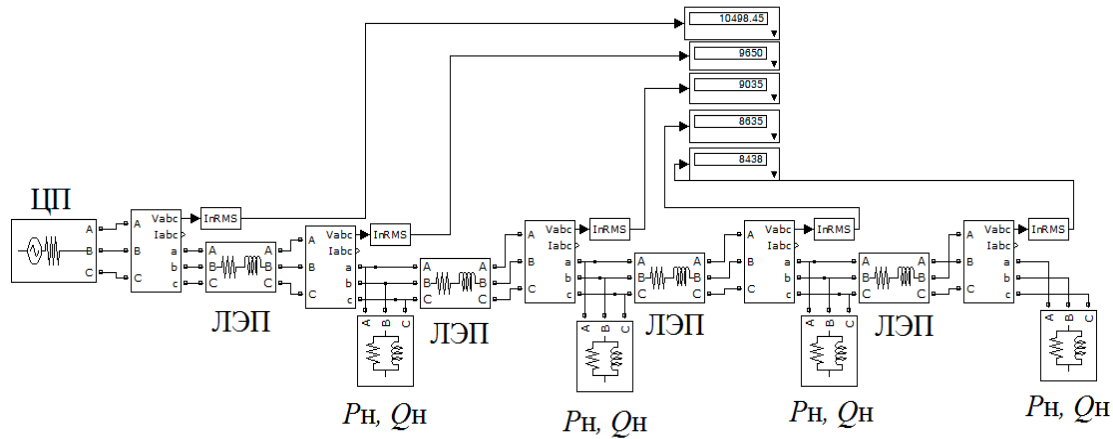


Рис. 4. Модель РЭС 10 кВ в программе Simulink

Модель состоит из ЦП, ЛЭП, нагрузки. ЦП представлен трех фазным источником переменного напряжения с частотой сети 50 Гц. ЛЭП представлена блоком трех фазных последовательно соединенных активного и реактивного сопротивления. Нагрузка представлена блоком трех фазной параллельно соединенной активной и реактивной нагрузки. Полная КРМ осуществляется путем исключения реактивной нагрузки из блока нагрузки.

Для того, чтобы воспользоваться зависимостями, рис. 2, полученными для одиночных линий, необходимо определить значение  $U_{\beta}^2$  для каждой ЛЭП, рис. 3:

$$U_{\beta i}^2 = P_{ni, \dots, 4} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ni} \cdot x_0 \cdot l_i; i=1, \dots, 4;$$

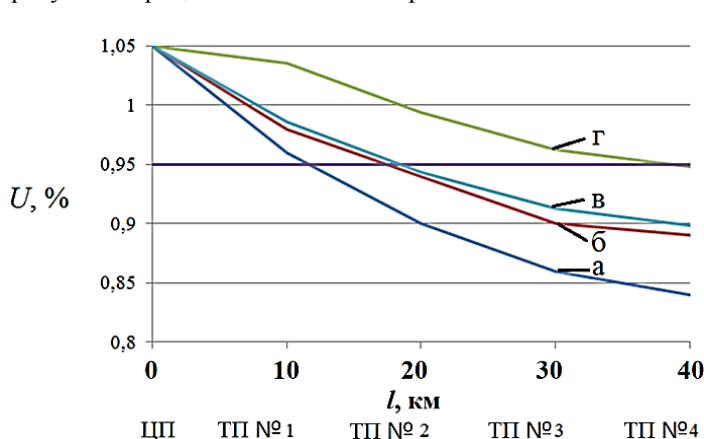
$$P_{ni, \dots, 4} = P_i + P_{i+1} + \dots + P_4.$$

Для определения уровня напряжения в магистральных РЭС предложена следующая методика:

Напряжение в ТП №1 при полной КРМ определяется по формуле:

$$U'_{n1} = U_{n1} \cdot k_{U1},$$

где  $k_{U1}$  - коэффициент, характеризующий процент повышения напряжения после КРМ до нуля для ТП №1 и определяющийся для  $U_{n1}$  по рис. 2. Значение напряжения для последующих ТП определяется аналогичным способом и должно учитывать коэффициент, характеризующий требуемый процент повышения напряжения после полной КРМ предыдущих ТП.



Результаты расчетов для модели, рис. 4, где  $l_1=l_2=l_3=l_4=10$  км, показаны на рис. 5.

Рис. 5. Уровни напряжения на ТП РЭС

а - напряжение до КРМ; б - напряжение после КРМ по результатам расчетов с помощью модели, рис. 2.6; в - напряжение, рассчитанное по номограммам, рис. 2.4; г - напряжение при использовании устройств ПБВ

Из рис. 5 видно, что полученные значения уровня напряжения с помощью предложенной методики и результаты моделирования в программном продукте Simulink расходятся в пределах 1%. Расчеты показывают, что для протяжённой электропередачи, рис. 3, где необходима установка ВДТ существенное влияние на их количественный состав оказывает уровень КРМ.

Численный пример для ЛЭП, соответствующей схеме, рис. 3, представлен на рис. 6, где показано, что при выдерживании на ТП нормативного значения  $\tan\varphi=0,4$  использование четырех комплектов трехфазных ВДТ, рис. 6а, не способствует повышению напряжения до нормативных требований. Если же выполнить полную компенсацию реактивной мощности, то достаточно трех комплектов ВДТ, рис. 6б, два из которых – в двухфазном исполнении.

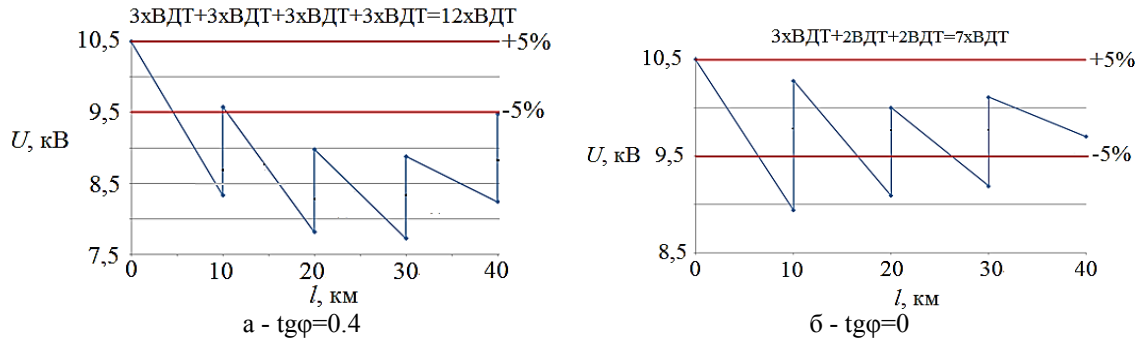


Рис. 6. Количественный состав ВДТ.

Эти результаты расчетов показывают необходимость согласованного выбора количества и параметров вольтодобавочных трансформаторов с уровнем компенсации реактивной мощности.

#### Определение законов распределения вероятностей параметров режимов энергосистем

Бай Ю.Д.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Знание полных вероятностных характеристик или законов распределения вероятностей (ЗРВ) эксплуатационных и ресурсных параметров и процессов позволяет просто и надежно определять риски (вероятности) перегрузки, аварийной потери и разрушений за счет превосходства фактическими величинами регламентных эксплуатационных пределов, либо вследствие снижения ресурсных параметров относительно регламента. Данные риски находятся как вероятности принятия параметрами как случайными величинами значений из интервалов превосходства или снижения. Делается это с помощью таких математических выражений ЗРВ как функции распределения вероятностей (ФРВ) и плотности распределения вероятностей (ПРВ) интересующих параметров процессов и режимов.

Интересующие параметры электроэнергетики: параметры стационарных режимов, электрические величины при повреждениях, показатели функциональной надежности, небалансов и дефицитов активной мощности распределительных устройств, электростанций, подстанций, районов и в целом энергосистем, показатели и характеристики трансформаторных и линейных связей, уставки релейной защиты и автоматики и др. являются функциональными зависимостями (ФЗ) нескольких или многих аргументов или исходных данных. В частности, параметры режимов: потоки активной и реактивной мощности в ветвях, величины и углы напряжений в узлах электрической сети являются ФЗ активной и реактивной мощности многочисленных нагрузочных узлов, активной мощности и напряжений генераторных узлов.

Получение ФРВ и ПРВ интересующего параметра принципиально возможно статистическим путем. Однако ФЗ последнего в случае параметров режимов определяется массовым количеством аргументов, которые также случайным образом принимают свои значения и обуславливают необозримое количество значений ФЗ интересующего параметра. По этой причине экспериментальная реализация статистической представительности этих значений практически невозможна. В связи с этим целесообразно рассмотреть расчетный путь получения ФРВ и ПРВ функциональной зависимости интересующего параметра по методу селекции границ интервалов данных (СГИД) [1].

Графическая иллюстрация метода СГИД показана на рис.1. Для исходных данных или случайных аргументов (СА)  $X_1, \dots, X_i, \dots$  на базе статистических данных оперативных журналов электроустановок известны ЗРВ, например, в виде ФРВ (показано для СА  $X_1$ ) задаются квантили

$x_{1p_i}$ , порядков  $p_1, p_2, p_3$  или значений ФРВ:  $f_1(x_{1p_1}), f_1(x_{1p_2}), f_1(x_{1p_3})$ . Аналогично задаются исходные данные для других СА. Совокупность каждого набора данных каждого СА подаются на ФЗ  $Y = \varphi(X_1, \dots, X_i, \dots)$ . В результате получаются значения  $y_{p_1}, y_{p_2}, y_{p_3}$  так же как квантили порядков  $p_1, p_2, p_3$ . Располагаются эти квантили на оси абсцисс, на оси ординат получают зависимость порядков этих квантилей или ФРВ (пунктир на рис. 1).

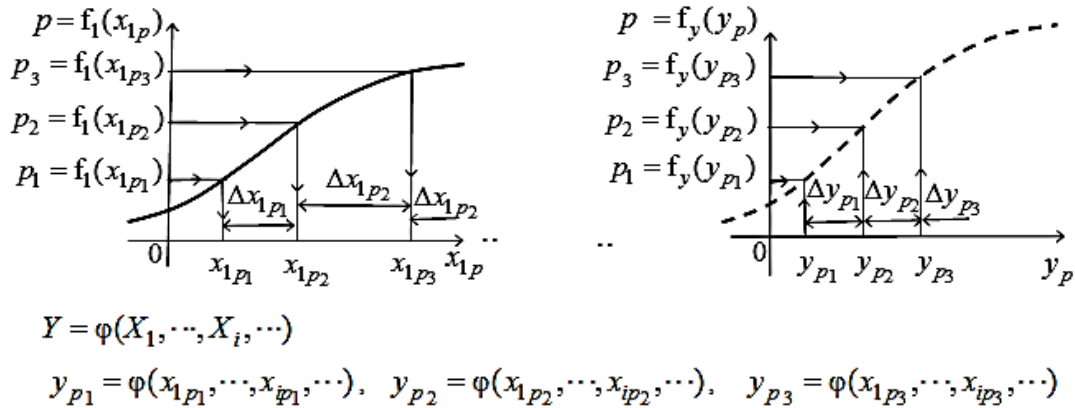


Рис.1. Иллюстрация к методу СГИД

Суть метода СГИД основывается на интуитивном, но логичном предположении, что если все аргументы ФЗ задать как равновероятные, то результат преобразования ФЗ будет иметь ту же вероятность. Реализация данной процедуры может быть осуществлена через ФРВ и ПРВ каждого аргумента и результата преобразования ФЗ. ФРВ при этом как неубывающая функция случайного объекта гарантирует однозначность всех задаваемых и получаемого данных (значений), а ПРВ при этих данных (значениях) обеспечивает сопоставление каждого из указанных данных (аргументов и ФЗ) в виде равенства вероятностей принятия значений из интервалов, пристыкованных соответственно одной из своих границ (левой) к аргументам и ФЗ неубывающих одномерных ФРВ. Вторыми (правыми) границами при этом соответственно являются также аргументы и ФЗ указанных ФРВ, определяемых, исходя из равенства вероятностей принятия значений каждым данным (исходным данным-аргументом и выходным данным-ФЗ), вычисляемым по ПРВ каждого из этих данных. Границы интервалов аргументов и получаемого результата преобразования ФЗ жестко зафиксированы квантилями порядков, определяемых одинаковыми значениями своих ФРВ и одинаковыми вероятностями принятия значений из этих интервалов. При этом порядок квантилей или ФРВ аргументов и на другой (правой) границе интервалов находятся путем прибавления к одинаковым значениям ФРВ на предыдущей (первой) границе интервалов одинаковых вероятностей принятия значения из этих интервалов, а результата преобразования ФЗ – также путем прибавления такой же вероятности.

Далее для представленного принципиального обоснования метода СГИД дана последовательность вычислений для получения значений ПРВ и ФРВ функциональной зависимости параметров режимов.

Предварительно формируются параметры ЗРВ исходных данных или аргументов, например, активной загрузки нагрузочных узлов сети в виде нормального ЗРВ, как наиболее вероятного:

$$\text{математическое ожидание (МО)} \quad m(N_i) = \frac{n_{ia} + n_{in}}{2} = \frac{n_{ip_1} + n_{ip_2}}{2},$$

$$\text{и среднеквадратическое отклонение (СКО)} \quad \sigma(N_i) = \frac{n_{ia} - n_{in}}{2} = \frac{n_{ip_1} - n_{ip_2}}{2},$$

где индексами «а» и «и» обозначены соответственно максимальное и минимальное наблюдаемые значения исходных данных-аргументов, которые также обозначены как квантили порядков  $p_1 = 0,99865$  и  $p_2 = 0,00135$ .

Далее путем статистического моделирования формируются варианты исходных данных как квантили порядков  $p = 0,00135; 0,005; 0,009; 0,015; \dots 0,99865$ . В результате получают квантили

при нормальном ЗРВ, например, для активной мощности нагрузочного  $i$ -го узла

$$n_{ip} = m(N_i) + \sigma(N_i)\Phi^{-1}(p - 0,5).$$

Аналогично для реактивной мощности нагрузочного  $i$ -го узла  $q_{ip} = m(Q_i) + \sigma(Q_i)\Phi^{-1}(p-0,5)$  и для активной мощности генераторного  $k$ -го узла  $n_{гkp} = m(N_{гk}) + \sigma(N_{гk})\Phi^{-1}(p-0,5)$ .

Для величины напряжения генераторного  $k$ -го узла  $u_{\text{гкр}} = m(U_{\text{гк}}) + \sigma(U_{\text{гк}})\Phi^{-1}(p-0,5)$ .

Варианты исходных данных, определяемые конкретными значениями порядка  $p$  подставляют в выражение или программу вычисления ФЗ. В случае программы ФЗ для расчета параметров режимов в составе исходных данных должны быть также заданы величина и угол напряжения балансирующего узла. Обычно в расчетах угол этого напряжения принимают нулевым, а величину – в виде постоянной, например, номинальной.

В результате получают квантили ФЗ параметров режимов как квантилей таких же порядков как и исходных данных, например, потока активной мощности в  $k$ -й ветви между узлами  $s$  и  $t$ , т.е.  $n_{stkp} = \Phi_{stkp}(n_{ip}, q_{ip}, \dots, n_{tkp}, u_{tkp}, u_6, \psi_6)$

По полученным данным осуществляется построение ФРВ  $f_{stkp}(n_{stkp})$  и ПРВ  $c_{stkp}(n_{stkp})$  интересующего параметра режимов, например, потока активной мощности в ветви  $stk$ :

$$f_{stkp}(n_{stkp}) = p,$$

$$c_{stkp}(n_{stkp}) = \frac{f_{stkp(p+h)}(n_{stkp+h}) - f_{stkp}(n_{stkp})}{n_{stkp+h} - n_{stkp}}.$$

Проверка правильности предположений и методик расчета метода СГИД велась на примере модели Сибирской энергосистемы в ВРК Мустанг. Данная система содержит в общей сложности 711 узлов, из которых: 4 балансирующих узла (Восток, Чара, Сокол, Нижневартовск), 117 генераторных узлов, 590 нагрузочных узлов.

Используя ВРК Мустанг, для каждого порядка квантиля создается специализированная модель Сибирской энергосистемы в соответствии с вышеприведенными расчетами. Для этого исходную базу данных изменяют для каждого порядка квантиля, получая тем самым базу данных равновероятных исходных параметров.

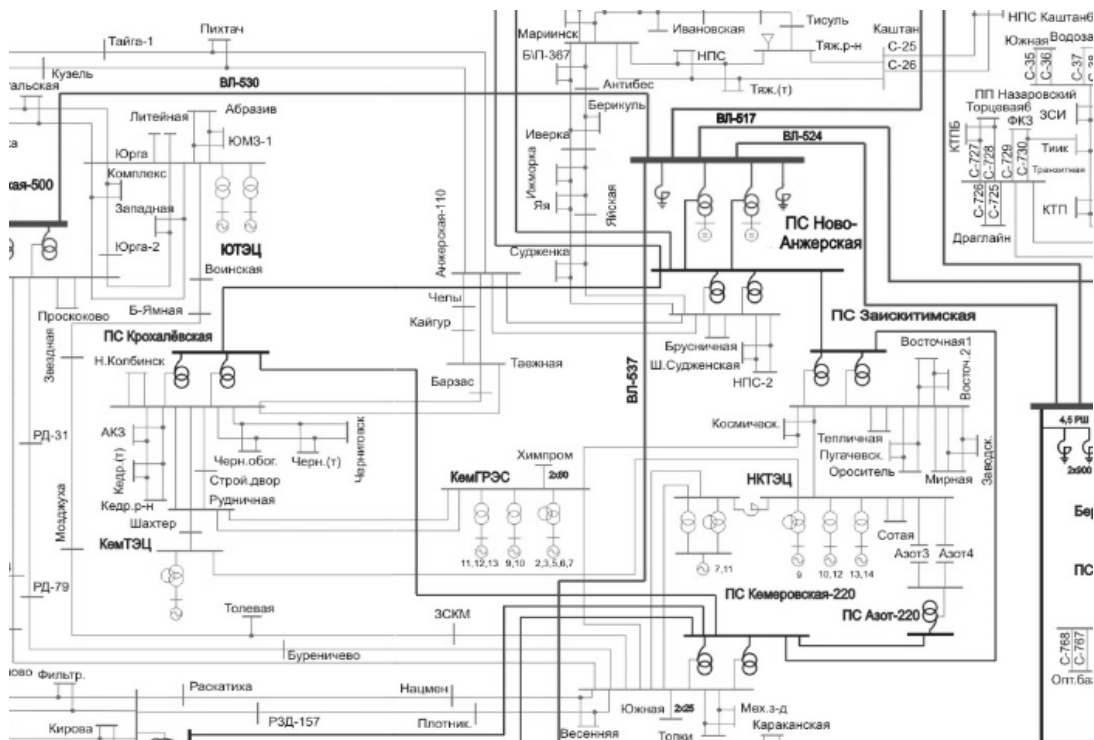


Рис.2. Линия 500кВ Итат – НА

В ходе ряда экспериментов было произведено формирование ЗРВ активной и реактивной мощностей различных линий, напряжения, угла напряжения, получение мгновенных значений ПРВ в узлах Сибирской энергосистемы. Примеры исследований рассмотрены ниже.

Одним из предметов исследования являлось получение перетока активной мощности в линии, нахождение функции и плотности распределения вероятностей полученного перетока. Исследуемым объектом была выбрана линия Итат – НА 500кВ.

В ходе эксперимента были рассчитаны установившиеся режимы для каждого порядка квантиля из заранее сформированного ряда и сняты показания. После осуществлялось вычисление ФРВ и ПРВ перетока активной мощности. Учитывая, что квантиль заданного порядка – это аргумент ФРВ, а порядок – сама ФРВ, формирование ФРВ происходит автоматически при вычислении значения перетока. Для получения значений ПРВ требовалось вычислить отношение разности порядков соседних квантилей к разности значений этих квантилей. По окончании эксперимента была получена сводная таблица значений ФРВ и ПРВ, построены соответствующие графики.



Рис.3. ФРВ перетока активной мощности в линии



Рис.4. ПРВ перетока активной мощности в линии

Можно наблюдать, что ПРВ активной мощности имеет достаточно плавную структуру, схожую со структурой нормального закона распределения.

Также можно рассмотреть получение перетока реактивной мощности в линии, построение плотности распределения вероятностей полученного перетока. Исследуемым объектом была выбрана линия БГЭС – УИГЭС.

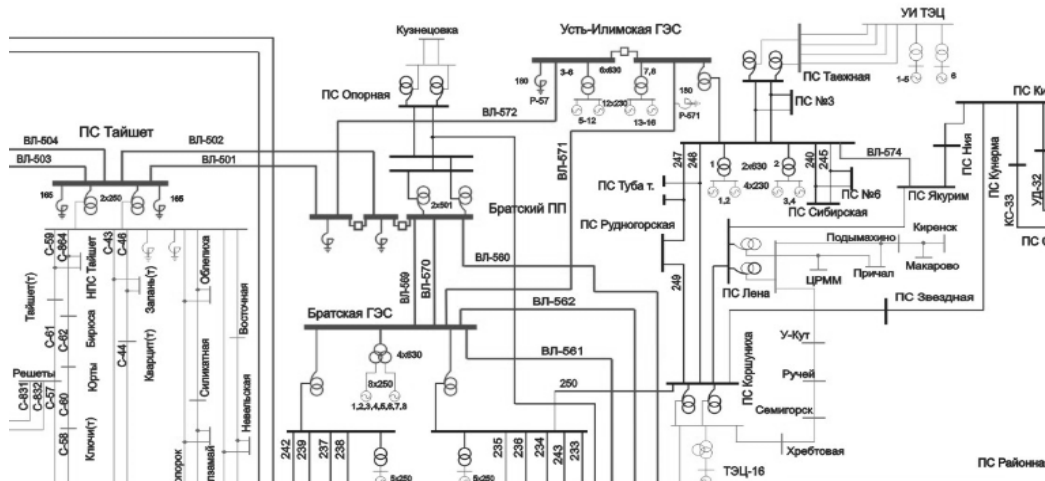


Рис.5. Линия БГЭС – УИГЭС

В ходе эксперимента были рассчитаны установившиеся режимы для каждого порядка квантиля из заранее сформированного ряда и сняты показания. После осуществлялось вычисление ФРВ и ПРВ перетока реактивной мощности.

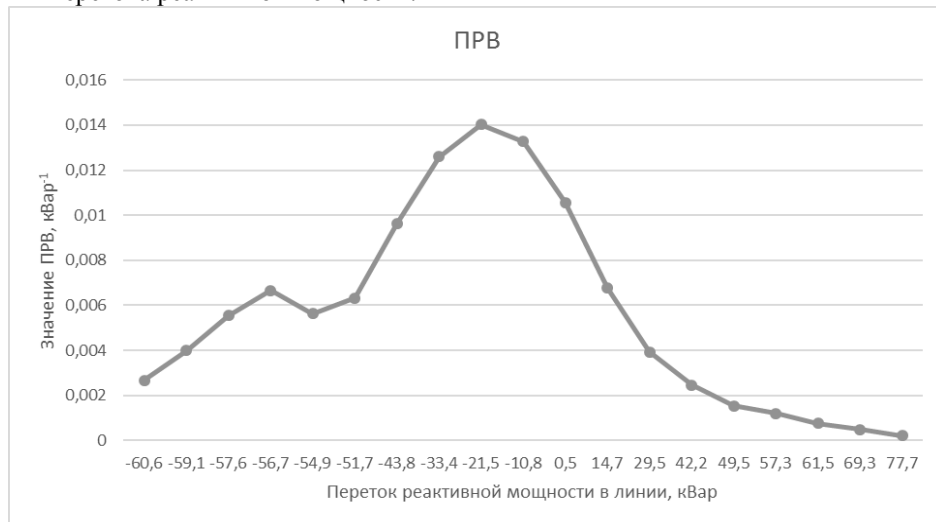


Рис.6. ПРВ перетока реактивной мощности в линии

В результате проведенных опытов можно наблюдать различия полученных ПРВ активной мощности и ПРВ реактивной. ПРВ активной мощности имеет более сглаженную и плавную структуру, схожую со структурой нормального закона распределения, чем ПРВ реактивной. Однако, ПРВ реактивной мощности так же можно считать распределенной по нормальному закону. Неравномерности могут быть связаны с тем, что реактивная мощность зависит от большего числа факторов и параметров, имеет более сложную зависимость, по сравнению с активной. В частности не скомпенсированная реактивная мощность сети увеличивает вероятность перетока этой мощности по линии.

В [1] представлены модификации метода СГИД при известных видах ЗРВ функциональных зависимостей, при которых нет необходимости определять все значения ЗРВ и ПРВ. Достаточно найти параметры этих ЗРВ, количество которых незначительно – один, два, поэтому объем вычислений незначителен.

В общем случае, изложенном в представленном материале, количество расчетов значительно больше, следовательно, целесообразно оснащение существующих промышленных программ для вычисления различных функциональных зависимостей модулями по расчету ЗРВ этих зависимостей. В изложенном варианте метода СГИД получаемые отсчеты ЗРВ формируются как дискретные значения, для которых необходимо сглаживание кривых.



Решение данной задачи дает возможность полноценно развернуть такие энергетические задачи, как: определение рисков перегрузки и разрушения оборудования, показателей функциональной надежности, электрических величин при повреждениях, балансов, резервов и дефицитов мощностей в узле и в энергосистеме в целом, технической эффективности РЗА и др. Положительные результаты применения метода СГИД для задачи режимов позволяют поставить задачи приспособления этого метода для разных проблем электроэнергетики и других отраслей.

#### Список литературы:

1. Шмойлов А.В., Кривова Л.В., Стоянов Е.И., Игнатьев К.В. Вероятностный метод селекции границ интервалов данных для задач электроэнергетики. – Изв. ВУЗов «Проблемы энергетики», 2008, № 7 – 8/1. – с. 146 – 157.
2. В.Ф.Тимченко. Колебания нагрузки и обменной мощности энергосистем. – М.: Энергия, 1975. – 208 с.

### Повышение запаса электрической прочности изоляции обмоток силовых масляных трансформаторов

Бахарев Н.П., Володин С.С.

Поволжский Государственный Университет Сервиса, г. Тольятти, Россия

В настоящее время использование прогрессивных технологий изготовления и методов проектирования силовых трансформаторов позволяет добиться лучших технико-экономических показателей, снизить эксплуатационные затраты на потери электроэнергии и создать конкурентоспособное электрооборудование высокого качества.

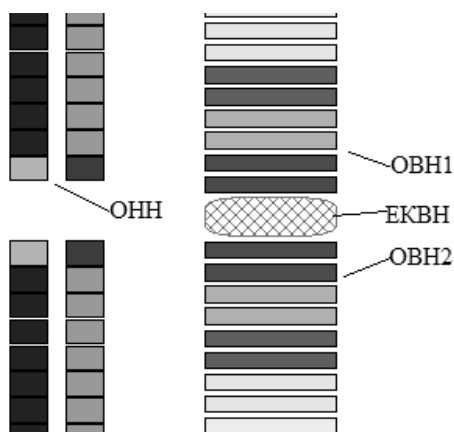
Изоляция в трансформаторе является одним из главных узлов, отвечающих за его массогабаритные показатели и безотказную работу на объекте. Компромисс между компактными размерами трансформатора, экономией активных материалов и его сроком службы возможен благодаря грамотному расчету параметров изоляции при проектировании. Учет возможных перенапряжений (атмосферных и коммутационных), возникающих в электрических сетях, и учет повышения уровня рабочего напряжения крайне необходимы для обеспечения электрической прочности внутренней изоляции трансформаторного оборудования.

Существующие сегодня и наиболее часто применяемые типы обмоток (катушечные с емкостными кольцами, с экранированными витками; переплетенные катушечные; многослойные цилиндрические; винтовые; слоевые;) не всегда способны обеспечить необходимый запас электрической прочности обмоток силовых трансформаторов, особенно классов напряжения 220 кВ и выше. Одним из способов повышения электрической прочности внутренней изоляции является применение холостых витков в обмотках высокого напряжения 220 кВ и выше.

Для анализа преимуществ и недостатков конструкций, рассмотрим наиболее часто применяемые типы обмоток высокого напряжения (ВН): с холостыми витками, емкостными кольцами и переплетением. Рассмотрим каждый тип с точки зрения электрической прочности на примере трансформатора класса напряжения 220 кВ.

#### 1. Обмотка ВН с емкостными кольцами (ЕК):

Емкостное кольцо состоит из электрокартона, на который укладываются витки из медной ленты, образующие экран. Количество слоев ленты может до двух — второй слой укладывается со сдвигом по отношению к первому, чтобы создать сплошную экранирующую поверхность. Между



собой слои перекладываются слоем бумаги. Поверх экрана наматывается бумажная изоляция. По окружности ЕК в экране делается разрыв, чтобы не было короткозамкнутого витка. Емкостное кольцо устанавливается перед первой от линейного конца катушкой и соединяется с линейным отводом. В результате выравнивается начальное распределение по виткам первой катушки и по всей обмотке. На рисунке 1 представлено схематичное изображение обмоток трансформатора с ЕК в обмотке ВН.

Рис. 1. Разделительное емкостное кольцо во входной зоне обмотки ВН.

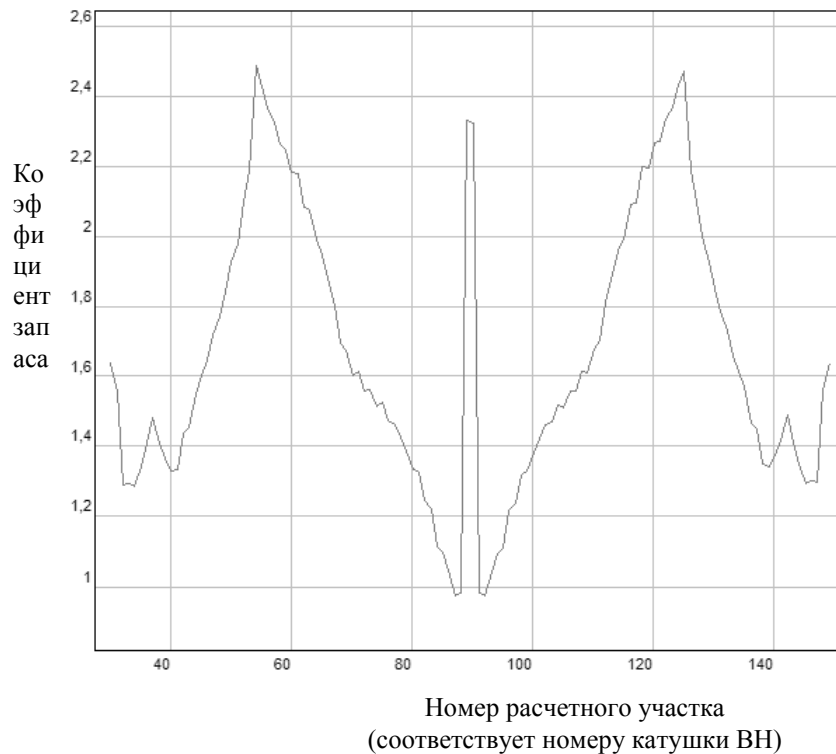


**Рис. 2.** Распределение коэффициентов запаса электрической прочности обмотки ВН с разделительным емкостным кольцом.

Моделирование переходного процесса в обмотке ВН позволило определить значение коэффициента запаса электрической прочности, которое составило 0,97. Минимально допустимый коэффициент запаса электрической прочности 1,2. Обеспечение электрической прочности входной зоны обмотки ВН заданной конструкции с ЕК невозможно.

## 2. Обмотка ВН с переплетением:

Наибольшее снижение межкатушечных потенциалов и повышение электрической прочности продольной изоляции достигается в переплетенных обмотках за счет повышения емкости переплетаемых катушек и выравнивания градиентов напряжений по обмотке. Переплетенная обмотка состоит из пар катушек, витки которых соединены по схемам, показанным на рис. 3.

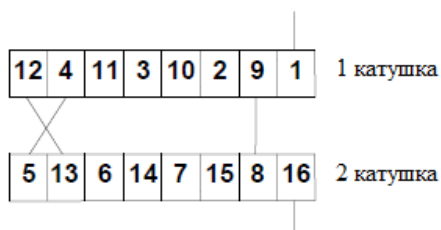


**Рис. 3.** Схема переплетения витков катушек ВН

Конструкция обмотки ВН с переплетением витков в паре катушек достаточно трудоемка для производства, большое количество паяк в обмотке увеличивает вероятность обрыва цепи и изменения

сопротивления обмотки.

Моделирование переходного процесса и перенапряжений показало, что коэффициент запаса электрической прочности составляет 1,18. Переплетение витков увеличивает емкость катушек, благодаря чему препятствует стремительному росту градиента напряжения по обмотке. Повышение электрической прочности данной конструкции обмотки ВН возможно, но только с применением градуировки радиальных каналов.

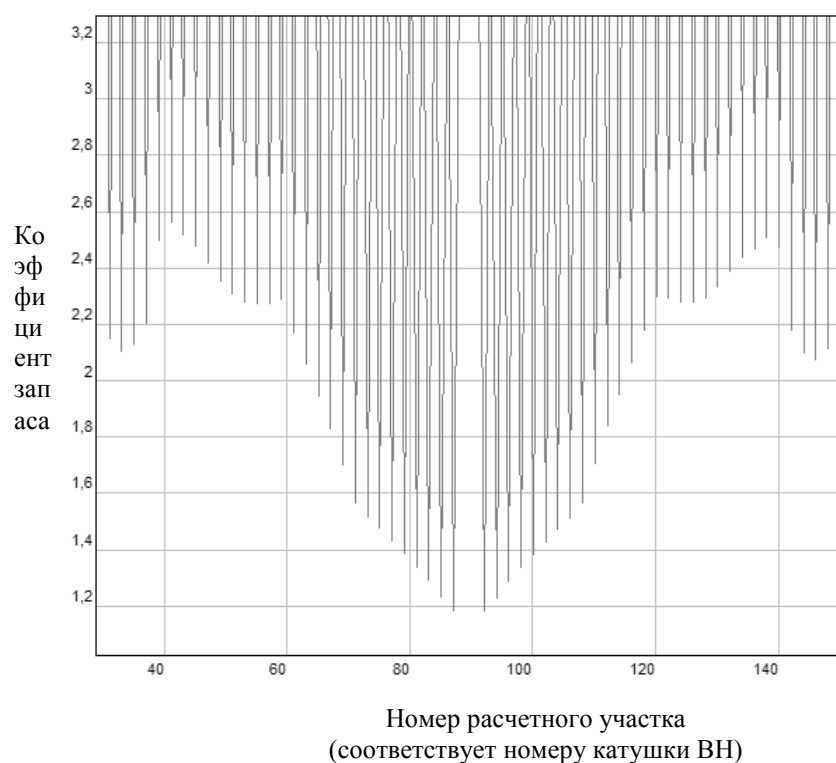


**Рис. 4.** Распределение коэффициентов запаса электрической прочности обмотки ВН с переплетением.

### 3. Обмотка ВН с холостыми витками (ХВ):

Холостые витки во входной зоне распределяются, начиная с половины основных витков катушки с постепенным уменьшением числа холостых витков вдоль обмотки.

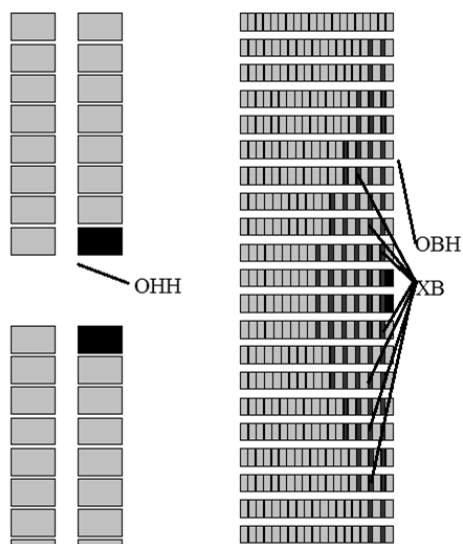


**Рис. 6.** – Холостые витки во входной зоне обмотки ВН.

Конструкция обмотки с ХВ позволяет минимизировать осевой размер обмотки за счет использования меньших радиальных каналов.

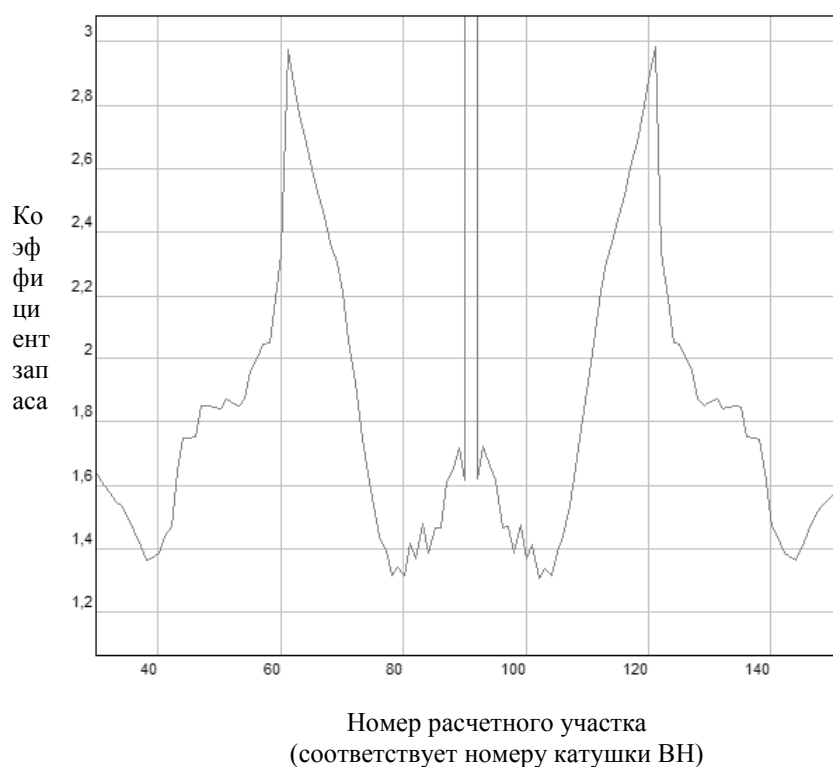


**Рис. 7.** Распределение коэффициентов запаса электрической прочности обмотки ВН с холостыми витками.

Коэффициент запаса электрической прочности составил 1,31. Применение холостых витков в обмотках высокого напряжения позволяет существенно снизить градиент перенапряжений, выровнять распределение импульса вдоль обмотки ВН. Результаты расчета электрической прочности изоляции обмоток представлены в таблице 1.

**Таблица 1.** Сравнение результатов расчета электрической прочности обмоток.

| Тип обмотки                                                                                  | Катушечная с ЕК | Переплетенная | Катушечная с ХВ |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|---------------|-----------------|
| Коэф. запаса электрической прочности, о.е.                                                   | 0,97            | 1,18          | 1,31            |
| Максимальное перенапряжение в обмотке, %                                                     | 123             | 116           | 119             |
| Высота обмотки, мм                                                                           | 1850            | 1820          | 1810            |
| Коэф. трудоемкости изготовления, о.е.                                                        | 1,0             | 1,5           | 1,2             |
| Примечание: минимально допустимый коэффициент запаса электрической прочности составляет 1,2. |                 |               |                 |

До недавнего времени непрерывные обмотки ВН для мощных силовых трансформаторов класса напряжения 220 кВ и выше преимущественно выполнялись с емкостными кольцами или переплетением витков в паре катушек, что удовлетворяло требования электрической прочности внутренней изоляции используемых конструкций. Но сегодня требования к силовым трансформаторам и конкуренция на рынке заставляют менять конструкции на более технически совершенные. Расчетно-сравнительный анализ на примере трансформатора класса напряжения 220 кВ показал целесообразность применения конструкции обмотки ВН с холстыми витками, за счет

повышения запаса электрической прочности обмотки без существенного увеличения трудоемкости, с уменьшением габаритов и, соответственно, с сокращением расходов на активные материалы в трансформаторе.

#### Список литературы:

1. ГОСТ 1516.3-96 «Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции». Пояснительная записка. Технический отчет ВЭИ № 7025-3500, 1994.
2. РД 16.435-88 «Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Параметры продольной изоляции обмоток 110-750 кВ».
3. Расчет импульсных воздействий в обмотках трансформаторов с применением ЭВМ / Под ред. З.М. Белецкого, А.Г. Бунина, А.Ф. Горбунцова, Л.Н. Конторовича М.: Информэлектро, 1978. – 80 с.
4. Шнейдер Г.Я. – Электрическая изоляция трансформаторов высокого напряжения. – М.: «Знак». 2009. 160 с. Ил.

УДК 621.316.11

#### Оценка потерь электроэнергии в системах электроснабжения сельских потребителей

*Воробьева Д.Ю., Глушкова А.И., Долгопол Т.Л.*

*Кузбасский государственный технический университет, г. Кемерово, Россия*

Большая протяженность сельских сетей, территориальная рассредоточенность потребителей электроэнергии, неравномерность графиков нагрузок сельских потребителей являются основными преградами на пути повышения надежности и экономичности систем электроснабжения поселков. Добиться повышения надежности и экономичности систем электроснабжения в сельской местности возможно, если будут приняты меры по реконструкции электрических сетей.

Для низковольтных электрических сетей поселков характерны значительные потери электрической энергии на всем пути ее передачи от источников питания до потребителей. Это обусловлено особенностями построения, функционирования, организацией эксплуатации такого вида сетей: большим количеством элементов, недостаточной обеспеченностью приборами учета, разветвленностью схем, относительно малой загрузкой элементов сети.

Основным критерием оценки энергоэффективности сельских распределительных электрических сетей, как и любых других, является уровень потерь при транспортировке электрической энергии. Величина потерь электроэнергии характеризует существующее техническое состояние оборудования, уровень эксплуатации распределительных электрических сетей, состояние систем учета электрической энергии.

Убытки от потерь в системах электроснабжения потребителей являются прямыми финансовыми издержками электросетевых компаний. Решить проблему можно за счет реализации ряда мероприятий по снижению потерь, а сэкономленные средства направить на реконструкцию и совершенствование систем электроснабжения, повышение надежности и качества электроснабжения потребителей, уменьшение тарифов на электроэнергию и т.д.

В статье представлен анализ потерь электроэнергии в сельских низковольтных распределительных сетях. Для расчетов потерь электроэнергии использованы данные объемов ежемесячного электропотребления домами нескольких поселков Кемеровского района за 2013 год. Анализ однолинейных схем электроснабжения поселков показал, что для передачи электроэнергии чаще всего используются воздушные линии, выполненные проводом марки АС, сечением преимущественно 35 и 50 мм<sup>2</sup>. Есть примеры использования в сетях этих поселков линий, выполненных СИП. Длина отдельных линий колеблется в пределах 2 – 4 км. На сельских подстанциях преимущественно установлены трансформаторы типа ТМ.

Нагрузочные потери электроэнергии в каждом элементе системы электроснабжения могут быть рассчитаны разными методами. В данной статье потери рассчитаны по средним нагрузкам в сельских сетях восьми поселков Кемеровской области.

Метод расчета нагрузочных потерь описывается формулой:

$$\Delta W_n = k_k \cdot \Delta P_{cp} \cdot T \cdot k_\phi^2, \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

где  $\Delta P_{cp}$  – потери мощности в ВЛ, кВт;  $k_\phi^2$  – квадрат коэффициента формы графика, о.е.,  $k_k$  – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной

нагрузки (принимается равным 0,99), о.е.;  $T$  – число часов в периоде, ч.

Нагрузочные потери мощности в ВЛ при средних за период нагрузках определяются по формуле:

$$\Delta P_{cp} = 3 \cdot I_{cp}^2 \cdot R \cdot 10^{-3} = \frac{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2}{U_{cp}^2} \cdot R = \frac{P_{cp}^2 \cdot (1 + tg^2 \varphi)}{U_{cp}^2} \cdot R \cdot 10^3, \text{ кВт}$$

где  $P_{cp}$ ,  $Q_{cp}$  – средние значения активной и реактивной мощности за период  $T$ , МВт;  $tg \varphi$  – коэффициент реактивной мощности, о.е.;  $U_{cp}$  – среднее напряжение элемента за период  $T$ , кВ;  $I_{cp}$  – среднее значение токовой нагрузки, А;  $R$  – активное сопротивление ВЛ, Ом.

На рис. 1 представлена гистограмма потерь электроэнергии в линиях электропередач разных поселков Кемеровской области за 2013 год в процентах от величины передаваемой электрической энергии.

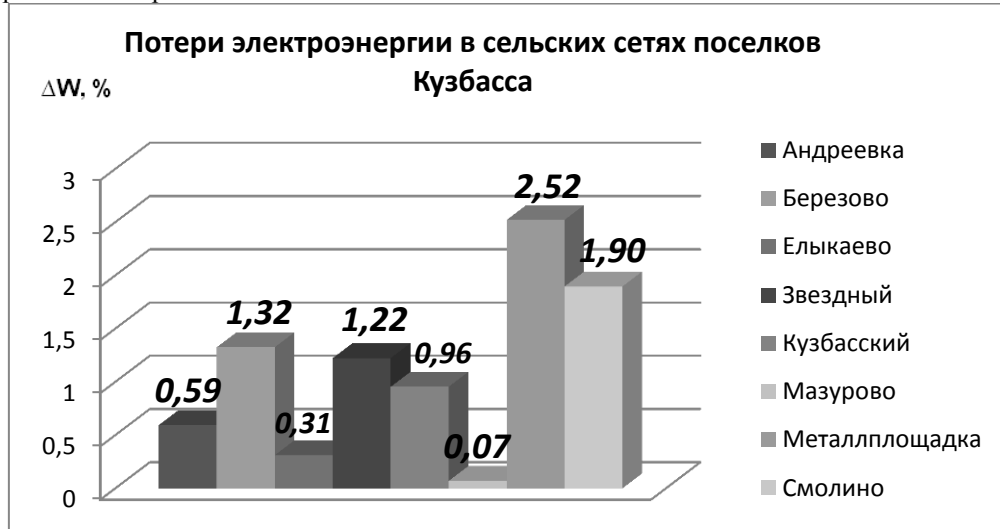


Рис.1. Потери электрической энергии в сельских сетях

Из гистограммы следует, что потери электроэнергии в распределительных сетях разных поселков Кемеровского района значительно отличаются друг от друга. Так в коттеджном поселке Металлплощадка потери превосходят в 2,5 раза потери электроэнергии в электрических сетях п. Мазурово. Это объясняется различной электрической нагрузкой домов в этих поселках.

На рис. 2 представлен график средних потерь электроэнергии в сельских сетях Кемеровского района за 2013 год. В зимние месяцы объемы электропотребления повышаются, что связано с суровыми климатическими условиями Сибири и уменьшением продолжительности светового дня, а, следовательно, существенно повышаются потери электрической энергии в линиях по сравнению с летним периодом.

В международной практике принято считать, что относительные общие потери электроэнергии при ее передаче и распределении удовлетворительны, если они не превышают 4 – 5%.

Потери электроэнергии на уровне 10% оценивают как максимально допустимые с точки зрения физики передачи ее по сетям. Если этот уровень выше 10%, значит, происходят хищения электроэнергии, следовательно, в потерях значительное значение имеет коммерческая составляющая.

Для оценки общих потерь в сельских сетях необходимо рассчитать потери в трансформаторах по формуле:

$$\Delta W_T = \Delta W_{xx} + \Delta W_n, \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

где  $\Delta W_{xx}$  – потери электроэнергии холостого хода в трансформаторе, кВт·ч,  $\Delta W_n$  – нагрузочные потери в трансформаторе, кВт·ч.

$$\Delta W_{xx} = \Delta P_{xx} \cdot T_0 \cdot \left( \frac{U_i}{U_{ном}} \right)^2, \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

где  $\Delta P_{xx}$  – потери мощности холостого хода трансформатора, кВт,  $T_0$  – число не рабочих часов трансформатора за рассчитываемый период, ч,  $U_i$  – напряжение на высшей стороне трансформатора, кВ,  $U_{ном}$  – номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора, кВ.

$$\Delta W_n = k_T \cdot \Delta P_{cp} \cdot T \cdot k_\phi^2, \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

где  $k_T$  – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки, о.е.;  $T$  – число часов эксплуатации трансформатора за рассчитываемый период, ч;  $\Delta P_{cp}$  – нагрузочные потери мощности при средних за рассчитываемый период нагрузках, кВт,  $k_\phi^2$  – квадрат коэффициента формы графика, о.е.



Рис. 2. Годовой график потерь электроэнергии в сельских сетях

Важную роль в надежной работе трансформатора и повышении энергоэффективности систем электроснабжения потребителей играют потери холостого хода трансформатора, которые энергосбытовые компании стараются уменьшать. В процессе эксплуатации потери холостого хода трансформатора возрастают пропорционально сроку службы. При вводе трансформаторов в эксплуатацию и после капитального ремонта показатели не должны отличаться от указанного в протоколе заводских испытаний более чем на 5%. Однако на практике **потери холостого хода** эксплуатируемых силовых трансформаторов значительно превышают паспортные.

Ни рис.3. представлена гистограмма средних потерь электроэнергии в трансформаторах, установленных в поселках Кемеровского района за 2013 год, в процентном соотношении от общего среднего объема потребленной электроэнергии разными поселками, и средние потери холостого хода трансформаторов.

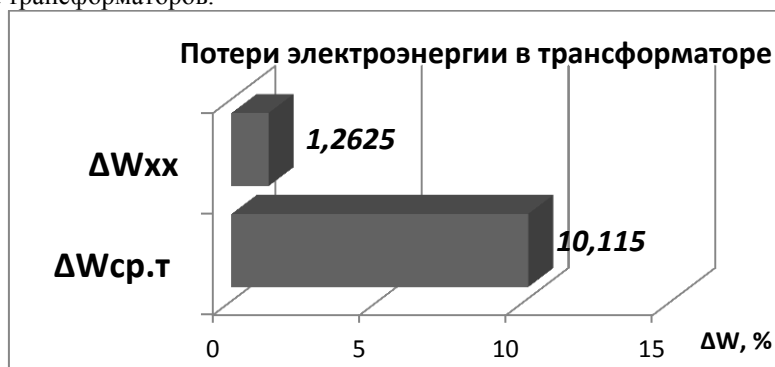


Рис.3. Средние потери электроэнергии в сельских трансформаторах

Таким образом, средние общие потери электроэнергии в системах электроснабжения сельских потребителей превышают максимально допустимые значения, поэтому необходимо сокращать потери, как в линиях электропередач, так и в трансформаторах.

Можно выделить несколько основных мероприятий по снижению потерь электрической энергии в сельских сетях: провести оптимизацию схемных режимов, внедрить инновационное электротехническое оборудование, повысить пропускную способность линий электропередач.

*Силовые трансформаторы, обладающие большими потерями электроэнергии на перемагничивание сердечников, стоит заменить усовершенствованными трансформаторами с*

меньшими потерями, например, трансформаторами с сердечниками, шихтованными по схеме «step lap», или из аморфной стали. Экономически оправдано использование в системах электроснабжения бытовых потребителей трансформаторов со встроенными симметрирующими устройствами, так как для сельских сетей характерен большой перекося фаз, а значит, существенными будут дополнительные потери в трансформаторах от несимметричной нагрузки по фазам.

В качестве новых схемных решений возможно использование децентрализованных систем электроснабжения, что существенно снизит длину линий низкого напряжения от источника питания до потребителей. В Кемеровском районе в этом году установили несколько пробных трансформаторов на опорах, для сокращения расстояния между распределительной подстанцией и потребителями. Оценить эффективность данного мероприятия будет возможно уже в следующем году.

В ближайшие 10–15 лет России предстоит внедрять технологии, которые уже используются в сетевых комплексах других стран. В частности, предстоит внедрять технологии "умных" электрических сетей, позволяющих повысить пропускную способность и стабильность электроснабжения и сократить потери и издержки на технический и коммерческий учет у потребителя.

#### Список литературы:

1. Мероприятия по снижению потерь электрической энергии в распределительных сетях [Электронный ресурс]/ Режим доступа: <http://www.energsovet.ru>.
2. Лисицын Н. В. Анализ динамики потребления электроэнергии в России за 1990–2001 гг. // Энергетик. 2003. № 1. С. 3–7.
3. Зарубежные энергообъединения / А. Ф. Бондаренко, Н. В. Лисицын, Ф. Я. Морозов. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
4. Инструкция по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям / Утверждено Минэнерго России. С. 56–58.

#### Комплексное проектирование высоконадёжных энергоэффективных асинхронных двигателей

Глухов Д.М.

ООО «Воронеж-Аква», г. Воронеж, Россия

На текущий момент заказчики проектно-исследовательских работ в различных областях техники предъявляют особые требования к надёжности приводных электродвигателей различного насосного, перекачивающего и электроприводного оборудования, прописывая при этом в заданиях на проектирование требования по плавному пуску электродвигателей, обеспечить которые призваны преобразователи частоты (ПЧ). Вследствие этого, для привода оборудования требуются не просто электродвигатели, а, фактически, системы регулируемого электропривода (РЭП).

Оптимизация эксплуатационных расходов на поддержание широкой номенклатуры электродвигателей в постоянном рабочем состоянии, требует от служб эксплуатации предприятий Заказчиков обеспечения максимально возможной высокой надёжности электроприводных механизмов без организации складов запасных двигателей. Это обстоятельство отражается в требованиях по гарантийному сроку и общему сроку службы приводных двигателей закладываемых уже на стадии разработки проектировщиком опросных листов на оборудование и утверждения их Заказчиком. Как результат, требуется повышенная эксплуатационная надёжность электродвигателей при работе в различных динамических и установившихся режимах РЭП, обеспечить которую может многофазный асинхронный двигатель (МАД).

Цель работы: усовершенствование программно-вычислительного комплекса для расчёта высоконадёжных асинхронных двигателей, используемых в составе электроприводов различного назначения.

Предыдущие исследования показали преимущества комплексного подхода в проектировании МАД при котором используются результаты как численных расчётов, так и полевого моделирования электромагнитных и тепловых процессов, а результатом являются характеристики и параметры рассчитанного МАД [1,2]. Учёт особенностей питания таких двигателей также вносит свои коррективы в процесс проектирования [3].



По информации служб эксплуатации наших заказчиков, наиболее распространённая причина выхода приводных асинхронных двигателей являются различные повреждения статорных обмоток. Реже – поломки подшипниковых узлов, неисправности которых, в большей степени, обусловлены техническим состоянием механической части приводимого механизма и аккуратностью в процессе монтажа и при обращении с вращающимися частями.

Для получения характеристик надёжности единого комплекса "ПЧ – МАД" требуется учитывать структуру (состав) и вероятность безотказной работы (ВБР) самого ПЧ.

Полная структурная схема, отражающая все этапы проектирования многофазного РЭП, на основе которой разработан программно-вычислительный комплекс (ПВК), приведена на рис.1.

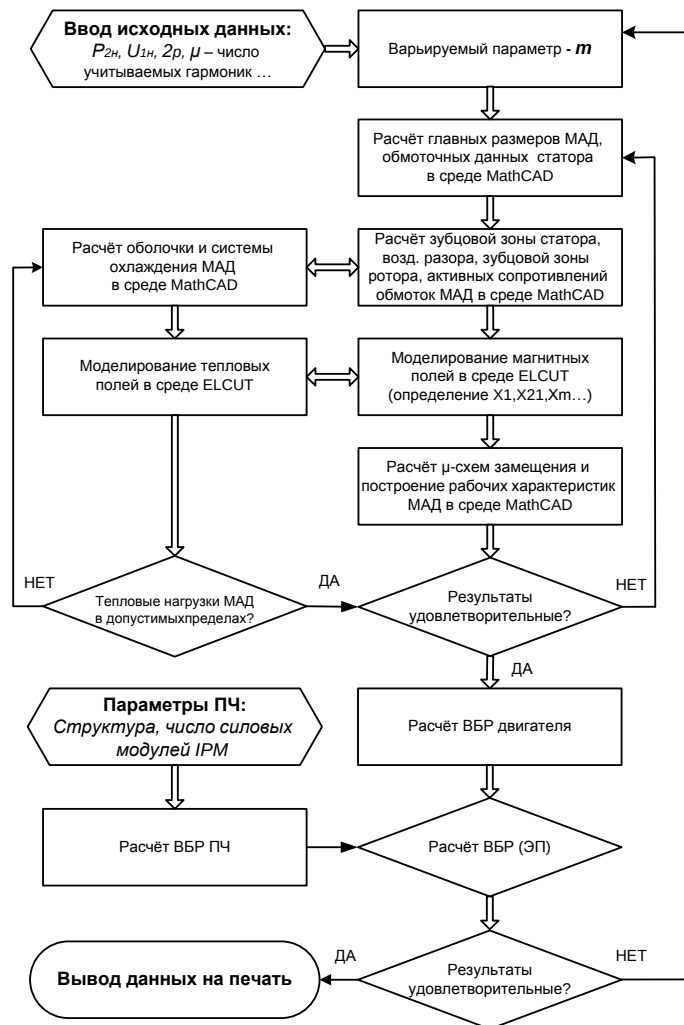


**Рис.1.** Структурная схема состава программно-вычислительного комплекса для расчёта высоконадёжного асинхронного электропривода

Результатом расчётов является вывод на печать размеров электромагнитной части МАД с расщеплённой статорной обмоткой, его тепловые и рабочие характеристики, а также информация по уровню ВБР, которую обеспечивает данная конкретная конструкция двигателя при питании от многофазного ПЧ.

Одним из важных узлов автономной обессоливающей установки (АОУ) на электростанциях с барабанными котлами является насосный агрегат, работающий в режиме частых пусков и остановов. Отсюда - повышенные требования к надёжности приводного двигателя, либо постоянное присутствие аварийного персонала и наличие запасных узлов и агрегатов в непосредственной близости от установки.

Таблица 1. Результаты расчётов

| $m$ | $ВБР, о.е.$ | $\eta^* \cos \varphi, о.е.$ |
|-----|-------------|-----------------------------|
| 3   | 0,771       | 0,706                       |
| 6   | 0,935       | 0,713                       |
| 9   | 0,978       | 0,726                       |
| 12  | 0,980       | 0,729                       |

Визуально результаты моделирования характеристик надёжности и комплексного показателя качества МАД в зависимости от числа фаз  $m$  статорной обмотки отображены в виде графиков и представлены на рис. 2.

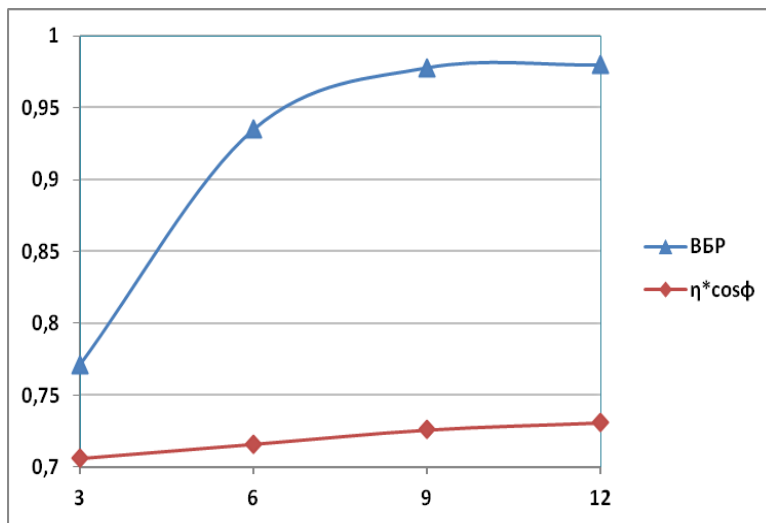


Рис.2. График зависимости надёжности и интегрального показателя качества многофазного асинхронного двигателя от числа фаз статорной обмотки.

Анализ приведённых выше данных позволяет сделать вывод о нецелесообразности увеличения числа фаз  $m$  статорной обмотки более шести, так как дальнейший прирост вероятности безотказной работы и произведения к.п.д.  $\eta$  и коэффициента мощности  $\cos \varphi$  не компенсируют усложнение конструкции МАД.

В итоге, Заказчику было предложено применить в качестве приводных двигателей насосов АОУ шестифазные МАД, как наиболее оптимальные с экономической и эксплуатационной точек зрения.

Фактические результаты применения МАД будут зафиксированы в следующем межремонтном периоде.

Выводы по работе:

1. Наиболее достоверные характеристики и параметры проектируемого механизма возможно получить при комплексном подходе в моделировании систем.
2. Число фаз многофазного асинхронного двигателя, а, следовательно, структура, состав, сложность и стоимость питающего его преобразователя частоты определяется минимально допустимым уровнем вероятности безотказной работы механизма в зависимости от опасности технологического процесса, в который он встроен.
3. Предлагаемый программно-вычислительный комплекс позволяет получить несколько вариантов свойств и характеристик приводного электродвигателя с учётом параметров источника питающего напряжения, по результатам анализа которых выбирается наиболее подходящий конкретным условиям эксплуатации.
4. Оптимальное, по уровню надёжности и эксплуатационным показателям, число фаз  $m$  приводного двигателя системы откачки конденсата факельных сепараторов – шесть.

5. Дальнейшие пути уточнения получаемых результатов моделирования лежат в области детализации, совершенствования и уточнения математического обеспечения расчётной части в структуре комплекса.

**Список литературы:**

1. Глухов Д.М., Любимцев А.С., Воронков И.С. Программно-вычислительный комплекс для проектирования энергоэффективных многофазных асинхронных двигателей. Современные техника и технологии: Труды XVIII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых В 3 т. – Томск. – Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 426 с.
2. Руководство пользователя ELCUT – Ст. Петербург – 2013.
3. Беспалов В.Я. Перспективы создания отечественных электродвигателей нового поколения для частотно-регулируемого электропривода. Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 3/2006.

**Современные средства противоаварийного управления в микроэнергосистемах**

<sup>1,2</sup>Горте О.И., <sup>1,2</sup>Арестова А.Ю., <sup>1,2</sup>Хмелик М.С., <sup>1,3</sup>Остапенко А.И., <sup>4</sup>Маркин В.А

<sup>1</sup>Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия,

<sup>2</sup>Сколковский институт науки и технологии, г. Москва Россия

<sup>3</sup>Санкт-Петербургский государственный политехнический университет, г. Санкт-Петербург, Россия

<sup>4</sup>Дальневосточный федеральный университет, г. Владивосток, Россия

**Введение.**

Программой развития ЕЭС России на период 2010–2016 предусмотрено создание нескольких интеллектуальных энергокластеров, одним из которых может стать интеллектуальная микроэнергосистема на базе сети электроснабжения о. Русский. В ходе реконструкции системы электроснабжения, проведенной к саммиту АТЭС 2012, на о. Русский уже введены в эксплуатацию три современные мини-ТЭЦ, основным оборудованием которых стали газотурбинные установки. В дальнейшем может быть создан ветропарк на соседнем о. Попова, проект которого существует, но реализация отложена на неопределенное время. Известны также намерения Министерства энергетики РФ и Министерства образования и науки РФ относительно создания на базе ДВФУ, расположенного на о. Русский, образовательно-энергетического кластера, который может стать одним из полигонов для экспериментальных исследований интеллектуальных микроэнергосистем.

Применение возобновляемых источников энергии – обязательного компонента интеллектуальных микроэнергосистем - предполагает их оснащение различными типами накопителей энергии. В зависимости от назначения накопителей энергии, последние могут поддерживать нормируемые уровни напряжения и частоты в энергосистеме, т. е. служить для управления установившимися и квазистационарными режимами микроэнергосистем. Характеристики некоторых из накопителей энергии - мощность, энергоемкость, время заряда и разряда, время реакции на сигнал управления, и т.д., к которым, собственно, относятся и маховиковый накопитель, и сверхпроводниковый индуктивный накопитель (СПИН) - обеспечивают возможность их использования в качестве средства управления переходными режимами, в том числе в качестве средства автоматического предотвращения нарушения устойчивости (АПУ).

Интеграция в распределительную электрическую сеть накопителей энергии обычно требует применения так называемых конверторов. Современный уровень развития преобразовательной техники, используемой для реализации конверторов, позволяет обеспечить независимое управление активной и реактивной мощностью, проходящей через конверторы даже в противоположных направлениях. Это относится и к маховиковому накопителю энергии, что обуславливает относительно сложную структуру систем управления конверторами, в частности - существование нескольких стратегий управления конвертором на стороне сети и на стороне накопителя.

В настоящей работе исследована эффективность применения двух типов накопителей энергии – маховикового и СПИН. С одной стороны, это позволяет освоить ЕМТ-модель маховикового накопителя (по мгновенным значениям параметров режима) с соответствующими системами управления конверторами, рассмотрев возможность упрощенного его представления. С

другой стороны, это дает возможность применения RMS-модели СПИН (по действующим значениям параметров режима). Таким образом, применяя обе модели в составе сети электроснабжения о. Русский, можно предварительно оценить динамические свойства одной из возможных конфигураций интеллектуальной микроэнергосистемы на о. Русский, содержащей возобновляемые источники энергии и сопряженные с ними накопители.

Сеть электроснабжения низшего и/или среднего класса напряжения может быть организована в виде двух структур: микроэнергосистемы и виртуальной электростанции. Первая имеет в своем составе источники распределенной генерации (в том числе – возобновляемой энергии) и управляемую нагрузку – комбинацию различных потребителей энергии и устройств ее накопления, которая может функционировать и как автономная система, и как часть энергосистемы более высокого уровня, благодаря наличию единственной точки примыкания к энергосистеме. Вторая – сеть электроснабжения низшего и/или среднего класса напряжения, отдельные компоненты которой средствами мультиагентной системы управления могут образовывать кластеры распределенной генерации и управляемой нагрузки, и которая не имеет одной точки примыкания к энергосистеме. Характерная особенность этих структур состоит в наличии, как правило, так называемой управляемой нагрузки, которая помимо традиционной бытовой нагрузки содержит разнообразные накопители энергии.

Расчетная схема сети электроснабжения о. Русский.

Если проект создания ветровой электростанции на о. Попова, находящегося рядом с о. Русский, будет реализован, структура микроэнергосистемы или виртуальной электростанции на о. Русский может принять вид, показанный на рисунке 1,а. Поскольку использование топливных ячеек недавно стало одним из самых перспективных направлений в области интеллектуальных микроэнергосистем, о. Русский мог бы стать местом освоения и этой технологии. Нельзя исключать также возможность создания экспериментальной волновой электростанции в прибрежных водах о. Русский. Таким образом, одна из возможных схем развития сети электроснабжения на о. Русский может выглядеть так, как показано на рисунке 1,б. На рисунке штрихпунктирные и пунктирные линии черного цвета условно обозначают соответственно одноцепную воздушную линию (ВЛ) 110 кВ и двухцепную ВЛ 35 кВ, которые могли бы быть построены для выдачи мощности ветровой электростанции на о. Попова.

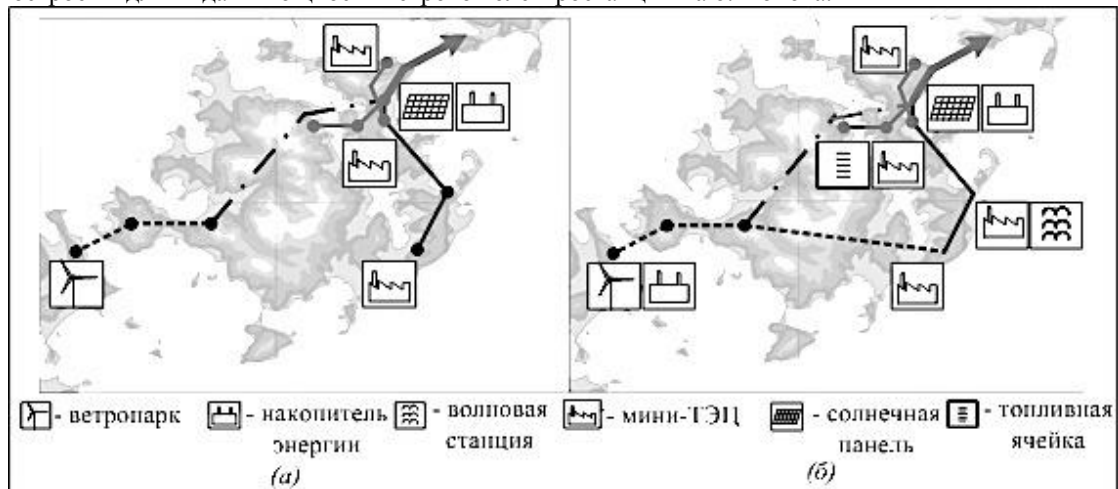


**Рис. 1.** Возможные варианты развития сети электроснабжения о. Русский: (а) - в случае реализации ветропарка, (б)- в случае создания четвертой мини-ТЭЦ

Одним из компонентов виртуальной электростанции может быть так называемая управляемая нагрузка, которая включает в себя и традиционную потребительскую нагрузку, и накопитель энергии. На рисунке 2 этот компонент обозначен как L1 на ПС Центральная и состоит из двух частей: 70% постоянной нагрузки, 30% - управляемой нагрузки, представленной накопителем энергии.

Для управления переходными режимами накопитель энергии должен обеспечивать малое время отклика на сигнал управления. Наиболее предпочтителен для этих целей СПИН и маховиковый накопитель. В таблице 1 приведены параметры сети электроснабжения, на основе которых создана тестовая расчетная схема [3]. В таблице 1 символом «G» обозначены газотурбинные установки, «D» – дизель-генераторы, аббревиатура «ЛЭП» применена для

обозначения линии электропередачи. Величина получаемой мощности из ОЭС Востока приведена в графе «Импорт».

Математическая модель микроэнергосистемы должна обеспечивать возможность адекватного исследования всех аспектов противоаварийного управления в самых разнообразных схемно-режимных ситуациях. Поэтому одна из целей настоящей работы состоит в создании расчетной схемы, которая бы позволяла исследовать эффективность применения возобновляемых источников энергии и сопряженных с ними накопителей энергии для противоаварийного управления на о. Русский.

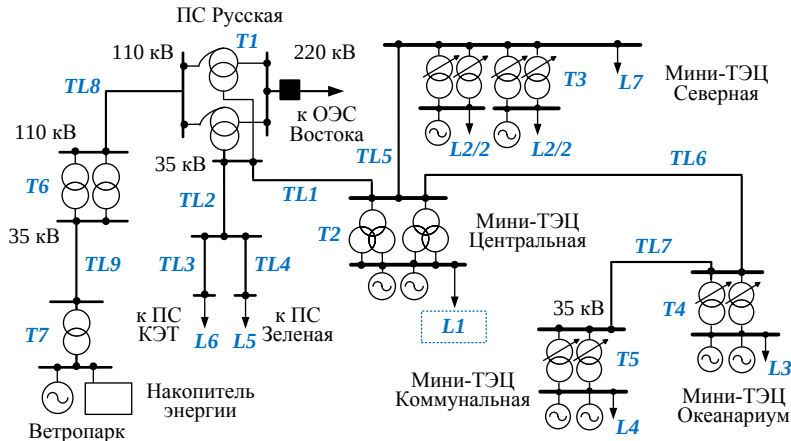


Рис. 2. Однолинейная схема сети электроснабжения о. Русский

Таблица 1. Параметры базового режима

| Генерация                    |                             |                       | Нагрузка      |                        | ЛЭП          |                 |
|------------------------------|-----------------------------|-----------------------|---------------|------------------------|--------------|-----------------|
| Название станции             | Установленная мощность, МВт | Рабочая мощность, МВт | Название узла | Мощность нагрузки, МВт | Название ЛЭП | Длина линии, км |
| Северная-G                   | 5 x 6,6                     | 5 x 6,6               | L1            | 34,5                   | ЛЭП1         | 0,15            |
| Северная-D                   | 2 x 1                       | 0                     | L2            | 0,4                    | ЛЭП2         | 5               |
| Центральная-G                | 2 x 1,8                     | 2 x 1,8               | L3            | 16,1                   | ЛЭП3         | 1               |
| Центральная-D                | 2 x 1                       | 0                     | L4            | 2,1                    | ЛЭП4         | 1               |
| Океанариум-G                 | 2 x 6,6                     | 2 x 6,6               | L5            | 16,3                   | ЛЭП5         | 2               |
| Океанариум-D                 | 2 x 1                       | 0                     | L6            | 6,3                    | ЛЭП6         | 6               |
| Коммунальная-G               | 2 x 1,5                     | 2 x 1,5               | L7            | 4,0                    | ЛЭП7         | 3,7             |
| Коммунальная-D               | 2 x 0,4                     | 0                     | Σ             | 79,6                   | ЛЭП8         | 11,1            |
| Ветропарк                    | 5 x 2,3                     | 5 x 2,3               | Импорт        | 14,5                   | ЛЭП9         | 4,7             |
| Суммарная мощность генерации | 73,1                        | 66,3                  |               |                        |              |                 |

Для создания расчетной модели применен программный комплекс MATLAB/Simulink/SimPowerSystems. Каждый из синхронных генераторов представлен моделью шестого порядка. Автоматические регуляторы возбуждения и скорости (APB и APC) представлены стандартными значениями параметров, используемых по умолчанию. Известная модель газовой турбины Роувена (Rowen) создана с помощью встроенных средств комплекса, с параметрами, приведенными в [1-2].

Действие устройств противоаварийной автоматики и СПИН.

В качестве одного из элементов интеллектуальной энергосистемы рассмотрена модель СПИН, как одна из базовых моделей программного комплекса EUROSTAG. Место расположения этого типа накопителя - ветровая электростанция (ВЭС), изображенная на рисунке 2.

Чтобы показать эффективность применения нагрузочных резисторов, например, в случае трехфазного короткого замыкания (КЗ) на ВЛ 110 кВ, средствами математического моделирования, а именно программным комплексом EUROSTAG 5.1 - воспроизведена следующая

последовательность событий: КЗ (1 сек) на линии 110 кВ; включение нагрузочных резисторов (НР) в 1,04 сек, отключение НР (1,2 сек), трехфазное автоматическое повторное включение (3,2 сек) ВЛ 110 кВ.

Для удобства сопоставления происходящих процессов, на рисунке 3 показаны результаты расчетов в условиях применения трех различных комбинаций управляющих воздействий – НР, СПИН, а также НР и СПИН одновременно, которые сопоставлены с одним из возможных результатов переходного процесса без применения устройств противоаварийной автоматики (ПА).

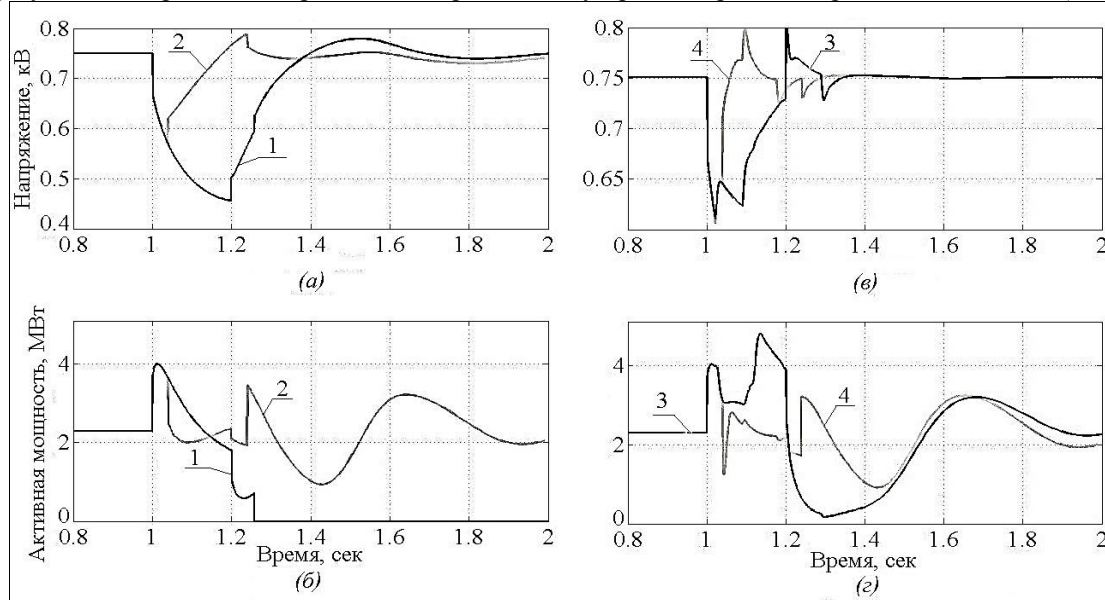


**Рис. 3.** Напряжение в узле подключения ветрогенератора (а) и (с), и активная мощность ветрогенератора (б и д); 1- без применения устройств ПА, 2- с применением НР, 3 - с применением СПИН, 4- с применением СПИН и НР

Анализ результатов вычислительных экспериментов показал, что действие и НР, и СПИН, сопровождаемое успешным АПВ ВЛ, обеспечивает предотвращение отключения ветрогенераторов защитными устройствами. Процесс ликвидации аварийного возмущения с применением НР иллюстрирует рисунок 4, из которого как раз и следует, что и кратковременное включение НР в цепи статора синхронного генератора на базе машины двойного питания, и СПИН на шинах ВЭС, обеспечивают устойчивый динамический переход в условиях тяжелых КЗ, возникающих в схеме выдачи мощности ВЭС. Эти устройства могут быть рассмотрены в качестве средств ПА в сети электроснабжения о. Русский.

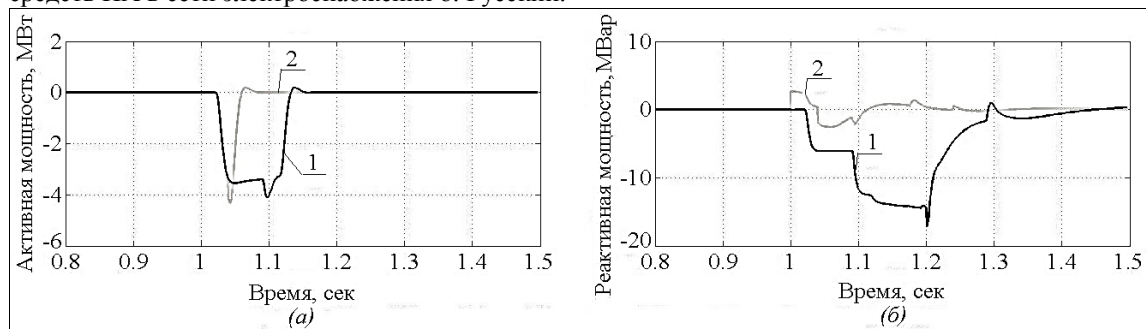


**Рис. 4.** Активная (а) и реактивная (б) мощности СПИН: 1- без применения НР, 2- с применением НР

Модель маховикового накопителя.

Модель маховикового накопителя должна учитывать то обстоятельство, что подключение к сети накопителя происходит с применением двух преобразователей, преобразователя переменного тока в постоянный и обратно (AC/DC и DC/AC). Каждый из преобразователей располагает собственной системой управления на базе пропорционально-интегральных контроллеров (ПИ-контроллеров) [4,5].

На настоящем этапе работы реализована упрощенная модель накопителя и системы управления средствами программного комплекса MATLAB/Simulink/SimPowerSystems, содержащая только один преобразователь со стороны сети. Преобразователь со стороны накопителя представлен управляемым источником тока, что существенно упрощает вычислительный процесс.

Рисунок 5 иллюстрирует результаты расчета переходного процесса в полной схеме сети электроснабжения о. Русский в случае аварийного отключения связи с ОЭС Востока, из которого очевидна эффективность совместного применения устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР) и накопителя энергии в составе нагрузки L1 - в сравнении с применением устройств АЧР без накопителя энергии (НЭ).

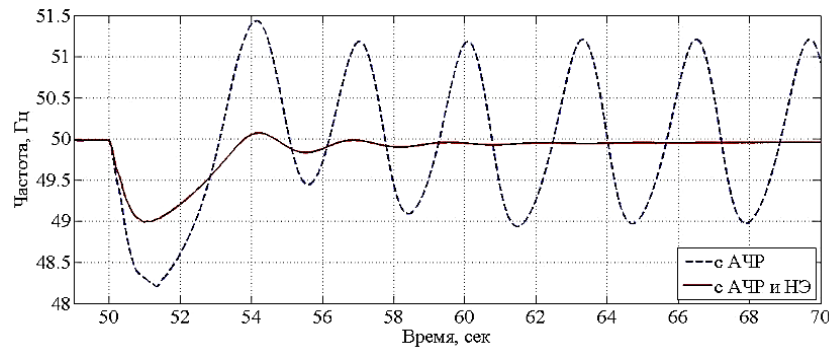


**Рис. 5.** Изменение частоты сети в условиях действия АЧР и АЧР совместно с действием маховикового накопителя энергии

Как известно, передача данных и управляющих воздействий на расстояние в системе противоаварийного управления может происходить с запаздыванием. Для определения влияния величины запаздывания на изменение частоты в сети электроснабжения о. Русский в условиях применения маховикового накопителя энергии проведено несколько вычислительных экспериментов. Результаты расчетов показаны на рисунке 6, из которых следует, что допустимая в рассмотренной схемно-режимной ситуации величина запаздывания в получении управляющим контроллером входной информации не превышает 0,2 с.

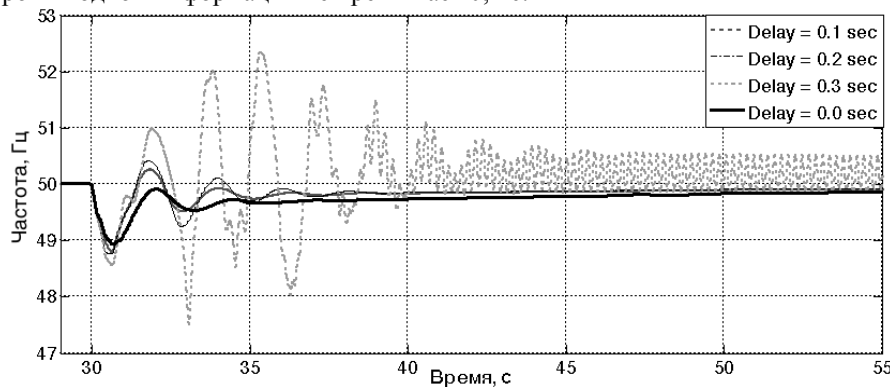


**Рис. 6.** Изменение частоты сети в зависимости от запаздывания входного сигнала

Приведенные примеры переходных процессов с использованием упрощенной модели маховикового накопителя подтверждают возможность моделирования различных типов накопителей уже на настоящем этапе исследований.

**Заключение.**

На этапе выбора структуры и состава микроэнергосистемы на о. Русский может быть применена упрощенная универсальная модель накопителя энергии.

Нагрузочные резисторы, кратковременно включаемые в статорные цепи синхронного ветрогенератора на базе машины двойного питания, это альтернатива иным способам обеспечения устойчивых динамических переходов для ветрогенераторов.

В рассмотренных схемно-режимных ситуациях с принятыми для исследования математическими моделями устройств управления, СПИН, оснащенный регулятором напряжения пропорционально-интегрального действия, также обеспечивает условия устойчивого

динамического перехода ветроагрегатов. Это устройство, в свою очередь, может найти применение в микроэнергосистемах и стать одним из компонентов ветровых электростанций [3].

#### Список литературы

1. S. K. Yee, J. V. Milanovic, F. M. Hughes, "Overview and Comparative Analysis of Gas Turbine Models for System Stability Studies" // IEEE, Trans. on Power Systems, - Feb. 2008. - vol. 23, No. 1. - pp. 108-118.
2. P. Centeno, I. Egido, C. Domingo, F. Fernandez, L. Rouco, M. Gonzalez, "Review of Gas Turbine Models for Power System Stability Studies" // IEEE. - 2005.
3. Горте О.И., Кирьянова Н.Г., Остапенко А.И. и др. Остров Русский- экспериментальная база для исследования противоаварийной автоматики микроэнергосистем / XXII научно-практическая конференция «Релейная защита и автоматика энергосистем 2014» / Москва, 2014
4. Díaz-González, F., Sumper, A., Gomis-Bellmunt, O.; Villafafila-Robles, R. Modeling and Validation of a Flywheel Energy Storage Lab-Setup // 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) Europe Conference, Berlin, Germany, in Proceedings, 2012. 1-6
5. Горте О.И., Хмелик М.С. Упрощенная модель накопителя энергии для исследования устойчивости микроэнергосистем средней мощности / V Международная молодежная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи-2014» / Томск, 2014.

#### Оценка минимально необходимой глубины моделирования одновременных отказов элементов при оценке режимной надежности ЭЭС

Гусев С.А.

Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина, г. Екатеринбург, Россия

Эффективность любой технической системы, в том числе и электроэнергетической, как правило, рассматривается с позиции трёх основных свойств: экономичности, надёжности, безопасности [1].

Способность электроэнергетической системы (ЭЭС) выполнять свои функции без отклонения параметров электрических режимов за пределы допустимых при случайных возмущениях в ЭЭС (короткое замыкание, отключение генератора, линии электропередачи, трансформатора, выключателя и др.) определяется уровнем режимной надёжности ЭЭС. В случае недостаточного уровня РН возникает отказ функционирования, который приводит к снижению показателей качества электроэнергии, либо превышению максимально допустимого перетока (МДП), а возможно и аварийно-допустимого перетока (АДП), в элементах ЭЭС. Превышение АДП в большинстве случаев приводит к нарушению статической устойчивости, ограничению потребителей электроэнергии и, возможно, каскадному развитию аварии.

Анализ режимной надёжности заключается в моделировании случайных возмущений и анализе послеаварийных состояний ЭЭС. При возникновении отказа, связанного с отклонением режимных параметров за пределы допустимых, предпринимаются управляющие воздействия (УВ), которые заключаются, прежде всего, в перераспределении генерации посредством дополнительной загрузки, разгрузки или отключения части работающих агрегатов, частотного пуска отключенных гидрогенераторов, изменения положения анцапф трансформаторов и автотрансформаторов, изменения состояния СТК или СТАТКОМов. При отсутствии необходимых резервов генерирующей мощности необходимо выполнить частичное отключение потребителей. При этом решается задача оптимального ограничения нагрузки, по критерию минимального ущерба от недоотпуска электрической энергии [2]. Полученный ущерб с весовым коэффициентом, определяемым вероятностью рассматриваемого события, участвует в оценке математического ожидания суммарного ущерба – одним из основных показателей режимной надёжности ЭЭС. Алгоритм оценки показателей РН представлен на рисунке 1.

Сегодня моделирование вероятных отказов и оценка статических послеаварийных режимов с целью выявления и устранения возникших отклонений от требований надёжности является обязательной процедурой в практике управления текущими и краткосрочными режимами ЭЭС [3]. Задача оценки режимной надёжности схемы сети сводится к множественному расчету режимов, где в каждом режиме отключены один или несколько элементов в зависимости от критерия, по которому происходит анализ. Мировой опыт эксплуатации ЭЭС, показывает, что для принятия адекватных и рациональных решений по обеспечению надёжности ЭЭС необходимо выполнять анализ режимов по критериям не менее чем  $n-2$  или даже  $n-3$  [4]. Это объясняется тем,



что в большинстве случаев именно на два или три одновременных отказа приходится максимум математического ожидания ущерба от перерыва электроснабжения.

Необходимость моделировать многократные одновременные отключения чрезвычайно усложняет процедуру оценки РН, т.к. при увеличении глубины одновременных отказов, количество анализируемых режимов возрастает в соответствии с биномиальным распределением системы с числом элементов, равным сумме количества узлов и ветвей ЭЭС.

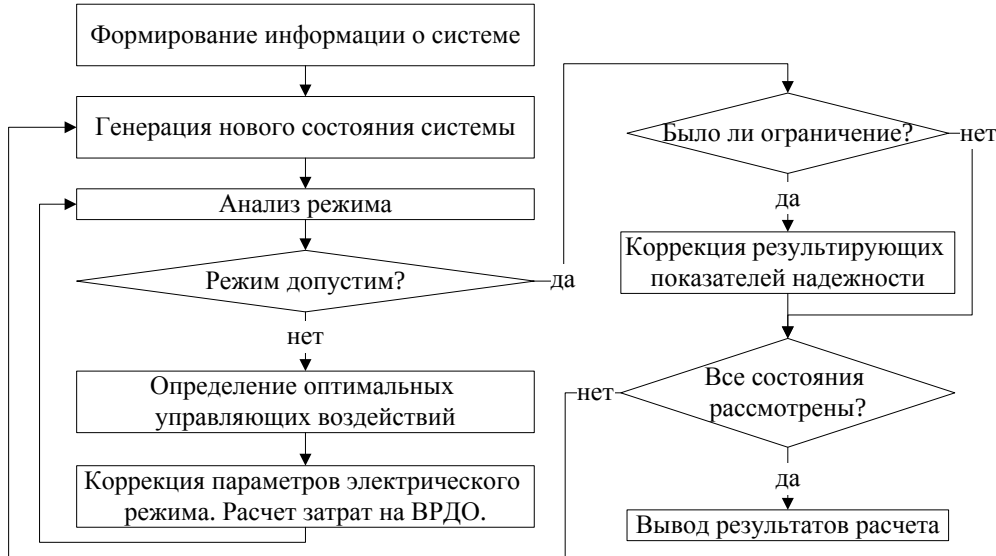


Рис. 1. Алгоритм оценки РН

В данной статье представлен математический подход, позволяющий определить минимально необходимую (оптимальную с точки зрения количества расчетов) глубину одновременных отключений элементов ЭЭС.

Математическое ожидание суммарного ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям определяется следующим образом:

$$Y = \sum_{C_i \in C} P_i Y_i$$

где  $C = \{C_i\}$  – полное множество сочетаний отключенных элементов ЭЭС;  $P_i$  – вероятность состояния  $C_i$ ,  $\sum_{C_i \in C} P_i = 1$ ;  $Y_i$  – ущерб, определяемый режимными ограничениями состояния  $C_i$ .

Полный перебор всех состояний приводит к неоправданно большим затратам машинного времени. В то же время для достаточно большого класса сочетаний (с большим числом отключенных элементов) доля в суммарном ущербе незначительна из-за малых вероятностей состояний. Максимальную глубину числа отключенных элементов можно определить по критерию максимальных оценок. Пусть  $Y^{max}$  – максимальный ущерб, соответствующий практически возможному наименее благоприятному сочетанию отключенных элементов. Первое приближение  $Y^{max}$  рассчитывается для состояния, которому соответствует единовременное отключение двух или трёх элементов, так как, в большинстве случаев, именно на такое количество одновременных отказов элементов ЭЭС приходится максимальное математическое ожидание ущерба.

Можно сделать следующую оценку величины ущерба:

$$Y < Y^{max} \sum_{C_i \in C_{огр}} P_i \ll Y^{max} \sum_{C_i \in C} P_i \quad 1)$$

Каждый элемент может быть описан характеристической функцией  $\eta_i$ . Если элемент отключен, то  $\eta_i = 0$ , если включен  $\eta_i = 1$ .

При заданных вероятностях отключенного и включенного состояний, вероятность состояния  $C_i$ :

$$\mathcal{P}_i = \prod_{j=1}^n [\eta_{ij} p_j + (1 - \eta_{ij}) q_j], \quad C_i \rightarrow \{\eta_{ij}\} \quad (2)$$

где  $q_j$  – вероятность отключенного состояния элемента  $j$ ;  $p_j$  – вероятность включенного состояния элемента  $j$ .

С учётом (2) неравенство (1) примет вид:

$$y < y^{\max} \sum_{C_i \in C_{\text{огр}}} \prod_{j=1}^n [\eta_{ij} p_j + (1 - \eta_{ij}) q_j]$$

Суммарный ущерб тем больше, чем больше вероятности отказа элементов. Отсюда:

$$y < y^{\max} \sum_{C_i \in C_{\text{огр}}} \prod_{j=1}^n [\eta_{ij} (1 - q_{\max}) + (1 - \eta_{ij}) q_{\max}]$$

В идеализированном случае, когда все элементы имеют одинаковую вероятность  $q$  отключенного состояния, каждое состояние  $C_i$  может быть идентифицировано числом  $k$  отключенных элементов. При этом вероятность состояния  $\mathcal{P}_i$  описывается биномиальным распределением:

$$\mathcal{P}_i = C_n^k q^k p^{n-k} \quad (3)$$

где  $C_n^k$  – это число сочетаний из  $n$  элементов по  $k$ .

После подстановки (3) в неравенство (1) получится:

$$y < y^{\max} \sum_{k \leq m} C_n^k q^k p^{n-k}$$

где  $m$  – максимальное число отключенных элементов в анализируемых сочетаниях.

Или же в развернутом виде:

$$y < y^{\max} \left( \sum_{k=0}^{m-1} C_n^k q^k p^{n-k} + \sum_{k=m}^n C_n^k q^k p^{n-k} \right)$$

Данное соотношение можно представить в виде:

$$y < y^{\max} (B(m, n, q) + \tilde{B}(m, n, q))$$

$$y < y^{\max} B(m, n, q) + \varepsilon$$

где  $B(m, n, q)$  – интегральная функция биномиального распределения (ИФБР);  $\tilde{B}(m, n, q)$  – дополнительная функция биномиального распределения (ДФБР);  $\varepsilon$  – допустимая погрешность расчета ущерба.

Поскольку  $\varepsilon = y^{\max} \cdot \tilde{B}(m, n, q)$ , то допустимая величина ДФБР:

$$\tilde{B}(m, n, q) = \frac{\varepsilon}{y^{\max}}$$

Для определения  $m$  предлагается решить оптимизационную задачу, построенную на принципе равенства единице суммы ИФБР и ДФБР:

$$\min_m \left( B(m, n, q) + \frac{\varepsilon}{y^{\max}} - 1 \right)^2 \quad (4)$$

В случае, если полученное значение  $m$  отличается от предварительно предполагаемого, его следует уточнить. Для этого необходимо оценить максимальный ущерб, соответствующий новому значению  $m$  и вновь решить оптимизационную задачу (4).

Кроме того, следует отметить, что вероятность отказа узла на порядок меньше вероятности отказа ветви. Следовательно, рациональнее отдельно рассчитать оптимальную глубину моделирования одновременных отказов этих элементов, а в дальнейшем определить средневзвешенное значение  $m$ :

$$m = \frac{m_{\text{узел}} \cdot n_{\text{узел}} + m_{\text{вет}} \cdot n_{\text{вет}}}{n_{\text{узел}} + n_{\text{вет}}}$$

Представленный алгоритм был апробирован на 14-узловой схеме IEEE Reliability Test System [5]. В соответствии с представленной методикой, величина  $m$  для элементов типа «узел» составила 2 (вероятность отказа  $q=0,01$ , количество узлов  $n=14$ , значение ДФБР 0,001), а для элементов типа «ветвь» – 5 (вероятность отказа  $q=0,1$ , количество ветвей  $n=20$ , значение ДФБР 0,01). Средневзвешенное значение  $m$  составило 3,76. Так как данная оценка является

максимальной, можно отбросить дробную часть  $m$  и с высокой степенью вероятности утверждать, что максимум МО ущерба придётся на 3 одновременно отказавших элемента.

Для проверки полученных результатов, был выполнен полный перебор всех возможных аварийных ситуаций, результаты которого представлены в таблице 1.

**Таблица 1.** Математическое ожидание ущерба

| Количество отключенных элементов           | 1      | 2      | 3       | 4      |
|--------------------------------------------|--------|--------|---------|--------|
| Математическое ожидание ущерба, у.е. в год | 270,98 | 839,21 | 1111,04 | 934,21 |

Как видно из таблицы 1, максимум математического ожидания ущерба, для тестовой схемы, соответствует 3 одновременным отказам и коррелирует с оценочным значением, полученным по представленному алгоритму. Данные результаты, а также представленные в [3], позволяют говорить о достаточной точности предлагаемого алгоритма для небольших схем с концентрированной генерацией.

#### Список литературы:

1. И.Л. Кирпикова, В.П. Обоскалов. Математические задачи энергетики. – Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2006. – 167 с.
2. С.А. Гусев, В.П. Обоскалов. Использование оптимизационной модели расчета установившегося режима при оценке режимной надежности ЭЭС // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды III международной научно-технической конференции: сборник статей. – Екатеринбург: УрФУ, 2012. – Т. 1. – С. 489–494.
3. С.А. Гусев, В.П. Обоскалов. Определение оптимальной глубины моделирования одновременных отказов элементов при оценке режимной надёжности электроэнергетических систем // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды IV международной научно-технической конференции. – Новочеркасск: Лик, 2013. – Т. 1. – С. 127–130.
4. Коллектив авторов. Методы и модели исследования надёжности электроэнергетических систем. – Сыктывкар, 2010. – 292 с. (Коми научный центр УрО РАН).
5. Сайт отдела энергетики Коми НЦ УрО РАН <http://www.energy.komisc.ru/main>

#### Анализ зарубежного опыта применения дифференцированных тарифов для повышения эффективности энергетических систем

*Гусева Н.В.*

*Саратовский государственный технический университет имени Ю. А. Гагарина, г. Саратов, Россия*

Важнейшей задачей развития ценообразования в энергетике является совершенствование системы тарифов на электрическую и тепловую энергию. Главное направление совершенствования тарифов состоит в дальнейшем их приближении к общественно-необходимым затратам труда с учетом эффективности применения электроэнергии в различных отраслях народного хозяйства. Это обеспечит экономическую обоснованность решений по использованию электроэнергии.

Для повышения экономичности работы энергосистем большое значение имеет установление многоставочных тарифов, дифференцированных по сезонам и зонам суточного времени. Такие тарифы должны стимулировать выравнивание суточных или сезонных графиков нагрузки энергосистемы и повышение использования их производительных мощностей.

В этой связи большой экономический интерес представляет система дифференцированных тарифов, применяемая в ряде стран.

В технически развитых странах широко используется возможность снижения затрат на выработку электроэнергии путем введения пониженных тарифов на электроэнергию, потребленную в часы ночных провалов графика нагрузки ЭЭС.

При дифференцированных ставках потребители могут значительно снизить потребление электроэнергии в часы высоких тарифных ставок и повысить потребление в зоне более низких ставок.

К первой группе относятся:

А) тарифы управления электропотреблением – управление спросом, предназначенные для изменения формы графика нагрузки и охватывающие следующие мероприятия: 1) срезание пика – уменьшение максимума нагрузки; 2) заполнение графика нагрузки – добавление вне пиковой нагрузки при неизменном значении ее максимума; 3) сдвиг нагрузки – перевод нагрузки из

пикового (для энергокомпаний) во вне пиковый период; 4) энергосбережение – снижение потребляемой мощности и электроэнергии; 5) обеспечение гибкости графика. В качестве примера в табл. 1 приведен тариф энергокомпаний «Компсьюмерз пауэр», США.

**Таблица 1. Тариф энергокомпаний «Компсьюмерз пауэр»**

| Тарифы                           | Ставки 1996 г. |
|----------------------------------|----------------|
| Основная плата, \$/кВт:          |                |
| Первые 2000 кВт                  | 6,65           |
| Следующие 18 000 кВт             | 5,3            |
| Свыше 20 000 кВт                 | 4,7            |
| Дополнительная плата, цент/кВт·ч |                |
| Пиковые часы                     | 1,9            |
| Внепиковые часы                  | 1,7            |

Б) Тарифы для отсрочки когенерации – сооружения потребителями собственных блок – станций, что может повлечь за собой уменьшение ими объемов закупки электрической и тепловой энергии у энергокомпаний.

Подобные тарифы предусматривают задержку на 5-10 лет ввод в эксплуатацию собственных генерирующих энергоустановок потребителей. При этом предусматривается поставка электроэнергии потребителю по льготному тарифу.

В) Наряду с тарифами и контрактами, предусматривающими задержку ввода в эксплуатацию генерирующих установок у потребителей, распространены контакты, предусматривающие использование потребительских генерирующих установок малой мощности, в том числе и работающих на нетрадиционных источниках энергии. Подобные установки используются для покрытия максимума графика нагрузки и для помощи энергокомпаний в утяжеленных режимах и аварийных ситуациях.

Г) Тарифы для удержания потребителей от конкуренции, предназначенные для предотвращения перехода потребителей на другие виды первичных энергоносителей (газ, мазут, дрова), для обогрева зданий и нагрева воды.

Тариф предусматривает скидку во время отопительного сезона на дополнительное потребление электроэнергии по сравнению с прошлым годом, что делает для ШЕХ невыгодным использование дровяного топлива.

Ко второй группе относятся тарифы экономического развития, предназначенные для стимулирования экономической активности на территории соответствующего региона (штата), охватываемого электрическими сетями энергокомпаний, а также для привлечения на эту территорию новых предприятий или для расширения существующих:

А) Тарифы для предприятий, находящихся в напряжённом финансовом положении. Они предназначены в качестве кратковременных мер помощи промышленным потребителям в связи с изменившимися условиями рынка.

Б) Тарифы предусматривающие перерывы в электроснабжении. Эти тарифы являются эффективным средством повышения сбыта электроэнергии без увеличения генерирующей мощности энергокомпаний. Потребители, использующие эти тарифы (в основном крупные предприятия), практически идут на снижение надёжности электроснабжения в обмен на уменьшение тарифной ставки за максимум нагрузки. При этом абонентам часто представляется возможность выбирать частоту перерывов (их количество в расчёте на год), максимальную продолжительность одного перерыва, величину недоотпуска электроэнергии за один перерыв. Иногда составляют разные варианты льготного тарифа, в зависимости от приятных условий. В результате получается матрица возможных льгот.

Тарифы для коммерческих предприятий обычно предусматривают не прекращение, а ограничение электроснабжения.

Эффективность управления электропотреблением обусловлена снижением максимума графика нагрузки, что позволяет энергокомпаниям уменьшить капиталовложения на ввод новой генерирующей мощности и эксплуатационные затраты, поскольку себестоимость электроэнергии, произведённой в максимум нагрузки, во многих энергосистемах имеет наибольшую величину.

В) Тарифы реального времени. Ряд энергокомпаний (Детройт Эдисон, Денмарва Пауэр, Пауэр энд Лайт, Ниагара Могаук, Калифорния Эдисон) применяют тарифы реального времени. При этом потребителю накануне сообщаются тарифы на следующие сутки, а каждый час – их уточненные значения в зависимости от себестоимости электроэнергии, которая будет выработана

в данной энергокомпании в следующий час, а в отдельных случаях и прогноз до конца суток. Работа с использованием таких тарифов обеспечивает дополнительную экономию затрат (порядка 5%), как в энергокомпаниях, так и у потребителей.

Применение, дифференцированных по времени суток тарифов в ряде стран создало условия, способствующие проведению мероприятий по снижению нагрузки в часы максимума и увеличения доли ночного электропотребления, выравниванию графика нагрузки ЭЭС. Характерным примером этого может служить уплотнение графика нагрузки ЭЭС Великобритании. Английские энергетики считают, что этот результат достигнут благодаря введению специальных льготных тарифов на внепиковое потребление электроэнергии.

Пример двухставочного тарифа в Великобритании приведен в табл. 2.

**Таблица 2.** Двухставочный тариф в Великобритании

| Тариф                            | Ставки |
|----------------------------------|--------|
| Основная плата, у.е./кВт         |        |
| - базовая нагрузка               | 27     |
| - пиковая нагрузка               | +13    |
| Дополнительная плата, у.е./кВт·ч |        |
| - пиковые часы                   | 3,02   |
| - полупиковые часы               | 0,57   |
| - ночные часы                    | 0,20   |

Также наглядным примером в этой области может служить тарифная практика Франции, где после национализации электроэнергетической промышленности в конце 1940-х годов было необходимо упорядочить более 13 тыс. различных тарифов. В качестве первой попытки такого упорядочения для промышленных потребителей электроэнергетическое управление Франции /EDF/ в 1958 г. ввело так называемый «зеленый тариф». Постоянная плата изменяется в соответствии с уровнем потребления, графиком нагрузки и временем года. Плата за киловатт-часы изменяется в зависимости от времени суток и времени года. [1,2]

В общем виде действующий сложный тариф для крупных промышленных потребителей представляет собой двухставочный тариф с дифференцированной платой по зонам суток и года (таблица 2). «Зеленый тариф» обеспечивал устойчивое выравнивание графиков нагрузки в пиковые зимние дни. В этот период во Франции было выявлено снижение потребления в часы пик на 2000 МВт. Средняя кривая графика нагрузки за эти годы также была сглажена. Отношение средних пиковых нагрузок к летним внепиковым нагрузкам снизилось с 2 до 1,6. Зимний коэффициент загрузки повысился с 72 до 87%.

**Таблица 3.** Тариф для крупных промышленных потребителей, применяемый во Франции (электроэнергетическое управление Франции)

| Тариф                                                                                           | Ставки |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|
| Ежегодная фиксированная плата за заявленную мощность, у.е./кВт·ч                                | 128,62 |
| Дополнительная плата у.е./кВт·ч                                                                 |        |
| Зима (октябрь-март)                                                                             |        |
| - пиковые часы (с 7 <sup>00</sup> до 9 <sup>00</sup> и с 17 <sup>00</sup> до 19 <sup>00</sup> ) | 38,63  |
| - полупиковые часы                                                                              | 21,08  |
| - ночные часы (с 22 <sup>00</sup> до 6 <sup>00</sup> )                                          | 8,26   |
| Лето (апрель - сентябрь)                                                                        |        |
| - дневные часы (с 6 <sup>00</sup> до 22 <sup>00</sup> )                                         | 13,36  |
| - ночные часы (с 22 <sup>00</sup> до 6 <sup>00</sup> )                                          | 8,22   |

В США вопросы выравнивания графиков нагрузок энергетических систем до середины 1970-х годов практически не рассматривались. Однако, в 1975 г. Федеральное энергетическое управление организовало специальную конференцию, на которой рассматривался вопрос целесообразности применения различных мер, способствующих выравниванию графиков нагрузок, в том числе регулирование нагрузки энергосистемы каким-либо способом, который повышал бы эффективность использования мощности.

В настоящее время в США федеральной регулировочной комиссией по энергетике

введены единые формы калькуляции затрат на создание и эксплуатации энергоустановок, производство и распределение электроэнергии. Этот документ и определяет порядок формирования тарифов.

В компании этим занимается специальные службы маркетинга, играющие, как и во всех американских фирмах, весьма важную роль в определении производственной и экономической политики предприятий. Специалисты по маркетингу в соответствии со специально разработанной методикой, поддерживают тесную связь с потребителями, особенно с наиболее крупными, стараются вникнуть в детали и особенности их технологического процесса и найти вариант тарифа, выгодного не только для энергокомпаний, но и для потребителя. Такой подход чрезвычайно популярен в США. При его осуществлении создается впечатление, что представитель компании- производителя заинтересован, главным образом, в сокращении затрат потребителя; однако соединение знаний об обеих сторонах процесса – производстве и потреблении электроэнергии – приводит к тому, что проведенная таким образом работа оказывается в конечном счете весьма выгодной и для производителя и поставщика электроэнергии. [3]

Краткий обзор зарубежных тарифных систем демонстрирует их разнообразие, широкое распространение и дифференциации по основным показателям.

Результаты этого исследования применимы в части оценки целесообразных соотношений тарифных ставок. Так как экономическое обоснование размера тарифных ставок при построении дифференцированных тарифов является весьма важным. Соотношение между дифференцированными ставками должно быть таким, чтобы, с одной стороны, обеспечивалась заинтересованность потребителей в выравнивании режима, а с другой – гарантировалась общая эффективность этих мероприятий[3].

Но открытым остается вопрос экономического обоснования зон суточного графика нагрузки. В настоящее время экономическим обоснованием является фактический график нагрузки источников энергии, который определен в режимные дни, что мало объективно.

#### Список литературы:

1. Михайлов В.В. Тарифы и режимы электропотребления/ В.В. Михайлов – М.; Энергоатомиздат, 1986. – 216 с.: - (экономия топлива и энергии).
2. Обзор энергетики мира / Д.Б. Вольфберг, В.В. Ершевич, В.Р. Котляр и др. – Энергохозяйство за рубежом, 1981, № 2, с. 9 – 11.
3. Яркий Е.В. Тенденции в тарифной политике зарубежных стран/ Е.В. Яркий, ., С.К. Папаян, С.А. Ткаченко// Энергохозяйство за рубежом, 1980.- № 4.- с. 1 – 5.
4. Падалко Л.П., Пекелис Г.Б. Экономика электроэнергетических систем/ Л.П. Падалко, Г.Б. Пекелис: Учебное пособие для энергетических специальностей вузов. – Мн.: Высш. шк., 1985 г., 336 с., ил.

#### Экономическая эффективность модернизации энергетических систем

*Гусева Н.В.*

*Саратовский государственный технический университет имени Ю. А. Гагарина, г. Саратов, Россия*

На современном этапе развития экономики, в условиях недостаточного финансирования инвестиционных программ по замене устаревшего энергетического оборудования на новое, наиболее целесообразно проведение модернизации энергетических объектов. Модернизация требует относительно небольших капитальных вложений по сравнению с сооружением новых альтернативных источников электроэнергии или с заменой всего энергооборудования на новое, а также позволяет частично компенсировать нехватку электрической энергии из-за роста промышленного производства.

В настоящей статье представлены методические основы оценки экономической эффективности модернизации энергетического оборудования и систем электроснабжения.

Общая схема проведения оценки эффективности состоит из трех комплексных блоков и представлена на рис. 1.

| Блок 1 | Расчет базовых экономических показателей |
|--------|------------------------------------------|
| 1.     | Интегральный эффект.                     |
| 2.     | Срок окупаемости                         |
| 3.     | Внутренняя норма эффективности           |

|        |                                                                                           |
|--------|-------------------------------------------------------------------------------------------|
| Блок 2 | Оценка изменения интегрального эффекта при проведении модернизации (реконструкции)        |
| Блок 3 | Анализ результатов расчетов и формирование целевых мероприятий по проведению модернизации |

**Рис. 1.** Схема проведения расчетов и формирование целевых мероприятий по проведению модернизации

Для оценки экономической эффективности модернизации используется показатель интегрального эффекта, который представляет собой разность дисконтированных за расчетный период времени оценок результатов (доходов, выручки) и затрат, т.е. разность совокупного дохода и всех видов расходов за тот же период (нарастающим итогом), выраженных в рыночной стоимости [1, 2]:

$$\mathcal{E}_{\text{инт}} = D_{\text{инт}} - Z_{\text{инт}}, \quad (1)$$

$$\mathcal{E}'_{\text{инт}} = D'_{\text{инт}} - Z'_{\text{инт}}, \quad (2)$$

где  $\mathcal{E}_{\text{инт}}$ ,  $\mathcal{E}'_{\text{инт}}$  – интегральный эффект варианта без модернизации и с модернизацией энергооборудования;  $D_{\text{инт}}$ ,  $D'_{\text{инт}}$  – доход от реализации продукции (электроэнергии) варианта без модернизации и с модернизацией соответственно;  $Z_{\text{инт}}$ ,  $Z'_{\text{инт}}$  – интегральные затраты варианта без модернизации и с модернизацией соответственно.

Изменение интегрального эффекта от модернизации представляет собой разницу между интегральным эффектом варианта с модернизацией и варианта без модернизации:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{инт}} = \mathcal{E}'_{\text{инт}} - \mathcal{E}_{\text{инт}} = (D'_{\text{инт}} - Z'_{\text{инт}}) - (D_{\text{инт}} - Z_{\text{инт}}), \quad (3)$$

где  $\mathcal{E}'_{\text{инт}}$  – изменение интегрального эффекта от проведения модернизации;  $D_{\text{инт}}$  – разница интегральных доходов вариантов с модернизацией и без модернизации;  $\Delta Z_{\text{инт}}$  – разница интегральных затрат вариантов с модернизацией и без модернизации.

Интегральный доход оценивается за расчетный период времени вариантов по следующим формулам:

$$D_{\text{инт}} = \sum_{t=0}^T D_t \cdot (1+E)^{\tau-t}, \quad (4)$$

$$D'_{\text{инт}} = \sum_{t=0}^T D'_t \cdot (1+E)^{\tau-t}, \quad (5)$$

где  $D_t$ ,  $D'_t$  – доход (выручка) от реализации электроэнергии в момент времени  $t$  расчетного периода  $T$ ;  $E$  – норма дисконта;  $\tau$  – момент приведения доходов и затрат (обычно принимается равным нулю).

Тогда разница интегральных доходов вариантов с модернизацией и без модернизации:

$$\Delta D_{\text{и}} = \sum_{t=0}^T (D'_t - D_t) \cdot (1+E)^{\tau-1} = \sum_{t=0}^T \Delta D_t \cdot (1+E)^{\tau-1}. \quad (6)$$

При проведении модернизации за счет повышения надежности энергооборудования сокращается число часов вынужденного простоя оборудования, таким образом, увеличивается доход от реализации продукции:

$$\Delta D_t = D'_t - D_t = P'_{\text{устт}} \cdot C_T \cdot h'_{\text{прт}} - P_{\text{устт}} \cdot C_T \cdot h_{\text{прт}} = \Delta P_{\text{устт}} \cdot C_T \cdot \Delta h_{\text{прт}}, \quad (7)$$

где  $P'_{\text{устт}}$ ,  $P_{\text{устт}}$  – установленная мощность энергооборудования с модернизацией и без модернизации;  $C_T$  – средний тариф на электроэнергию;  $h'_{\text{прт}}$ ,  $h_{\text{прт}}$  – число часов вынужденного простоя при работе энергооборудования с модернизацией и без модернизации;  $\Delta P_{\text{устт}}$  – изменение электрической установленной мощности;  $\Delta h_{\text{прт}}$  – изменение числа часов работы энергооборудования (все вышеперечисленные показатели определяются в момент времени  $t$  периода  $T$ ).

Интегральные затраты также рассматриваются в момент времени  $t$  периода  $T$ :

$$Z_{\text{и}} = \sum_{t=0}^T (K_t + I_t + Z'_t) \cdot (1+E)^{\tau-t}, \quad (8)$$

$$Z'_n = \sum_{t=0}^T (K'_t + I'_t + Z'_t) \cdot (1+E)^{T-t}, \quad (9)$$

где  $K_t, K'_t$  – капиталовложения в вариант без модернизации и в вариант с модернизацией соответственно;  $I_t, I'_t$  – текущие издержки при варианте без модернизации и при варианте с модернизацией соответственно;  $Z_t, Z'_t$  – затраты на вывод (демонтаж) энергооборудования при варианте без модернизации и варианте с модернизацией соответственно.

Изменение интегральных затрат на момент времени  $t$  периода  $T$ :

$$\Delta Z_n = \sum_{t=0}^T (\Delta K_t + \Delta I_t + \Delta Z_t) \cdot (1+E)^{T-t}, \quad (10)$$

где  $\Delta K_t = K'_t - K_t$  – капиталовложения в модернизацию энергооборудования;  $\Delta I_t = I'_t - I_t$  – разница в текущих издержках вариантов с модернизацией и без модернизации;  $\Delta Z_t = Z'_t - Z_t$  – разница в затратах на демонтаж вариантов с модернизацией и без модернизации энергооборудования.

При модернизации энергооборудования текущие издержки к моменту времени  $t$  периода  $T$  изменяются следующим образом:

1) Затраты на оплату труда:

$$\Delta I_{зп\ t} = \Delta I'_{зп\ t} - \Delta I_{зп\ t}, \quad (11)$$

где  $\Delta I'_{зп\ t}, \Delta I_{зп\ t}$  – затраты на оплату труда в вариантах с модернизацией и без модернизации соответственно;

2) Амортизационные отчисления возрастут:

$$\Delta I_{ам\ t} = I'_{ам\ t} - I_{ам\ t} = p_a \cdot K'_t - p_a \cdot K_t = p_a \cdot K_t, \quad (12)$$

где  $I'_{ам\ t}, I_{ам\ t}$  – амортизационные отчисления в вариантах с модернизацией и без модернизации соответственно;  $p_a$  – норма амортизации на силовое энергооборудование.

3) затраты на ремонт энергооборудования снижаются за счет уменьшения количества вне плановых ремонтов:

$$\Delta I_{рем\ t} = I'_{рем\ t} - I_{рем\ t}, \quad (13)$$

где  $I'_{рем\ t}, I_{рем\ t}$  – затраты на ремонт при вариантах с модернизацией и без модернизации соответственно.

4) прочие затраты (общесетевые расходы, оплата услуг сторонних организаций, расходы по испытаниям оборудования и др.):

$$\Delta I_{пр\ t} = I'_{пр\ t} - I_{пр\ t}, \quad (14)$$

где  $I'_{пр\ t}, I_{пр\ t}$  – прочие затраты за период  $t$  в вариантах с модернизацией и без модернизации соответственно.

Изменения текущих издержек и интегральных затрат при проведении модернизации энергооборудования соответственно состоит:

$$\Delta I_t = \sum_{t=0}^T (\Delta I_{зп\ t} + p_a \cdot \Delta K_t + \Delta I_{рем\ t} + \Delta I_{пр\ t}) \cdot (1+E)^{T-t}, \quad (15)$$

$$\Delta Z_n = \sum_{t=0}^T (\Delta K_t + I_{зп\ t} + p_a \cdot \Delta K_t + \Delta I_{рем\ t} + \Delta I_{пр\ t} + \Delta Z_t) \cdot (1+E)^{T-t}. \quad (16)$$

Тогда изменение интегрального эффекта, представляющего собой от модернизации энергооборудования:

$$\Delta Z_n = \sum_{t=0}^T (\Delta K_t + I_{зп\ t} + p_a \cdot \Delta K_t + \Delta I_{рем\ t} + \Delta I_{пр\ t} + \Delta Z_t) \cdot (1+E)^{T-t}. \quad (17)$$

Измерение интегрального эффекта выступает как один из важнейших критериев при основании проекта модернизации энергооборудования. Он обеспечивает максимум доходов в долгосрочном плане за расчетный период времени [3].



При использовании критерия интегрального эффекта может возникнуть необходимость в учете некоторых ограничений, накладываемых рыночными условиями применительно к конкретной задаче. К ним относится:

1. Задаваемый максимальный порог по внутренней норме доходности, при которой величина интегрального эффекта обращается в нуль ( $\Sigma_{\Pi}(\text{ВНД})=0$ );

$$\text{ВНД} \gg E_{\min},$$

где  $E_{\min}$  – максимальное допустимое значение коэффициента дисконтирования.

ВНД на практике определяется перебором различных пороговых значений рентабельности, при этом проект считается рентабельным, если ВНД не ниже исходного порогового значения.

2. задаваемый минимальный срок окупаемости инвестиционных затрат –  $T_{\text{ок}}$  (рис. 2), представляющий собой количество лет, в течение которых доход от продаж за вычетом издержек возмещает капитальные вложения [1].



**Рис. 2.** Финансовый профиль проекта: 1– для варианта без модернизации; 2 – для варианта с модернизацией

**Выводы:** предложена методика оценки эффективности модернизации энергооборудования на базе интегральных показателей экономической эффективности инвестиций с учетом технологии производства, передачи и потребления электроэнергии.

#### Список литературы:

1. Гительман Л.Д., Ратников Б.Е. Энергетические компании: Экономика, Менеджмент, Реформирование: В 2 т. Т1. Екатеринбург: Изд-во УрГУ. 2001. 376с.
2. Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. М. Экономика, 2000. С. 25-30.
3. Домников А.Ю. Методика оценки финансовой и экономической эффективности инвестиционных проектов в энергетике. Екатеринбург, ГОУ УГТУ-УПИ, 2002, С. 5-18.

#### Особенности гибридных децентрализованных солнечно дизельных комплексов мегаваттного класса

Дмитриенко В.Н., Лукутин Б.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время на территории Российской Федерации существует огромное количество районов, не имеющих доступа к централизованному электроснабжению. Это, прежде всего северные территории Сибири и Дальнего Востока. Электроснабжение децентрализованных населенных пунктов, как правило, осуществляется с помощью дизельных электростанций (ДЭС). Для обеспечения постоянной и стабильной работы ДЭС необходимо обеспечение станции дизельным топливом (ДТ). Доставка топлива в удаленные районы со слабо развитой инфраструктурой ограничена сроками работы водных путей и зимних автодорог, что существенно отражается на стоимости топливных ресурсов, цена которых стабильно повышается.

Наиболее острыми проблемами электроснабжения удаленных населенных пунктов являются:

1. Высокая стоимость привозного дизельного топлива для ДЭС, и соответственно производимой электроэнергии.;
2. Технологическая изолированность и отсутствие связи с объединенной энергосистемой;

3. Эксплуатация оборудования в сложных природно-климатических условиях, что приводит к ускоренному износу электрических сетей и электрооборудования;
4. Отсутствие автоматизированных современных маневренных мощностей, способных обеспечить эффективное регулирование мощности в условиях высокой неравномерности годового графика потребления электроэнергии;

Актуальным решением подобных проблем, в регионах обладающих достаточным потенциалом инсоляции, является построение солнечно-дизельных комплексов с использованием фотоэлектрических панелей (ФП), с совместной работой современных автоматизированных дизельных электростанций. Построение подобных комплексов позволит решить ряд задач:

- экономия топлива и как следствие снижение зависимости энергоснабжения удаленных населенных пунктов от привозного дорогостоящего топлива;
- частичное замещение выбывающих/реконструируемых мощностей;
- в перспективе, снижение тарифа на электрическую энергию;
- снижение выбросов CO<sub>2</sub> и других вредных веществ;

Подобные системы становятся привлекательными ввиду, того что цена на ДТ неуклонно растет, в то время как цена на фотоэлектрические панели падает.

Томский филиал ЗАО Сибирского ЭНТЦ с декабря 2013 года участвует в проектировании фотоэлектрической станции в пос. Батагай Верхоянского улуса Республики Саха (Якутия). Данный проект стал совершенно новым направлением проектных работ, в которых участвует ТФ. Особенности децентрализованных солнечно-дизельных комплексов мегаваттного класса будут рассмотрены на примере расчетных данных проекта Батагайской ФЭС-ДЭС.

**Батагай** - посёлок городского типа, административный центр Верхоянского улуса, расположен в северной части республики Саха (Якутия), в пойме на правом берегу реки Яна. Географические координаты расположения объекта: широта 67°39'; долгота 134°39'; высота над уровнем моря 212 м; абсолютный минимум температуры -63°C; среднемесячная температура самого холодного месяца (январь) -41.8°C. Промышленные предприятия со значительным энергопотреблением на территории поселка отсутствуют. Единственным предприятием электроэнергетики пос. Батагай является Батагайская дизельная электростанция (ДЭС), находится в ведении ОАО «Сахаэнерго» филиала «Верхоянские электрические сети». Энергосистема поселка изолированная. ДЭС в пос. Батагай обеспечивает электрической энергией потребителей первой, второй и третьей категорий надежности электроснабжения. Установлено 12 различных дизель-генераторов, включаемых в работу по мере необходимости. Общая установленная мощность ДЭС составляет 11 МВт.

В условиях постоянного роста тарифов на энергоносители и, как следствие, роста цен на дизельное топливо, минимизация его использования является весьма актуальной задачей. За год ДЭС пос. Батагай на нужды электроснабжения потребляет около 6000 тонн дизельного топлива, при этом вырабатывает 23200 тыс. кВт\*ч электрической энергии. Примечательно, что в наиболее солнечный летний сезон потребность в электроэнергии в три раза меньше по сравнению с зимним энергопотреблением (см. таблицу №2). При постоянном росте цен на дизельное топливо (см. таблицу №1), производство электрической энергии постоянно увеличивается в цене. Тариф на электроэнергию в пос. Батагай более чем на 60% определяется топливной составляющей. Поэтому основной целью строительства фото электростанции в перспективе является снижение тарифа, за счет экономии привозного дорогостоящего ДТ.

Таблица №1. Цена на ДТ

| ДЭС<br>п.Батагай | Цена топлива, руб/т без НДС |         |         |         |         |         |         |
|------------------|-----------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
|                  | 2008 г.                     | 2009 г. | 2010 г. | 2011 г. | 2012 г. | 2013 г. | 2014 г. |
| ДТЗ              | 24 246                      | 30 014  | 30 425  | 33 579  | 38 115  | 41 361  | 49961   |

Как видно из представленной таблицы, в отчетном 2012 году потребность в мощности характеризовалась широким диапазоном изменений значений.

При построении солнечно-дизельных комплексов мегаваттного класса наиболее целесообразно использование параллельной работы ФЭС с сетью образованной ДЭС.

Таблица №2. Показатели нагрузки ДЭС Батагай в 2012 г.

|                              |             |            |
|------------------------------|-------------|------------|
| Выработанная электроэнергия  | кВт*ч в год | 23 525 558 |
| Минимальная зимняя нагрузка  | кВт         | 3275       |
| Максимальная зимняя нагрузка | кВт         | 5186       |
| Минимальная летняя нагрузка  | кВт         | 907        |
| Максимальная летняя нагрузка | кВт         | 2075       |

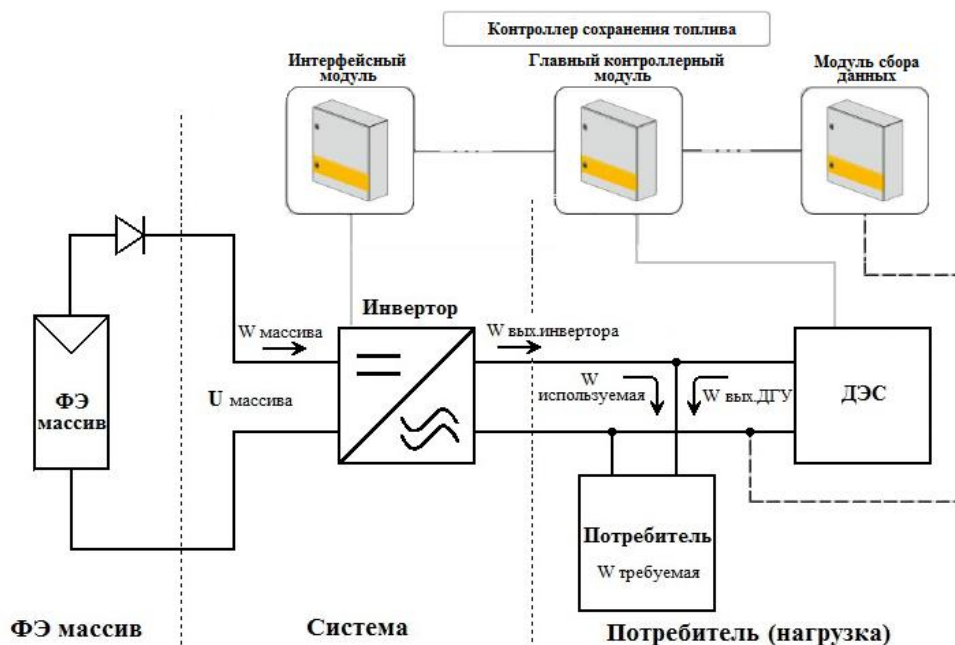


Рис.1. Упрощенная схема ФЭС работающая параллельно с сетью (ДЭС)

При падении солнечного света на фотоэлектрический массив генерируется электрическая энергия постоянного тока, которая поступает на инвертор для преобразования в энергию переменного тока. Преобразованная электроэнергия используется потребителем. Для оптимизации выработки и потребления в системе фотоэлектрическая – дизельная станция устанавливается Контроллер сохранения топлива (FuelSaveController) фирмы SMA. Данный контроллер состоит из Интерфейсного модуля, модуля сбора данных, главного модуля. Интерфейсный модуль передает информацию о возможном отпуске электрической энергии фотоэлектрической станцией на главный модуль. Модуль сбора данных измеряет и передает в главный модуль данные по нагрузке. Главный модуль, на основе полученных данных от интерфейсного модуля и модуля сбора данных, распределяет нагрузку между фотоэлектрической и дизельной станциями.

Используя программный продукт для проектирования фотоэлектрических станций PVsystV6.16 – PREMIUM – PhotovoltaicSystemsSoftware, а также логику и собственное мышление, были определены основные показатели фотоэлектрических станций различных мощностей.

Таблица №3. Расчетные характеристики фотоэлектрических станций различной мощности

| Мощность ФЭС                  |                         | 0 МВт | 1 МВт | 1,5 МВт | 2 МВт | 2,5 МВт |
|-------------------------------|-------------------------|-------|-------|---------|-------|---------|
| Использованное топливо, тонн  | До реконструкции ДЭС    | 5881  | 5544  | 5432    | 5349  | 5301    |
|                               | После реконструкции ДЭС | 5176  | 4870  | 4754    | 4654  | 4580    |
| Коэффициент использования ФЭС | До реконструкции ДЭС    | 0     | 0,97  | 0,89    | 0,8   | 0,72    |
|                               | После реконструкции ДЭС | 0     | 0,99  | 0,96    | 0,9   | 0,84    |

По данным таблицы №3 были построены зависимости потребленного топлива и коэффициента использования ФЭС и ее мощности. Материалы представлены на рис.2 и рис.3 соответственно.

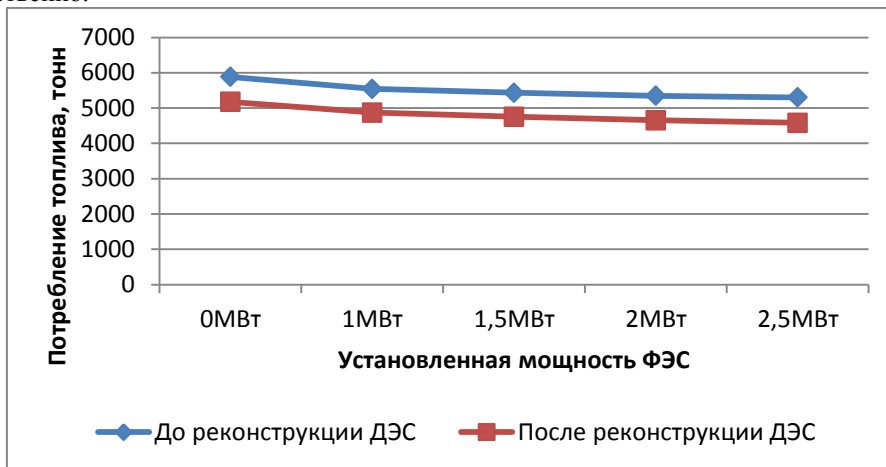


Рис.2. График зависимости потребления ДТ в год при различных мощностях ФЭС

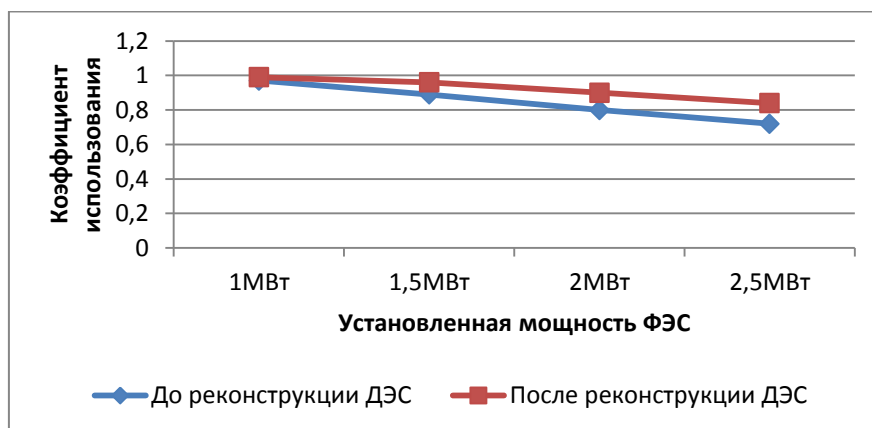


Рис.3. Зависимость годового коэффициента использования ФЭС различной мощности

Для определения оптимальной мощности ФЭС построены месячные зависимости коэффициента использования при работе с существующей ДЭС, а также с реконструируемой ДЭС (Рис.4, 5.)

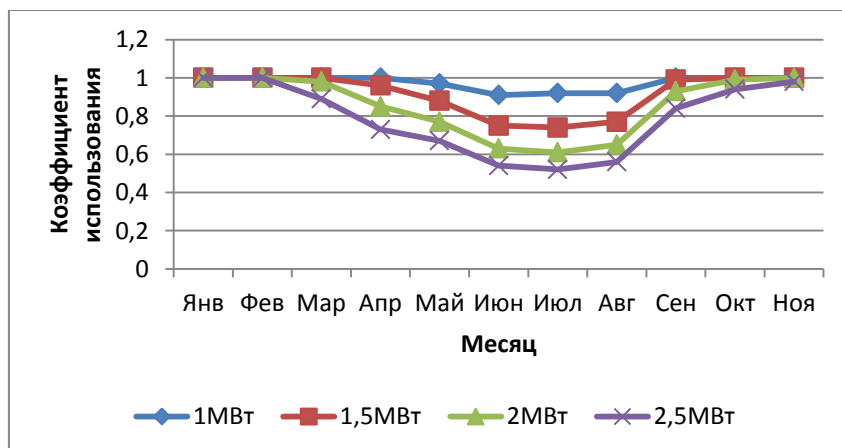


Рис.4. Месячный коэффициент использования при работе ФЭС с существующей ДЭС

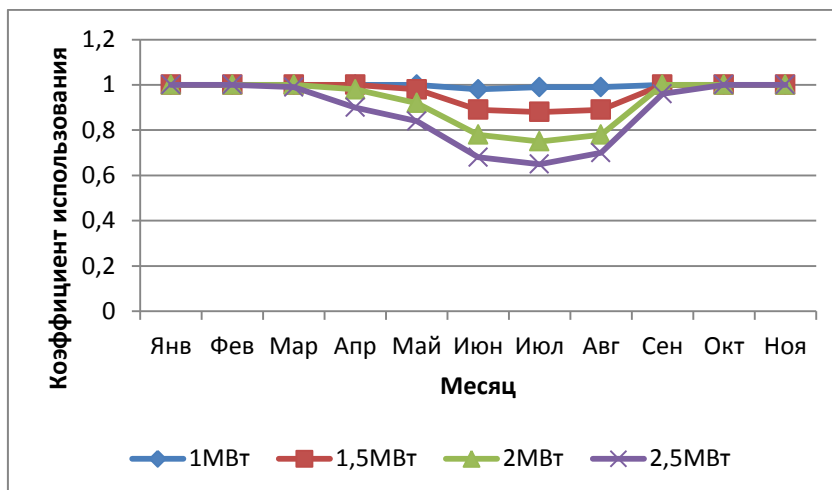


Рис.5. Месячный коэффициент использования при работе ФЭС с реконструированной ДЭС

На основе результатов расчетов оптимальная мощность ФЭС, при совместной работе с существующей ДЭС, составляет 1 МВт установленной мощности. При работе с реконструированной ДЭС мощность ФЭС можно увеличить до 2 МВт, так как станция в летние месяцы теряет не более 25% своих возможностей. Недопустимо опускаться ниже этого уровня, ввиду большого количества недоиспользованной энергии.

Исходя из требований надежности, нагрузка поселка частично должна быть покрыта за счет электроэнергии вырабатываемой дизельной станцией с учетом загрузки отдельных дизель генераторных установок ДЭС.

При сравнении полученных данных наблюдается существенная экономия топлива при условии реконструкции ДЭС. Резко увеличивается коэффициент использования реконструированной станции за счет того, что появляется больший резерв мощности, снижается нижняя граница загрузки дизельных агрегатов, увеличивается возможность регулирования нагрузки генератора (от 30 до 100%).

Экономия топлива за счет частичного замещения дизельных агрегатов, характеризуется уменьшением удельных расходов с 250 г/кВт\*ч, до 222 г/кВт\*ч. При оптимизации работы дизелей в летнее время экономический эффект может быть увеличен.

#### Выводы и рекомендации

1. Установленная мощность ФЭС должна составлять от 20% до 35% мощности ДЭС;
2. ФЭС мегаваттного класса, предполагающиеся к строительству в отдаленных северных поселках, как правило, не предусматривают использование аккумуляторных батарей. В связи с дороговизной и сопутствующими проблемами (доставка, монтаж, расходы на обслуживание, обучение персонала).
3. Для контроля параметров распределительной сети, нагрузки и режимов работы дизель генераторов необходимо применение системы управления типа «FuelSaveController».

#### Техника локального энергообеспечения

*Золотов В.П.*

*Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия*

Рост тарифов на энергоносители, перебои их поставки в рамках централизованного энергоснабжения заставляют потребителей задумываться об альтернативных вариантах энергообеспечения, наилучшим из которых является реализация локального обеспечения строительством под свои нужды теплоэлектростанции (мини-ТЭС). В [1] показано, что в этом случае коэффициент использования топлива повышается с уровня 55 до 90%. Их достоинства: относительно невысокие стоимости оборудования и эксплуатационных расходов; низкая себестоимость получаемых энергоносителей, быстрая окупаемость финансовых вложений; совместимость с существующими электрическими и тепловыми сетями и возможность реализации с их помощью излишков мощностей внешнему потребителю.

Один из главных вопросов при проектировании мини-ТЭС – выбор оборудования для производства электроэнергии при когенерационном принципе работы ТЭС. Всё больше компаний автоматизируют производство и переходят на энергосберегающие технологии, которые позволяют экономить на энергоресурсах, персонале, заботиться об окружающей среде и вывести производство на новый технологический уровень. Одна из современных энергосберегающих технологий, которую предлагает малая энергетика, – применение когенерационных газопоршневых и микротурбинных установок, служащих источником электричества и тепла.

Сегодня можно часто слышать споры между поставщиками газопоршневых и микротурбинных установок – что лучше? И если с газопоршневыми установками (ГПУ) все более-менее понятно, то применение микротурбинных установок (МТУ) у многих вызывает большое количество вопросов, главные из которых – что представляют собой эти установки, как они работают, чем они хуже или лучше газопоршневых агрегатов?

Начнем с истоков. **Микротурбинные установки – оборудование нового этапа развития энергогенерирующей техники и технологии.** Работы над созданием микротурбин начались в конце 80-х годов в США и Европе. Это были компании Honeywell, Elliott (сейчас – Calnetix), Capstone, а также Turbex-Volvo Aero (Швеция). Необходимость в таких разработках была связана с отсутствием на рынке надежных, высокоресурсных источников постоянного электро- и теплоснабжения мощностью от 30 до 500 кВт с низким уровнем эмиссии, небольшими затратами на обслуживание и эксплуатацию. Первые коммерческие продукты этих компаний появились в 1997-1999 годах. Это были турбины Elliot (Calnetix) 45 и 80 кВт, C30 и C60 компании Capstone мощностью 30 и 60 кВт, микротурбина Paragon 75 ТМ мощностью 75 кВт компании Honeywell, которая в настоящее время прекратила свой бизнес по разработке и производству микротурбинных установок, а также фирмы Turbex 100 кВт.

Основной признак МТУ [2,3] – наличие в 2-3 раза более высокооборотной, нежели в классических, турбины-двигателя, наличие столь же высокооборотного и высокочастотного электрогенератора с одновальной установкой и применение инвертора на твердотельных силовых приборах, которые генерируют на выходе агрегата напряжение с частотой 50-60 Гц номинальной мощности (рис.1).

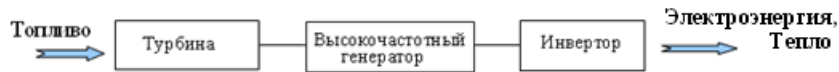


Рис.1. Структурная схема микротурбинной установки

Таким образом, можно констатировать, что **из выпускаемых сегодня в мире разработок к микротурбинам относятся изделия только следующих производителей: Calnetix Power Solution, Capstone Turbine Corporation, Turbex.** Единичная мощность установок варьирует от 30 до 200 кВт.

#### Конструкция и принцип работы.

Из условий применения, решаемых задач основная структура агрегата может дополняться утилизаторами тепла (когенерация), дожимными газовыми компрессорами, кожухами, позволяющими применять микротурбинные установки на открытом воздухе без укрытий, автоматикой для работы в автономном режиме или параллельно с сетью и другими микротурбинными установками и т.д.

Если говорить в целом, то **микротурбинная установка – это изделие полной заводской готовности; при разработке ее конструкции использован блочно-модульный принцип, который позволяет в случае необходимости заменять отдельный узел, а не изделие в целом.** В составе оборудования – турбогенератор (газотурбинный двигатель и электрогенератор), топливная система, дожимной компрессор (но не во всех установках), силовая электроника (выпрямитель, инвертор, фильтр) и цифровая система автоматического управления турбогенератором и силовой электроникой с панелью управления оператора. В конструкции только одна движущаяся деталь – неразрезной вал, на котором соосно расположены электрогенератор, компрессор и сама турбина. В зависимости от вида топлива (жидкое, газообразное) меняется топливная аппаратура: дожимной компрессор, газовая линейка, топливный коллектор, конфигурация жаровой трубы камеры сгорания [2,3].

Принцип работы микротурбинной установки может быть рассмотрен на примере когенераторной установки TA-100 RCHP (рис.2). Очищенный атмосферный воздух попадает в воздухозаборник (4), откуда подается на вход в компрессор (3). В нем воздух сжимается и за счет

этого нагревается. После компрессора воздух еще дополнительно подогревается в специальном газо-воздушном теплообменнике (10) – рекуператоре. Это решение позволяет примерно в два раза повысить электрическую эффективность установки. Затем нагретый сжатый воздух перед камерой сгорания (6) смешивается с газообразным топливом (9), и гомогенная газозоудная смесь попадает в камеру сгорания. Предварительное смешение воздуха с газообразным топливом позволяет снизить уровень эмиссии выхлопных газов до 9 ppmv при 15% O<sub>2</sub> при 100% электрической нагрузке и практически до нуля при нагрузках, ниже 50%.

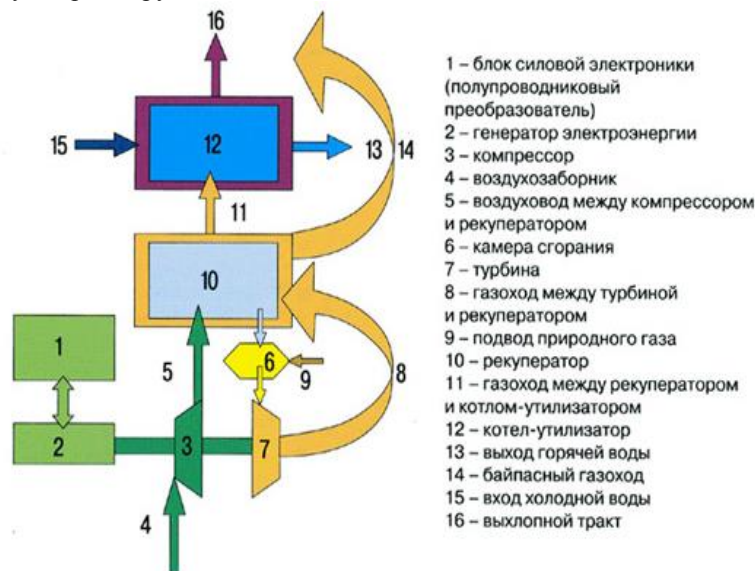


Рис.2. Функциональная схема МТУ TA-100RCHP компании Calnetix Power Solutions

Покидая камеру сгорания, нагретые выхлопные газы попадают в колесо турбины (7), где, расширяясь, совершают работу, приводя его в движение, а также расположенные на этом же валу колесо компрессора (3) и высокоскоростной генератор (2). Покинув турбину (7) по газопроводу (8), выхлопные газы попадают в рекуператор (10), где отдают свое тепло воздуху после компрессора. На выходе из рекуператора (10) стоит байпасная заслонка, которая направляет выхлопные газы либо по байпасному газопроводу (14), либо напрямую в котел-утилизатор (12). В котле-утилизаторе выхлопные газы отдают свое тепло сетевой воде, которая там нагревается до требуемой температуры.

В конструкции турбины отсутствует редуктор. Частота вращения ротора практически не зависит от нагрузки и составляет примерно от 69000 до 96000 об/мин. (в зависимости от производителя МТУ). Вырабатываемое высокочастотное напряжение подвергается двойному преобразованию: из высокочастотного переменного в постоянное, а затем в переменное 380, 400 или 480В с частотой 50 или 60 Гц. Принципиальная схема преобразования аналогична применяемой в источниках бесперебойного питания (ИБП). Это обеспечивает выходное трехфазное напряжение синусоидальной формы.

По технико-экономическим показателям МТУ [2,3] имеют ряд существенных преимуществ по сравнению с традиционными ГПУ. Если сравнивать когенераторные установки на базе МТУ (TA-RCHP Calnetix) и газопоршневых агрегатах (ГПА Cento T-100SPE Tedom) в одинаковом мощностном ряду, то можно отметить следующие преимущества микротурбин (Таблица 1).

1. Способность принять 100% наброс нагрузки, в то время как у газопоршневых агрегатов существуют жесткие ограничения по величине подключаемой нагрузки (не более 10-40 %).

2. Возможность длительной работы во всем диапазоне изменения нагрузки от холостого хода до номинальной величины (от 0 до 100%). Это важно для потребителей с циклическими, неравномерными в течение суток нагрузками.

3. Поршневой двигатель конструктивно имеет значительно больше движущихся частей (поршни, распределительные и коленчатые валы, кольца) по сравнению с микротурбиной. Следовательно, интервалы сервисного обслуживания, связанного с остановкой и ремонтом двигателя, также значительно короче, чем у турбин.

4. У микротурбинной установки ресурс до капитального ремонта достигает 60 000 моточасов и более, а у ГПУ (мощностью до 100 кВт) – 18 000-25 000 моточасов.



5. Уровень эмиссии у МТУ по  $\text{NO}_x$  составляет около  $50 \text{ мг/м}^3$  против  $250\text{-}500 \text{ мг/м}^3$  у газопоршневых агрегатов. Высокая эмиссия поршневых двигателей связана с тем, что развитие этих технологий происходило в период отсутствия экологических ограничений и основное внимание уделялось максимизации выходной мощности.

Таблица 1. Сравнение характеристик микротурбинной и газопоршневой установок

| № п/п                                     | Сравниваемая характеристика                     | МТУ TA-RCHP                     | ГПУ Cento T-100                | Преимущество типа |
|-------------------------------------------|-------------------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|-------------------|
| <b>1. Основные характеристики</b>         |                                                 |                                 |                                |                   |
| 1.1                                       | Номинальная электрическая мощность, кВт         | 100                             | 100                            |                   |
| 1.2                                       | Номинальная тепловая мощность, кВт              | 172/160                         | 161                            | МТУ TA-RCHP       |
| 1.3                                       | КПД электрический, %                            | 29...31                         | 32,8                           | ГПУ Cento T-100   |
| 1.4                                       | Коэффициент использования теплоты, %            | 76                              | 85,6                           | ГПУ Cento T-100   |
| 1.5                                       | Частота, Гц                                     | 50                              | 50                             |                   |
| 1.6                                       | Напряжение, В                                   | 230/400                         | 230/400                        |                   |
| 1.7                                       | Масса, кг (наружное исполнение)                 | 2014                            | 4310                           | МТУ TA-RCHP       |
| 1.8                                       | Габариты, мм                                    | 3250x860x2260                   | 3380x1485x2380                 | МТУ TA-RCHP       |
| 1.9                                       | Итого по разделу                                |                                 |                                | МТУ TA-RCHP       |
| <b>2. Эксплуатационные характеристики</b> |                                                 |                                 |                                |                   |
| 2.1                                       | Периодичность техобслуживания, ч                | 4000                            | 800                            | МТУ TA-RCHP       |
| 2.2                                       | Периодичность замены масла в двигателе, ч       | 24000                           | 800                            | МТУ TA-RCHP       |
| 2.3                                       | Режим работы                                    | островной, параллельно с сетью, | островной, параллельно с сетью | МТУ TA-RCHP       |
| 2.4                                       | Уровень эмиссии $\text{NO}_x$ , $\text{мг/м}^3$ | 50                              | 250...500                      | МТУ TA-RCHP       |
| 2.5                                       | Итого по разделу                                |                                 |                                | МТУ TA-RCHP       |

6. Практически полностью отсутствует вибрация. Газовая турбина включает в себя сбалансированный вращающийся ротор, который поддерживается посредством роликовых подшипников или опорно-упорных подшипников скольжения. В таком узле вибрации практически отсутствуют. Температура практически постоянна, следовательно, в двигателе напряжения изгиба и касательные напряжения имеют незначительную величину. Поршневой двигатель имеет несколько поршней, которые двигаются в противоположных направлениях при помощи шатунов, вращающих вал. Множество массивных частей одновременно ускоряются по различным направлениям с постоянно изменяющимися температурами и скоростями, следовательно, испытывают значительные напряжения изгиба. Благодаря практически полному отсутствию вибраций, МТУ можно устанавливать даже на крыше и несущих конструкциях здания.

7. Примерно в 2-3 раза ниже эксплуатационные расходы (затраты на техническое обслуживание и горюче-смазочные материалы). Периодическое сервисное обслуживание микротурбинной установки проводится не чаще 1 раза в год (каждые 8000 часов), а ГПУ мощностью до 100 кВт необходимо останавливать каждые 400-600 часов для текущего обслуживания.

8. Больше интервалы замены масла и воздушных фильтров. В газовой турбине смазочное масло не находится в непосредственном контакте с продуктами сгорания и, следовательно, его загрязнение минимально. Поршневой двигатель обладает множеством подвижных частей, большинство из которых находится в непосредственном контакте с продуктами сгорания. Из-за этого происходит значительное загрязнение смазочного масла, что приводит к необходимости его регулярной замены. Полную замену масла надо производить через каждые 400-600 часов. Безвозвратные потери масла у микротурбины составляют  $0,001 \text{ г/кВт}\cdot\text{ч}$  против  $0,3 \text{ г/кВт}\cdot\text{ч}$  у ГПУ.

9. Себестоимость выработки 1 кВт электроэнергии на МТУ с учётом амортизации оборудования и стоимости регламентного техобслуживания будет на 15-30% ниже, чем при



применении ГПУ. С учётом утилизации тепла в режиме когенерации себестоимость выработки 1 кВт электрической и тепловой энергии на МТУ будет на 60-110% ниже, чем при ГПУ. МТУ работают в полностью автоматическом режиме и не нуждаются в постоянном присутствии обслуживающего персонала на объекте.

10. Более низкий уровень шума: 35 дБ на расстоянии 10 м против 65-70 у ГПУ. Это дает возможность применения МТУ в жилых массивах городских районов.

11. Низкие затраты на строительство: не требуются большие финансовые и трудовые затраты на проектные, строительные и монтажные работы за счет легкости установки и запуска микротурбин в работу. Отсутствие дополнительных затрат на создание высоких дымовых труб и специального фундамента.

Что касается используемого топлива, то современные микротурбинные установки работают на различных видах топлива: это может быть природный, шахтный, сжиженный, попутный нефтяной, биогаз. Установки, как правило, не требуют предварительной газоочистки. Специальные антикоррозийные материалы, примененные в составе системы подвода топлива к форсункам, позволяют микротурбине работать на топливе с достаточно высоким содержанием сероводорода. Условно низкие температуры сгорания топлива (510-954°C), при которых достигается минимальный уровень вредных выбросов в атмосферу, достаточны для сжигания высокосернистого газа без нанесения вреда двигателю. Температура выхлопных газов (260-309°C) препятствует образованию конденсата серной кислоты и, как следствие, быстрому износу деталей турбины.

Таблица 2. Сравнение технических характеристик установок для мини-ТЭС

| № п/п | Обозначение                                                           | Calnetix TA 100    | Wilson GMG 125E1   | Calnetix TA 100    | Wilson PG 1250B        |
|-------|-----------------------------------------------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|------------------------|
| 1     | Тип агрегата                                                          | МТУ                | ГПУ                | МТУ                | ГПУ                    |
| 2     | Количество агрегатов, шт.                                             | 1                  | 1                  | 10                 | 1                      |
| 3     | Мощность электрическая, кВт.                                          | 100                | 100                | 1000               | 1000                   |
| 4     | Мощность тепловая, кВт.                                               | 172                | 139                | 1720               | 1221                   |
| 5     | Расход газа при 100% нагрузке, м³/час                                 | 39                 | 38                 | 390                | 276                    |
| 6     | Частота вращения ротора, об/мин                                       | 69 000             | 1 500              | 69 000             | 1 500                  |
| 7     | Площадь с зоной обслуживания, м²                                      | 12                 | 16                 | 100                | 72                     |
| 8     | Вес комплекта, кг                                                     | 1 900              | 2 500              | 19 000             | 23 500                 |
| 9     | Уровень шума на расст. 1 м, (дБ)                                      | 75                 | 88                 | 80                 | 105                    |
| 10    | Наличие вибрации                                                      | нет                | есть               | нет                | есть                   |
| 11    | Периодичность ТО, моточас                                             | 8 000              | 1 500              | 8 000              | 1 500                  |
| 12    | Периодичность замены масла, моточас                                   | 24 000             | 1 500              | 24 000             | 1 500                  |
| 13    | Объём масла, л                                                        | 19                 | 8,5                | 190                | 286                    |
| 14    | Расход масла, л/год: - на угар<br>- на замену<br>- общий              | 0<br>6,8<br>6,8    | 350<br>51<br>401   | 0<br>68<br>68      | 3 000<br>1716<br>4 716 |
| 15    | Стоимость масла, USD/год                                              | 90                 | 802                | 900                | 9 432                  |
| 16    | Стоимость ЗИП и ТО, USD/кВт*ч                                         | 0,005              | 0,02               | 0,005              | 0,01                   |
| 17    | Ресурс до кап. ремонта, моточас                                       | 60 000             | 25 000             | 60 000             | 64 000                 |
| 18    | Стоимость кап. ремонта относительно цены оборудования, %              | 90                 | 70                 | 90                 | 50                     |
| 19    | КПД полный, %<br>в том числе: - электрический<br>- тепловой           | 78,9<br>29<br>49,9 | 65,3<br>27,3<br>38 | 78,9<br>29<br>49,9 | 83,3<br>37,5<br>45,8   |
| 20    | Величина нагрузки, кВт:<br>- длительная минимальная,<br>- наброс, кВт | 0<br>100           | 30<br>20           | 0<br>1 000         | 500<br>300             |
| 21    | Эмиссия вых. газов, мг/м³:<br>- NO <sub>x</sub><br>- CO               | 50<br>82           | 500<br>600         | 50<br>82           | 510<br>630             |

В таблице 2 приведены данные сравнения технических характеристик мини-ТЭС на базе микротурбинных (МТУ) и газопоршневых (ГПУ) установок импортного производства для выходных мощностей по электроэнергии в 100 кВт и 1 000 кВт. Российские ГПУ, при сравнимости основных технических данных с импортными, существенно им проигрывают по надёжности работы. Ресурс до капремонта некоторых установок находится на уровне в 15 000 часов [4].

**Газопоршневые установки малой единичной мощности** также могут работать на всех видах углеводородного газа, но есть существенные ограничения по составу топлива. МТУ успешно работают на топливе с метановым индексом, равным 30 (у ГПУ этот показатель должен быть не менее 65-70, иначе машины будут работать с дирейтингом - снижением мощности). При этом газ для использования в ГПУ должен пройти сложную процедуру очистки от тяжелых углеводородов, а для МТУ достаточно удалить влагу (осушка) и обеспечить его температуру выше точки росы.

Вместе с преимуществами у МТУ есть показатели, по которым они проигрывают ГПУ:

1. Более низкий электрический КПД: у МТУ он составляет 28-35%. Если рассматривать сопоставимые мощности с ГТУ (30-200 кВт), то средний КПД у таких газопоршневых агрегатов будет также 28-36%. Правда, современные газопоршневые агрегаты единичной мощностью более 3 МВт достигают показателя 46-47% (Wartsila, Rolls-Royce). Все показатели даны при номинальной мощности 100% и стандартных атмосферных условиях. В то же время КПД микротурбины в когенерационном режиме превышает 90%, что практически соответствует КПД газопоршневой установки, работающей в таком же режиме. Немаловажен и тот факт, что в режиме когенерации при производстве 1 кВт электрической энергии ГПУ вырабатывают 1-1,2 кВт тепла, а микротурбина, как правило, до 1,7 кВт.

2. Более высокий расход газа. Из-за различий технологий сжигания газа его удельный расход в МТУ превышает аналогичный показатель ГПУ в среднем в 1,4 раза.

3. Более высокая удельная стоимость капложений для производства 1 кВт электроэнергии для МТУ - 1600-1800 \$ по отношению к величине 750-1100\$ для ГПУ, что обусловлено рядом факторов. К ним можно отнести: новизна технологии производства МТУ, транспортные расходы на доставку оборудования из США, таможенные сборы и накладные расходы дистрибьюторов фирм-производителей здесь в России. Решение вопросов организации производства МТУ в России даст возможность резкого снижения удельной стоимости капложений для микротурбинных установок, приблизив их к уровню показателя для газопоршневых установок.

Благодаря своим свойствам МТУ могут применяться во многих сферах. Их можно использовать как резервные, вспомогательные и основные источники электро- и теплоэнергии в ЖКХ, малых и даже крупных производствах, очистных сооружениях, буровых платформах и скважинах, шахтах и т.д.

Сегодня МТУ близки к тому, чтобы существенно потеснить газопоршневые двигатели сопоставимой мощности.

#### Список литературы:

1. Семёнов В.С., Золотов В.П. Преимущества локального энергообеспечения. Вестник СамГТУ. Серия «Технические науки», №2 (34)-2012, с. 225-228.
1. [http://www.electrosnab.com/gazovye\\_ustanovki/mikroturbinnye\\_ili\\_gazoporshnevy\\_vybiraem\\_energoustanovku](http://www.electrosnab.com/gazovye_ustanovki/mikroturbinnye_ili_gazoporshnevy_vybiraem_energoustanovku). Микротурбины или газопоршневые? Выбираем энергоустановку.
2. [http://www.abok.ru/for\\_spec/articles.php?nid=3402](http://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=3402). В. А. Акиель. Энергоцентры на базе микротурбинных установок.
2. <http://www.yardizel.ru/33-p.html>. Газопоршневые электростанции ЯМЗ.

#### Анализ решения одной задачи на расчет сети по потере напряжения в популярном справочнике

Измагамбетов Д.Э., Никитин В.Д.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

"Справочник для проектирования электрического освещения" Г. М. Кнорринга [1] пользовался заслуженным вниманием, выдержав с 1938г. по 1968г. шесть изданий. Последнее прижизненное издание состоялось в 1976г; в связи с ростом объема, 24 печатных листа, стало называться "Справочной книгой для проектирования электрического освещения". В 1992г. вышла "Справочная книга для проектирования электрического освещения" Г. М. Кнорринга, И. М.

Фадина, В. Н. Сидорова [2], объем вырос в полтора раза за счет появления: примеров (один из них будет проанализирован далее); нормативных и других материалов, едва ли нужных светотехнику (длительно допустимый ток для кабелей переносных шланговых с медными жилами с резиновой изоляцией кабелей: для торфопредприятий, табл.12.16; для передвижных электроприемников, табл. 12.17; проводов: с медными жилами с резиновой изоляцией для электрифицированного транспорта 1,3 и 4 кВ, табл.12.18; неизолированных бронзовых и сталебронзовых, табл.12.39); схем вводных, распределительных, вводно-распределительных панелей (рис. 13.2,13.3,13.4 и др.) [2], нужных скорее электроснабженцам, нежели светотехникам.

### 1. Расчет коэффициента С.

Анализ начнем с обсуждения значений коэффициента С, связывающего характеристики сети. В таблице 12.46 приведено ошибочное выражение  $C \sim 10^{-5}$  (вместо  $10^{-2}$ , поскольку  $C = \frac{U_p^2 n^2 \gamma}{10^2 m}$ ) [3], где n - число фаз, m - число нагруженных жил.

Некоторые тонкости, касающиеся коэффициента С и смежных вопросов, анализируются в таблицах 1 и 2.

Отметим еще 2 обстоятельства. На с.305 [2] используется завышенное значение  $C = 7,74$  (хотя на с.304 дано  $C = 7,4$ ), поскольку почему-то для Al взято значение  $\gamma = 32$  (но даже "установившееся" в проектной практике значение  $\gamma = 30,5 \text{ MSm} \cdot \text{m}^{-1}$  представляется по ряду причин требующим снижения). Реально на значение  $\gamma$  "относят" влияние 4-х факторов:

- загрязнения металла при выплавке, прокатке (валочении);
- роста длины L при скрутке жил и провисании  $1 + \frac{\Delta L}{L}$ ;
- "экономии"  $\Delta S$  металла  $(\frac{S - \Delta S}{S})^{-1} \sim 1 + \frac{\Delta S}{S}$  производителями ( $S_{\text{факт}} < S_{\text{ном}}$ ), особенно в случае меди;
- зависимости проводимости от температуры провода,  $\gamma_t = [1 + \alpha(t - 20^\circ\text{C})]$ , где  $\alpha = 0,004(^\circ\text{C})^{-1}$ .

**Таблица 1.** Анализ значений коэффициента С.

| Объект анализа        | Существенные обстоятельства и результат анализа                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
|-----------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Формула (12.21) в [2] | В выражении S~М действительно имеется коэффициент $10^5 = 10^{3+2}$ ; куб - для перерасчета kW в W, квадрат - для перехода к процентам; значение $10^5$ неправомерно переползло в таблицу 12.46, где дается характеристика системы напряжения и материала сети (мощность электроприемников не упоминается вообще)                                                       |
| Таблицы моментов      | При пользовании этими таблицами пересчет kW в W и "самостоятельный" учет % не требуется - таблицы моментов уже "подстроены" под kW и значения потери напряжения (ПН) в %                                                                                                                                                                                                |
| Таблица 12.46         | Содержит (редуцированные) зависимости $C = C(U, n, m, \gamma)$ , с моментами (нагрузками, плечами) не сопряженные; здесь лучше бы прямо дать $C = \frac{U_p^2 n^2 \gamma}{10^2 m} \cdot \frac{GW}{m\%}$ , чем приводить три варианта знаменателя (с сомножителями 1; 2,25; 2; притом без пояснений которые есть, например, в [3]), да еще с египетским значением $10^5$ |

**Таблица 2.** Зависимость коэффициента С от характеристик сети.

| Доказательство ошибочности формул $C \sim 10^{-5}$                                                         | Путь 1                                                                                                                                                                                                                                                                       | Путь 2                                                                                                                                                                                                                                                                    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| [С зависит от характеристик сети как таковой, а не от электроприемников.] К С относится только $10^{-2}$ . | Воспользоваться любой из трех формул таблицы 12.46; так, для Al, 3ф+0, $\frac{\gamma U_n}{10^5} = 30,5 \cdot 10^6 \cdot 380^2 \cdot 10^{-5} = 44 \cdot 10^6 \frac{W}{m\%} \neq 44 \cdot 10^9 \frac{W}{m\%}$ .<br>Удивительно, что автор главы разницы (3 порядка) не заметил | Взять любую из таблиц моментов, например, таблицу 12.47; при $\epsilon = 1,0\%$ , $S = 10 \text{ mm}^2$ , $M = 440 \text{ kWm}$ ; тогда $C = M \cdot (S \cdot \epsilon)^{-1} = 440 \text{ kWm} \cdot (10 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2 \cdot 1,0\%)^{-1} = 44 \frac{GW}{m\%}$ |

У таблиц моментов 12.53 и 12.54 [2] отсутствует указание на металл, и лишь по столбцу  $S = 1,5 \text{ mm}^2$  догадливый читатель может определить "видовую принадлежность". Некоторая небрежность (чего при Кнорринге никогда не было) проявляется и в других главах, так, рис.7.33 и

7.43 поменялись местами; линейные изолюксы остались лишь для (исчезающего из проектной практики) светильника ПВЛМ; нет внятных пояснений по некоторым рисункам.

## 2. Анализ решения задачи 12.3 в [2].

Исходные данные и узловые моменты решения приведены в таблице 3.

**Таблица 3.** Информация по примеру 12.3 [2].

| Условия задачи                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | Рис 1. Схема сети                                                                                                                                                                                                                                                  |         |        |        |        |        |                |      |      |      |      |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|--------|--------|--------|--------|----------------|------|------|------|------|
| Определить наибольшие потери напряжения в разветвленной двухпроводной линии напряжением 220 В, выполненной алюминиевыми проводами. Схема сети показана на рис.1: нагрузки (kW), длина участков - подчеркнута (m), сечения - в кружках (mm <sup>2</sup> ).                                                                                                                                             |                                                                                                                                                                                                                                                                    |         |        |        |        |        |                |      |      |      |      |
| Пример решения для участка А - I                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | Результаты расчета для других участков                                                                                                                                                                                                                             |         |        |        |        |        |                |      |      |      |      |
| $\Delta U = (1 \cdot 20 + 1 \cdot 50) \cdot (7,74 \cdot 25)^{-1} = 0,36\%$ . (О том, что это головной участок сети с нагрузкой $P > 7$ kW - ни намека). [На самом деле вся нагрузка - 7,4 kW и при $C=1$ , $\Delta U = (7,4 \cdot 20 + 6,4 \cdot 30) \cdot (25 \cdot 1)^{-1} = 13,6\%$ ; реально при $C = 7,4$ : $\Delta U = 13,6/7,4 = 1,83 \neq 0,36$ в [2]; здесь имеет место пятикратная разница] | <table><tr><th>Участок</th><th>I - II</th><th>I - Б</th><th>II - В</th><th>II - Г</th></tr><tr><td><math>\Delta U</math>, %</td><td>1,19</td><td>2,58</td><td>0,86</td><td>0,68</td></tr></table> <p>Вывод по [2]: наибольшие ПН в сети имеют место до точки Б</p> | Участок | I - II | I - Б  | II - В | II - Г | $\Delta U$ , % | 1,19 | 2,58 | 0,86 | 0,68 |
| Участок                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | I - II                                                                                                                                                                                                                                                             | I - Б   | II - В | II - Г |        |        |                |      |      |      |      |
| $\Delta U$ , %                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | 1,19                                                                                                                                                                                                                                                               | 2,58    | 0,86   | 0,68   |        |        |                |      |      |      |      |

Выполним расчет ПН. С целью снижения объема вычислений:

- нагрузки суммируем и прикладываем к средней точке для участков: I – Б ( $P=0,5+0,5=1,0$ ;  $L=80+80/2=120$ ), I – II ( $P=0,5+0,5=1,0$ ;  $L=40+40/2=60$ ), II – Г ( $P=0,6+0,6=1,2$ ;  $L=50+40/2=70$ ) что показано на рисунке 2;
- поскольку в пределах данного примера  $C = \text{const.}$ , то используем в ходе расчетов условное значение  $C = 1 \frac{\text{GW}}{\text{m\%}}$ , а реальное значение  $C$  введем лишь в начале и конце расчета.

Узвимость приема, реализованного в [2], становится особенно заметной, если на головном участке вообще убрать нагрузку (1+1) кВт; и что тогда - потери напряжения  $\Delta U = 0$ ?

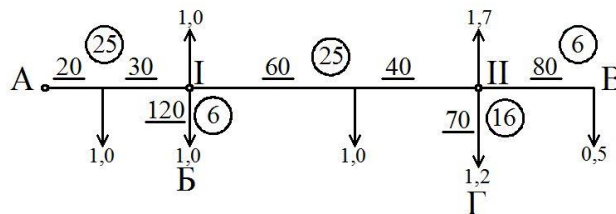
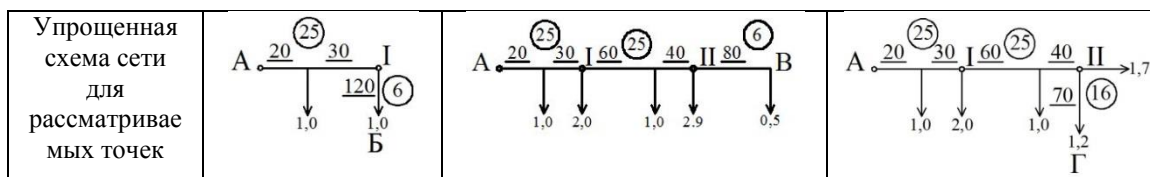


**Рис 2.** Упрощенная схема сети

**Таблица 4.** Сравнение ПН по участкам.

| Участок                       | А - Б                                 | А - В                                                                           | А - Г                                                                             |
|-------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|
| $\Delta U$ , %, по [1]        | $0,36 + 2,58 = 2,94$                  | $0,36 + 1,19 + 0,86 = 2,41$                                                     | $0,36 + 1,19 + 0,68 = 2,23$                                                       |
| $\Delta U$ , %, при $C = 1$   | $13,6 + \frac{1 \cdot 120}{6} = 33,6$ | $13,6 + \frac{4,4 \cdot 60 + 3,4 \cdot 40}{25} + \frac{0,5 \cdot 80}{6} = 36,3$ | $13,6 + \frac{4,4 \cdot 60 + 3,4 \cdot 40}{25} + \frac{1,2 \cdot 70}{16} = 34,85$ |
| $\Delta U$ , %, при $C = 7,4$ | $\frac{33,6}{7,4} = 4,54 > 2,94$      | $\frac{36,3}{7,4} = 4,88 > 2,41$                                                | $\frac{34,85}{7,4} = 4,71 > 2,23$                                                 |



Наибольшая ПН - на участке АВ, притом  $\Delta U$  в 2 раза превышает значение приведенное в [1]; там наибольшие потери напряжения считались на участке АВ ( $2,94 > 2,41 > 2,23$ ).

#### Список литературы

1. Под ред. Г. М. Кнорринга. Справочная книга для проектирования электрического освещения. – Л.: «Энергия», 1976. – 384 с.
2. Г. М. Кнорринг, И. Мю Фадин, В. Н. Сидоров. Справочная книга для проектирования электрического освещения. – Санкт-Петербург.: «Энергоатомиздат», 1992. – 448 с.
3. В. Б. Вайнштейн, В. Д. Никитин. Электрическая часть осветительных установок. Учебное пособие. – Томск, изд. ТПИ им. С. М. Кирова, 1984. – 92 с.
4. Рябов М. С., Циперман Л. А. Электрическая часть осветительных установок. – М – Л.: «Энергия», 1966. – 360 с.

#### Исследование загрузки трансформаторов собственных нужд подстанций ОАО «Душанбинская горэлектросеть»

Давлатишоев Д.Д., Касобов Л.С., Джалилов Р.А.

Таджикский технический университет имени академика М.С. Осими, г. Душанбе, республика Таджикистан

ОАО Душанбинская горэлектросеть (ДГЭС) образована в 1940 году. ДГЭС распределяет электроэнергию в столице - г. Душанбе. Годовое распределение электроэнергии составлял в 2013 году 2,7037 млрд. кВт\*ч, из которых 2,2145 млрд.кВт\*ч получено потребителями, а 18,1 % составляли потери энергии. В первой половине 2014 года в город передана 1, 571 млрд. кВт\*ч, что естественно больше этого показателя прошлого 2013 года. ДГЭС на своем балансе имеет 32 подстанций, из которых 24 на напряжении 110 кВ, а 8 подстанций - на 35 кВ. Общая установленная мощность 57 трансформаторов указанных 32 подстанции города составляет 1040, 6 МВА, из которых на долю подстанций 35 кВ приходится 140, 7 МВА.

Подстанции ДГЭС по подключенной нагрузке можно разделить по назначению на промышленные и коммунально - бытовые.

К 2014 г. на балансе города находились 1708 трансформаторных пунктов (ТП) 6-10 кВ, из которых 759 относились к ДГЭС. В связи с расширением границ города и некоторыми другими административно – техническими реорганизациями теперь на балансе горэлектросети находятся 1290 ТП, а на балансе других предприятий города – 1840 ТП.

Общая протяженность линий 0,4 – 10 кВ ДГЭС на 2014 г. составлял 2709, 9 км из которых 1146, 64 км воздушные ЛЭП, 1563,24 км кабельные линии.

Тенденции изменения электрических нагрузок свидетельствуют о неуклонном росте потребления в промышленности, коммунально – бытовом секторе и транспорте.

Электропотребление и нагрузки в бытовом секторе в целом увеличились до максимального уровня. Этот процесс сопровождается значительным увеличением населения и возрастанием коммунально-бытовых и производственных нагрузок. Некоторую специфику в график электропотребления некоторых престижных районов вносят нагрузки новых дачных поселков и микрорайонов. Но в целом сложилась ситуация, при которой трансформаторы в районах с преобладающей бытовой и промышленной нагрузкой работают со значительной нагрузкой, особенно в сетях пригородной местности.

Согласно решению № 14-04 от 09.03. 2004 г. опытной проектной организацией по заданию энергосистемы республики выполнена работа «Определение технических потерь электрической энергии в сетях ОАХК «Барки Точик» напряжением 500 -0,4 кВ», в которой технические потери электрической энергии от общего поступления на 2003 г. составляют 15,8 %. При отсутствии ввода новых ЛЭП 220 кВ из-за перегруженности оборудования указывается, что ежегодный рост потерь может составить 2-5 %.

Фактические потери в энергосистеме заметно превышают 16 %. Постановка учета электроэнергии в системе и по настоящее время не соответствует требованиям. Нет учета

электроэнергии в цепях трансформаторов собственных нужд (ТСН) почти всех подстанций города, не установлены полагаемые согласно ПУЭ (п.1.5.41) счетчики технического учёта на вводах НН, СН и отходящих ЛЭП 6-35 кВ. Если согласно вышеуказанной работы проектного института суммарные технологические потери в подстанциях энергосистемы могут составить не более 54 млн. кВт\*ч, то только в двух предприятиях электросети – ЦЭС и г. Душанбе в 2007 г. по расчетам энергосбыта «Барки Точик» они составили 56 млн.кВт\*ч, что является явным преувеличением факта, возможно направленное на скрытии коммерческих потерь.

В системе отсутствует полагаемый механизм надзора и требования к снижению потерь в целом и к снижению потерь на собственные нужды. Почти 60 % ТСН подстанций горэлектросети не имеют счетчики электроэнергии. Исходя из вышеизложенных нет возможности объективной оценки коммерческих потерь. Проведенные выборочные измерения загрузки ТСН подстанций города указывают на правильность нашего утверждения.

В таблице 1 приведена статистика средней загрузки части ТСН ДГЭС за 2013 год. Результаты показывают, что суммарная нагрузка указанных ТСН не превышает 47,7 кВт, а средний коэффициент загрузки трансформаторов всего 5, 86 %.

Таблица 1. Средняя загрузка части ТСН ДГЭС

| № п/п                               | Подстанция     | Трансформатор собственных нужд, мощность, кВА | Измеренная нагрузка, А | Загрузка ТСН, % | Загрузка ТСН при $\cos\varphi=0,85$ , кВт |
|-------------------------------------|----------------|-----------------------------------------------|------------------------|-----------------|-------------------------------------------|
| 1.                                  | «ТГМ»          | ТСН-1, 63<br>ТСН-2, 36,5                      | 6,0<br>6,0             | 6,26<br>10,8    | 3,35<br>3,35                              |
| 2.                                  | «Спортивная»   | ТСН-1, 25<br>ТСН-2, 40                        | 2,5<br>10,0            | 6,6<br>16,45    | 1,4<br>5,6                                |
| 3.                                  | «РЭЗ»          | ТСН, 25                                       | ≈0,0                   | 2,0             | 0,43                                      |
| 4.                                  | «Советская»    | ТСН-1, 63<br>ТСН-2, 100                       | 7,5<br>7,0             | 7,83<br>4,6     | 4,19<br>3,91                              |
| 5.                                  | «Фирдавси»     | ТСН, 40                                       | ≈ 0,0                  | 2,0             | 0,68                                      |
| 6.                                  | «Душанбе»      | ТСН, 40                                       | ≈ 0,0                  | 2,0             | 0,68                                      |
| 7.                                  | «Шахри»        | ТСН, 100                                      | ≈0,0                   | 2,0             | 1,7                                       |
| 8.                                  | «Бахор»        | ТСН-1, 40<br>ТСН-2, 40                        | 5<br>5                 | 8,22<br>8,22    | 2,8<br>2,8                                |
| 9.                                  | «Центральная»  | ТСН-1, 25<br>ТСН-2, 30                        | 12<br>≈0               | 31,6<br>2       | 6,7<br>0,51                               |
| 10.                                 | «Истиклол»     | ТСН, 30                                       | 3,0                    | 6,58            | 1,68                                      |
| 11.                                 | «Вахдат»       | ТСН, 160                                      | 5,0                    | 2,05            | 2,8                                       |
| 12.                                 | «Анзоб»        | ТСН, 40                                       | 0,0                    | 2,0             | 0,68                                      |
| 13.                                 | «Винзаводская» | ТСН-1, 30<br>ТСН-2, 30                        | 7<br>≈0,0              | 15,35<br>2,0    | 3,9<br>0,51                               |
| ИТОГО, кВА                          |                | 957,5                                         |                        |                 | <b>47,7</b>                               |
| Расход эл. энергии за месяц, кВт.ч. |                | $W=47,7 \times 24 \times 30=34322$            |                        |                 |                                           |

Число ТСН на 32 подстанциях города равно 62, из которых 33 трансформатора 10/0,4 кВ общей мощностью 3748 кВт\*А и 29 ТСН 6/0,4 кВ – 1957 МВ\*А. Даже при 10 % - ной среднегодовой нагрузки всех ТСН этих подстанций годовой расход электроэнергии не превысит 5 млн. кВт\*ч, тогда как по данным энергосбыта в 2006 г. эти расходы указаны равными 25 млн.кВт\*ч, а в 2007 г. – 15,17 млн.кВт\*ч, что в 3-5 разов превышает возможное.

В табл. 2 приведены показания реализации электроэнергии по данным контролирующего учреждения и энергосбыта, откуда видно, что разница в этих показаниях доходит до 5,25 – 9,2 %, что при годовой реализации в 2 млрд. кВт\*ч может составить 100-180 млн.кВт\*ч.

Таблица 2. Итоговые показатели реализации электроэнергии за ноябрь-декабрь месяцы 2012 г. по г. Душанбе, млн. кВт ч.

| месяцы                         | ноябрь      |                  | раз-<br>ность,<br>% | декабрь     |                  | разность,% |
|--------------------------------|-------------|------------------|---------------------|-------------|------------------|------------|
| Показатели головного<br>учета  | по подсчету |                  |                     | по подсчету |                  |            |
|                                | ОИ ЭН       | Энерго-<br>сбыта |                     | ОИ ЭН       | Энерго-<br>сбыта | за декабрь |
| Прием                          | 130,508     | 124,0            | 5,25                | 198,72      | 191,02           | 4,03       |
| Потери                         | 21,533      | 19,72            | 9,72                | 38,75       | 38,120878        | 1,65       |
| Производствен-ные<br>нужды ТЭЦ | 3,00        | 3,00             | 0,0                 | 3,8         | 3,8              | 0,0        |
| Полезный отпуск                | 105,974     | 101,28           | 4,63                | 156,17      | 149,161          | 4,7        |

Исследование загрузки трансформаторов выявило проблему: часть трансформаторов следует отнести к разряду перегруженных.

Расчетные данные свидетельствуют о том, что часть силовых трансформаторов подстанции подошли, а некоторые и перешли порог нагрузочной способности с учетом необходимости ремонта и внеплановых отключений. С учетом дополнительных заявок потребителей многие из перечисленных подстанций, требуют серьезной реконструкции с увеличением установленной мощности трансформаторов. Такая реконструкция требует больших инвестиций.

На одной из подстанции максимальная загрузка одного трансформатора достигал 135 %, а другого 46 %. Это приводит к увеличению нагрузочных потерь. Оптимизировать потери можно без увеличения мощности трансформаторов. Нужно включить трансформаторы на параллельную работу, тем более что секционный выключатель на напряжении 35 кВ можно включить. Ожидаемый эффект:

- минимизируются потери электроэнергии не менее чем на 24 %;
- снизится средний коэффициент загрузки до 0,9-0,93;
- улучшатся показатели качества электрической энергии.

Выводы.

Вышеуказанное является дополнительным свидетельством необходимости выполнения указаний ПУЭ и ПТЭ и основой фактической оценки технических и коммерческих потерь и использования как расчетных электрических счетчиков, так и счетчиков технического учета.

#### Список литературы:

1. Отчеты Госэнергонадзора Республики Таджикистан
2. <http://www.minenergo.tj>

#### О возможностях системы ЕТАР для электрических расчётов и моделирования

*Корнев В.А., Шмойлов А.В.*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Программный комплекс ЕТАР, разработан компанией OperationTechnology,Inc.. Его основой является архитектура, состоящая из модулей, выполняющих функции построения однолинейных схем, выполнения различных расчетов, анализа полученных результатов, проверки оборудования, оптимизации, а также управления объектами электроэнергетики в масштабе реального времени (ЕТАРReal-Time).

Модуль согласования устройств релейной защиты и автоматики ЕТАР предоставляет возможность осуществлять координацию устройств релейной защиты в сетях переменного и постоянного тока. Он представляет собой рабочую среду с интерфейсом, позволяющую наглядным образом построить систему релейной защиты энергетической сети.

Построение схем защит осуществляется с помощью инструментов графического дизайнера однолинейных схем. ЕТАР поддерживает множество типов устройств защиты и коммутационных аппаратов, с помощью которых можно построить любую систему релейной защиты.

Встроенная система визуализации времятоковых характеристик обеспечивает задание уставок выбранных устройств защиты. Поддерживается создание неограниченного количества

видов с характеристиками выбранных устройств, графическая правка уставок с помощью переключателей каждой характеристики, а также различные средства взаимодействия между характеристиками (например, определение разницы во времени между кривыми). ЕТАР позволяет создать отдельные виды времятоковых характеристик для всех требуемых участков сети.

В состав модуля входит функция определения последовательности срабатывания устройств защиты и коммутационных аппаратов, включающая в себя встроенный анализ коротких замыканий, пуска двигателей и графические средства визуализации последовательности срабатывания устройств. ЕТАР позволяет, задав место и тип повреждения в сети, получить анимированную последовательность срабатывания коммутационных аппаратов под действием РЗ при коротком замыкании в данной точке. Также, модуль позволяет определить зоны действия защит.

ЕТАР позволяет производить тестирование реальных реле путём их подключения через специальный интерфейс, путём сравнения характеристик реле с данными, измеряемыми как в установившемся режиме, так и во время переходного процесса.

Результаты такого тестирования обеспечивают правильность срабатывания реле, в частности – при токах короткого замыкания, содержащих затухающие аperiodические и колебательные компоненты.

ЕТАР обеспечивает селективную работу релейной защиты в моделируемой системе. Данные по настройкам устройств доступны для других программ.

Основные особенности модуля:

- Согласование защит в сетях переменного и постоянного тока;
- Обширная библиотека характеристик устройств защиты и коммутационных аппаратов ведущих производителей с возможностью добавления пользовательских устройств;
- Создание неограниченного количества видов с характеристиками срабатывания устройств защиты и коммутационных аппаратов;
- Графическая настройка параметров времятоковых характеристик устройств защиты;
- Расширенные графические функции при работе с характеристиками устройств;
- Возможность построения любой схемы защиты;
- Визуализация последовательности срабатывания устройств защиты и коммутационных аппаратов;
- Определение ошибки срабатывания и включение резервных устройств;
- Встроенный анализ коротких замыканий;
- Встроенный анализ пуска двигателей;
- Определение зон действия защит;
- Функции тестирования реле при переходных процессах;
- Вывод фактических переходных характеристик устройств;
- Отчёты по настройкам устройств;
- Экспорт данных в формате COMTRADE.

Алгоритмы анализа электрических цепей, реализованные в ЕТАР, позволяют выполнить расчет однолинейной схемы любой сложности.

ЕТАР можно разделить на две составляющие: первая – расчетная часть для проектирования и вторая – для построения и управления интеллектуальными электрическими системами в режиме реального времени.

**Первая составляющая.** На данном этапе проектирования принятие решений по построению однолинейной схемы, проработке основных компоновочных решений, выбору оборудования, уставок устройств релейной защиты и проверке селективности ее работы и т.д. основывается на проведении соответствующих расчетов распределения потоков мощности в системе, токов короткого замыкания в ключевых точках, надежности системы, а также на множестве других расчетов, которые проводятся с применением численных компьютерных моделей. К ним относятся расчеты пусков двигателей и генераторов, анализ устойчивости электроэнергетических систем и других динамических процессов, частотный анализ, отстройка от резонансов, анализ несимметрии напряжений в больших сетях и другие расчеты.

Программный комплекс ЕТАР имеет возможность для оперативного внесения корректировок в исходные данные, для пересчетов схем и архивации различных версий проекта для сравнения.

В состав ЕТАР, входит базовый пакет, включающий:



- графический редактор для построения схем и задания параметров оборудования;
- средства управления доступом пользователей для разделения обязанностей при работе над проектом;
- заверенная производителями база данных оборудования с возможностью расширения пользователями;
- модуль расчета установившихся режимов, позволяющий рассчитать установившийся режим в системе, потери напряжения и выполнить проверку оборудования по длительным токам;
- инструменты для работы с различными вариантами схемы и отслеживания изменений, именуемые многомерной базой данных: виды схем, конфигурации, редакции данных.

Однолинейная схема представляет собой совокупность множества видов, конфигураций и редакций. Такой подход к организации данных позволяет производить расчет схемы в различных режимах, отличающихся параметрами элементов, состояниями коммутационных аппаратов и внешним видом. При этом вся информация хранится в единой базе данных проекта без необходимости создания большого числа его экземпляров, что облегчает работу;

- средства для создания отчетов в различных форматах: MsWord, MSExcel, PDF, CrystalReports;

- мастера сценариев, исследований и проектов, позволяющие создавать иерархии макросов, запускаемых нажатием одной кнопки:

- мастер сценариев (нижний уровень) представляет собой макросы по проведению расчетов в определенном модуле с заданными расчетными условиями, конфигурацией, видом, редакцией данных и файлом для записи выходного отчета;

- мастер исследований (промежуточный уровень) объединяет несколько сценариев в единый макрос для проведения расчетов во множестве модулей или разных расчетов в одном модуле;

- мастер проектов (верхний уровень) служит для запуска серии различных исследований для одного или нескольких проектов.

Помимо базовой функциональности, ETAP может быть оснащен модулями, выполняющими следующие функции:

- расчет токов короткого замыкания;
- расчет опасности вспышки дуги в системах переменного и постоянного тока;
- моделирование работы устройств релейной защиты и проверка селективности их срабатывания;
- определение сечений кабелей и расчет защиты от поражения электрическим током;
- расчет пуска двигателей по статическим и динамическим моделям;
- расчет динамических процессов, включая анализ устойчивости электроэнергетических систем, в том числе – с применением пользовательских динамических моделей (имеется ввиду интеграция с моделями, созданными в Simulink);
- частотный анализ и отстройка от резонансов;
- оценку надежности системы;
- оптимизацию установившегося режима;
- расчет несимметрии напряжения;
- оптимизацию размещения батарей конденсаторов;
- термический анализ подземной кабельной системы;
- расчет тяжений при прокладке кабелей;
- расчет систем заземления (определение сопротивления растеканию, напряжения прикосновения и шагового напряжения);
- расчет установившихся режимов и коротких замыканий в системах постоянного тока;
- построение и расчеты систем управления вторичными цепями (моделирование логики работы схем и проверка режимов работы входящих в нее элементов);
- анализ разряда и выбор аккумуляторных батарей;
- механические и электрические расчеты ЛЭП;
- интеграцию с геоинформационными системами (GIS) для проектирования протяженных объектов;
- интеграцию с программными средствами для проектирования производителей, таких как SmartPlant® Electrical (Intergraph Corporation, США);
- и др.

**Вторая составляющая**, ETAP Real-Time, предназначена для мониторинга и интеллектуального управления объектами промышленности и электроэнергетики в режиме

реального времени. Создание системы управления реальным объектом начинается с создания его электрической схемы в ETAP и указания ключевых узлов и элементов, в которых производятся измерения. Система ETAP Real-Time может быть интегрирована с любой существующей SCADA или иной измерительной системой. По результатам реальных измерений производится расчет, определяющий параметры в узлах и ветвях оставшейся части схемы. Полученная совокупность данных синхронизируется с одним или несколькими серверами. Система ETAP Real-Time позволяет осуществлять:

- непрерывный мониторинг системы с записью событий;
- интеллектуальное управление электропотреблением и его оптимизацию;
- интеллектуальный сброс и восстановление нагрузки;
- управление и оптимизацию генерации;
- диспетчерское управление;
- автоматическое управление при аварийных ситуациях;
- проверку альтернативных сценариев в виртуальной среде;
- энергоучет;
- интеграцию с картографическими системами GIS.

**Более подробный список возможностей:**

**1. Мониторинг энергосистемы.**

Система мониторинга и симуляции энергосистемы (PSMS) позволяет операторам, инженерам и менеджерам принимать решения на основе достоверной информации в критических аспектах их бизнеса.

**2. Превентивный мониторинг.**

Превентивный мониторинг обеспечивает интеллектуальный мониторинг на основе интерфейса, основанного на новейших технологиях

**3. Учет электроэнергии.**

Встроенный инструмент для учета электроэнергии предоставляет детализированную информацию по электропотреблению основанную на тарифах, стоимости, коэффициентах и других влияющих факторов.

**4. Превентивная симуляция.**

Превентивная симуляция обеспечивается путем анализа поведения системы при различных событиях, используя данные реального времени, также, при необходимости – архивные.

**5. Архив событий.**

Архивация событий позволяет определить причину события, увеличить эффективность системных переключений, а также смоделировать альтернативные действия.

**6. Прогнозирование нагрузки.**

Прогнозирование нагрузки надежно предсказывает нагрузки по системе, базирующиеся на алгоритмах, которые учитывают корреляции множества различных факторов, таких как прогноз погоды и температурный режим.

**7. Управление энергопотреблением.**

Система управления энергопотреблением (EMS) - набор инструментов, разработанный для снижения энергопотребления, увеличения надежности электрической системы, улучшения режимов работы оборудования, прогнозирования состояния системы, а также оптимизации режимов её работы.

**8. Автоматический контроль генерации.**

Автоматический контроль генерации - это система, осуществляющая контроль и регулирование генерирующих мощностей в системе, а также передачу мощности из сторонней системы.

**9. Экономические факторы.**

Учет экономических факторов осуществляется путем оптимизации критериев, влияющих на уровни и параметры оптимизации с точки зрения экономики.

**10. Диспетчерское управление.**

Контроль параметров энергосистемы выполняет оптимизацию установившегося режима, позволяющую потребителям осуществлять автоматизацию их работы, уменьшить потери мощности, а также снизить пики потребления. Энергетические компании могут улучшить эффективность перетоков мощности, а также повысить безопасность.

**11. Планирование энергообмена.**

Менеджер управлений перетоками осуществляет планирование и подсчет экономических критериев при покупке и продажи электроэнергии основываясь на состоянии рынков.

#### 12. Управление резервом.

Управление резервом - набор инструментов для постоянного мониторинга величин генерации и потребления, осуществляющих динамический расчет параметров системы с целью определения величины будущего потребления для предотвращения аварийных отключений нагрузки.

В состав программного решения входят также инструменты, позволяющие осуществлять следующие операции с нагрузками:

##### Сброс нагрузки.

Интеллектуальный сброс нагрузки (ILS) - это наиболее совершенный метод сброса нагрузки из представленных на рынке. ILS обеспечивает оптимальный и быстрый сброс нагрузки в зависимости от состояния системы, типа и места повреждения. ILS динамически и в мгновение ока определяет приоритет отключения нагрузок.

##### Сохранение нагрузок.

Сохранение нагрузок - это набор инструментов определяющий минимум величины мощности для отключения для каждой подсистемы. Система рассчитывает оптимальную комбинацию отключаемых нагрузок, которая обеспечит безопасность системы.

##### Восстановление нагрузок.

Восстановление нагрузок - это набор инструментов, обеспечивающих мониторинг системы и определяющие величины подключаемых нагрузок в процессе восстановления системы для сохранения устойчивой и надежной работы.

##### Алгоритм сброса нагрузок.

Алгоритм сброса нагрузок оценивает и подтверждает последовательность сброса нагрузок в режиме реального времени. В состав ILS входит модуль "Анализ динамической устойчивости" для моделирования режима с последующей корректировкой величин сбрасываемых нагрузок и формированием соответствующих рекомендаций перед передачей управляющих сигналов в систему.

Помимо этого, система ETAP Real-Time является основой для создания интеллектуальных сетей Smart Grid.

На основе комплекса ETAP Real Time успешно функционируют системы мониторинга и управления энергосистемами различного масштаба:

- Нефтеперерабатывающий завод ARAMCO Ras Tanura, Саудовская Аравия (энергосистема включающая в себя 40 электростанций и около одной тысячи подстанций);
- Университет Массачусетса, США;
- Американский правительственный центр сбора данных, США;
- Электрические станции Fen Cheng Power, Китай;
- Распределительные сети WeiHai, Китай;
- Канадская энергетическая компания EPCOR, Канада.

В настоящий момент система ETAP Smart Grid реализована в городах Дубае (ОАЭ) и Сиэтле (США) в виде глобальных систем, осуществляющих мониторинг и управление городским хозяйством.

Также шестьдесят одна из шестидесяти четырех АЭС США признали ETAP собственным стандартом и используют его для расчетов и автоматизации своих систем.

##### Вывод:

Система ETAP может быть успешно применена в российских электроэнергетических системах, также в исследовательской работе при создании релейных защит на высоковольтном потенциале линий.

#### Список литературы:

1. <http://etapru.com/>

**Обеспечение безопасности сети при подключении синхронного гидрогенератора с помощью нечёткого алгоритма***Куприна К.А., Беляев Р.Ю.**Сибирский Федеральный Университет, Саяно-Шушенский филиал, пгт. Черёмушки, Россия*

Биение наблюдается в процессе синхронизации гидрогенератора с сетью по причине того, что частоты синхронных генераторов соседних агрегатов незначительно различаются. Как правило, процесс синхронизации сопровождается гудением агрегатов и вибрацией напорных трубопроводов гидроэлектростанций.

Процесс биений необходимо контролировать. В простейшем случае применялись стрелочные и ламповые синхроскопы. На настоящее время этот процесс автоматический, что позволяет устранить человеческий фактор, сократить время синхронизации, а главное обеспечить надежность протекания процесса, что возможно при соблюдении условий и времени подключения синхронного гидрогенератора в сеть.

Управляемость процесса регулируют специальные программы, осуществляя контроль. В противном случае при допущении аварийного режима возможны поломка аппаратуры и разрушение ротора.

Моделирование процесса пуска синхронного генератора выполнено в программе MATLAB7.7.0(R2008b). Программа оснащена удобным интерфейсом, различными блоками, которые предоставляют возможность наблюдать в режиме реального времени за протеканием процесса (блок Scope), отображать его на графиках и графических схемах.

Simulink Library Browser – хранилище блоков, используя которые, собирается модель изучаемого процесса, где устанавливаются напряжение  $U=15750\text{В}$ , изменяющийся угол  $\varphi$  в пределах от 0 до 360 градусов и переменная частота в диапазоне от 49,5 до 50,5 Гц (рисунок 1).

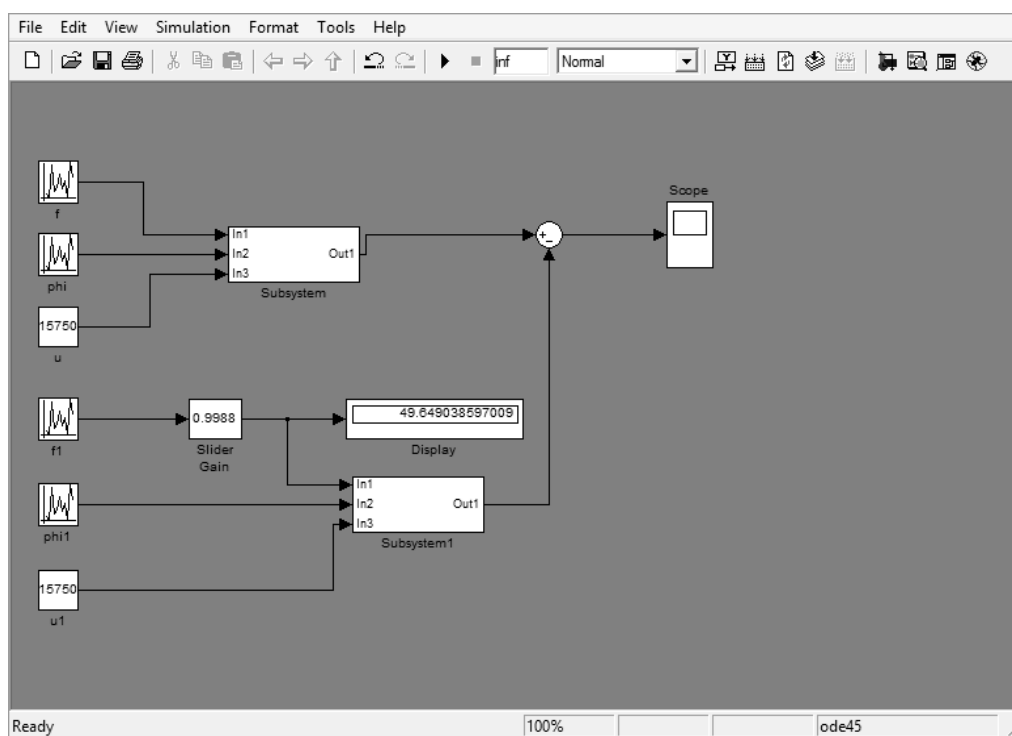


Рис.1 Схема, изучаемого процесса, в программе MATLAB7.7.0.

Для безопасного подключения синхронного гидрогенератора в сеть необходимо выполнить условие: осуществить подключение в середине максимального периода биений. Технически для выявления наименьшего, среднего и наибольшего периодов применяется регулятор Slider Gain, меняя значения которого, получаем на осциллограмме блока Scope изменение периода.

Выставляя значения регулятора в диапазоне от 0.99 до 1.01, опытным путём выявили максимальный период равный 200с в середине данного диапазона и минимальный период – 2с на границах (рисунок 2).



Рис.2 Распределение периода T в зависимости от значения датчика f.

Необходимо применить алгоритм нечёткой логики, чтобы перенаправить произвольно выбранное значение, принадлежащее наименьшему или среднему периодам в область наибольшего. Для этого используют окно программы FIS Editor, в котором расположено три области, отвечающие за входные параметры переменной in, выходные параметры переменной out, преобразование исходных данных с применением нечеткой системы mamdani. (рисунок 3).

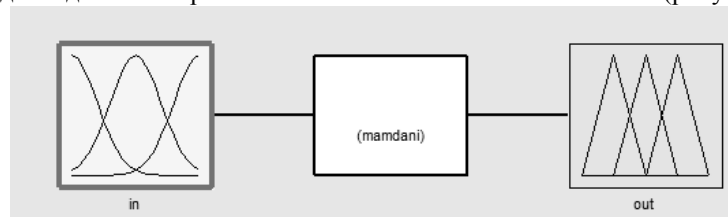


Рис. 3 Система типа mamdani – алгоритм нечёткой логики.

Области переменных in, out состоят из трех прямых m, c, b типа gaussmf, лежащих в установленном диапазоне равном величине максимального периода и обозначающих “наименьший”, “средний” и “наибольший” периоды (рисунок 4).

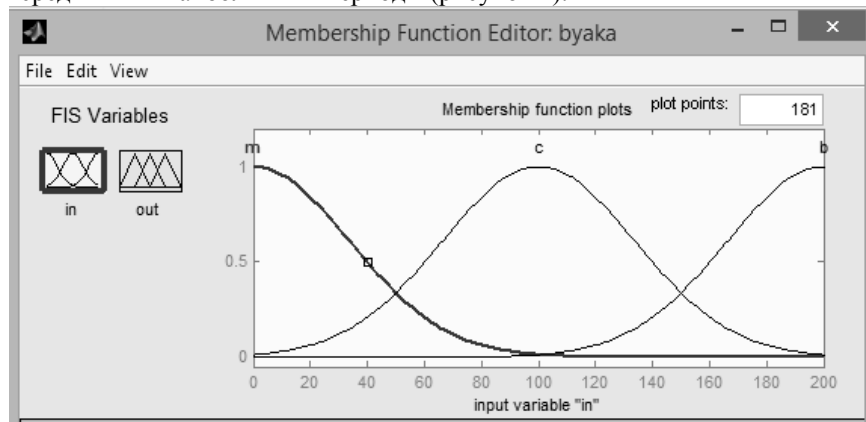


Рис.4 Редактор функций принадлежности.

Система типа *mamdani* позволяет создать правила на базе нечётких рассуждений, применяя которые попадают в нужный момент времени. Исходные данные представляют собой условные границы периодов, но этого достаточно, чтобы система, ориентируясь на правила, оперировала произвольно выбранными значениями периодов, увеличивая или уменьшая их до тех пор, пока они не будут принадлежать области максимального периода.

Такие преобразования позволяют получить точный ответ, который отображается на графиках и графических схемах (рисунок 5).

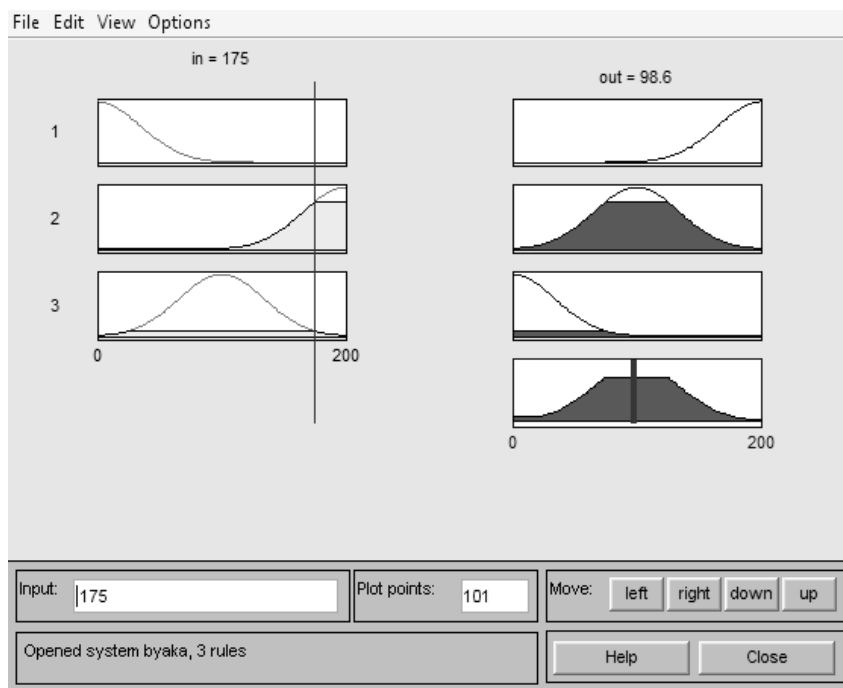


Рис. 5 Отображение в графической форме нечёткого логического вывода.

Преимуществом автоматических систем, а именно нечетких контроллеров, является то, что, обеспечивая надежность, безопасность и контроль сложного процесса, они являются простыми и доступными для понимания и работы.

Многие производственные процессы, особенно протекающие на стратегически важных объектах, нуждаются в строгом контроле, обеспечивая который, гарантируется надежность и безопасность работы объекта.

Управление на основе нечёткой логики может успешно применяться для таких сложных процессов. Положительными аспектами в работе нечетких контроллеров является и то, что они применяются в не полностью определенных системах.

Пуск синхронного гидрогенератора, подключение его к сети и дальнейшая его синхронизация служат примером такой системы, где успешно могут применяться в управлении нечеткие контроллеры.

Крайне важно правильно осуществлять процесс пуска гидрогенератора, так как при не соблюдении условий или времени подключения, процесс может стать неуправляемым, что может привести к разрушению ротора, поломке аппаратуры, а в целом - аварийному режиму.

#### Список литературы

1. Леоненков А.В. Нечеткое моделирование в среде MATLAB и fuzzyTECH / А. Леоненков. – СПб: БХВ-Петербург, 2003. – 736 с.
2. Штовба С.Д. Проектирование нечетких систем средствами MATLAB / С. Штовба. – М: Горячая линия–Телеком, 2007. – 288 с.

**Управление бытовым электрооборудованием с помощью смартфона IPHONE***Ле Ван Туан**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***Введение**

В настоящее время промышленная сеть растет и играет большую роль в системах управления. Наряду с развитием электронной промышленности, компьютерной сети, информационных технологий все системы интегрированы с более глубокой уровнем автоматизации. Протокол TCP/IP широко применяется в технических системах, осуществляет передачу данных как в локальных сетях, так и глобальной сети. Данная технология передачи данных применяется как на современных промышленных предприятиях, так и в бытовых условиях.

Умный дом — жилой дом современного типа, организованный для проживания людей при помощи автоматизации и высокотехнологичных устройств. Под «умным» домом следует понимать систему, которая обеспечивает комфорт (в том числе безопасность), и ресурсосбережение для всех пользователей. В простейшем случае она должна уметь распознавать конкретные ситуации, происходящие в доме, и соответствующим образом на них реагировать: одна из систем может управлять поведением других по заранее выработанным алгоритмам. Кроме того, с помощью автоматизации нескольких подсистем обеспечивается синергетический эффект для всего комплекса [1].

Ранее для управления различным электрооборудованием необходимо было осуществить на него прямое физическое воздействие в конкретный момент времени. Но в настоящее время всё чаще используются программируемые устройства, контроль за которыми осуществляется по интернет-протоколам. Данные программируемые системы позволяют в автоматическом режиме осуществлять управление за состоянием дома, в том числе: поддерживать заданные климатические условия и уровень освещенности.

В настоящее время все чаще используются устройства, осуществляющие передачу данных по беспроводным каналам связи, в том числе используя такие протоколы передачи данных как IEEE 802.11b, IEEE 802.11g, IEEE 802.11n.

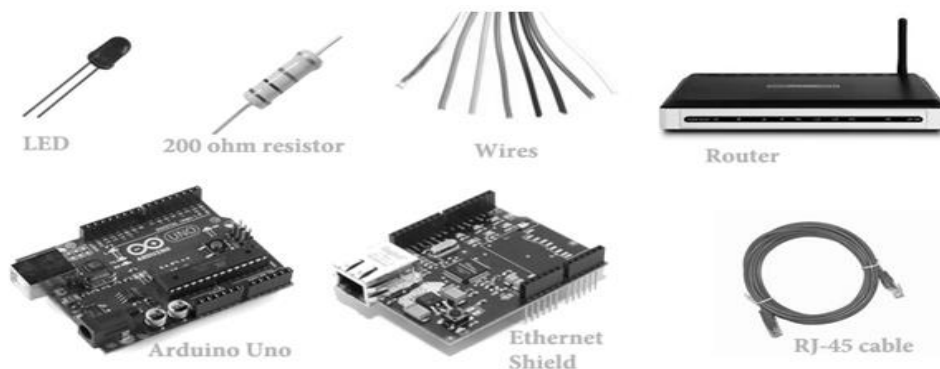


Рис.1. Используемое оборудование

В этой статье рассматривается применение Iphone для управления электрооборудованием. Конкретно в данном эксперименте был использован смартфон Iphone для управления светодиодом. Оборудование, необходимое для подготовки: светодиод, резистор, провод, Arduino Uno, Arduino Ethernet Shield, маршрутизатор, кабель RJ-45 (сетевой кабель), смартфон Iphone и компьютер.

На рисунке 2 показана схема системы управления светодиодом. Управление светодиодом осуществляет смартфон, подключенный к локальной сети через Wifi маршрутизатор. Необходимо было написать программу для Arduino Uno и приложение для Iphone. Для этой цели был использован язык программирования C и Objective-C для разработки подобного приложения[2]. После подключения устройств и установки программы стало возможным включение и отключение соответствующего светодиода с помощью смартфона как показано на рисунке 3

используя при этом соответствующие протоколы передачи данных: IEEE 802.11b, IEEE 802.11g, IEEE 802.11n, TCP/IP.

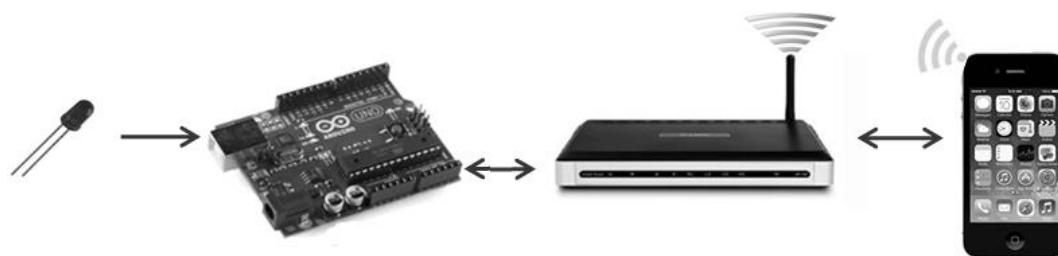


Рис.2. Схема системы управления питанием светодиода

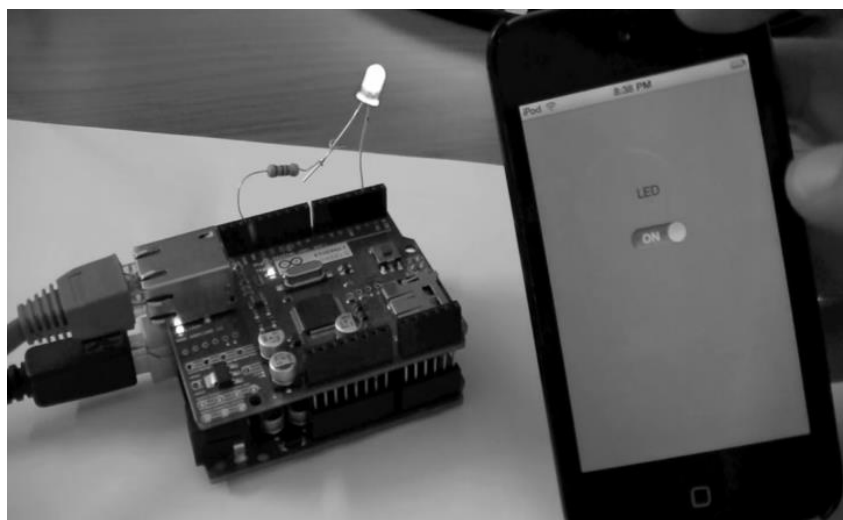


Рис.3. Дистанционное управление светодиодом с помощью Iphone

В этом эксперименте рассматривать простое управление светодиодом с помощью Iphone. В будущем времени будет развиваться проект, в котором можно будет дистанционно управлять различным полноценным электрооборудованием: телевизором, светильниками, аудиосистемами, кондиционером и прочей бытовой техникой. Результатом данного проекта будет "умный" дом, показывающий на рисунке 4 [3].





Рис.4. Умный дом «iHouse»

Подобные технологии применяются и в других областях, например: управление и контроль за энергосистемами на электростанциях, а также в нефтегазовой промышленности [4].

#### **Заключение**

В статье была представлена новая тенденция по применению современных технологий для управления и контроля за электрооборудованием в "умном" доме.

#### **Список литературы:**

1. [https://ru.wikipedia.org/wiki/Умный\\_дом](https://ru.wikipedia.org/wiki/Умный_дом)
2. Харбисон С.П., Стил Г.Л. Язык С с примерами. –М.: Бином, 2011 г.-528с.
3. <http://www.raywenderlich.com/15932/electronics-for-iphone-developers-tutorial-control-a-led-from-your-iphone>
4. [http://titans.com.vn/index.php?option=com\\_content&view=article&id=103%3Aec10&catid=36%3Aproduct-information&Itemid=54&lang=vi](http://titans.com.vn/index.php?option=com_content&view=article&id=103%3Aec10&catid=36%3Aproduct-information&Itemid=54&lang=vi)

#### **Сопоставление эффективности систем тягового электропривода электроподвижного состава**

*Ле Суан Хонг*

*Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт», г. Москва, Россия*

Пассажирский транспорт обеспечивает базовые условия жизнедеятельности крупных городов и является важным инструментом для достижения социальных и экономических целей развития России.

В систему пассажирского транспорта входят как автобусные предприятия, так и предприятия электрического транспорта, осуществляющие перевозку пассажиров полвижным составом (трамвай, троллейбус, метрополитен и т.д.)

Электрический транспорт (ЭТ) - важная область народного хозяйства. Без четкой функционирующей транспортной системы современный город не может существовать. Во многих городах России электрический транспорт играет большую роль в обслуживании населения. На его частицу приходится более 60 % всех городских перевозок пассажиров. В городе Москве перевозка пассажиров ЭТ составляет близко 70% - 75% (Троллейбусным транспортом перевозится 10,4%, трамваями – 9,7%, метрополитеном - 56% от общего количества перевезенных пассажиров в городах).

Технико-экономические показатели работы ЭТ в решающей степени определяются эксплуатационными качествами используемых в них электроподвижного состава (ЭПС), которые, в свою очередь, определяются соответствующими показателями (стоимость изготовления, затраты на ремонты и обслуживание, срок службы, удельный расход энергии и надёжность работы...) использованной на них системы тягового электропривода (ТЭП), что и определяет актуальность и значимость обоснованного его выбора.

В связи с развитием полупроводниковой преобразовательной техники появилось много возможностей совершенствования ТЭП. Среди них: использование на ЭПС с традиционными тяговыми машинами (ТМ) при электроснабжении постоянным током импульсного управления и при электроснабжения переменным током - плавного регулирования напряжения питания ТМ и рекуперативного торможения и на обоих типах ЭПС с коллекторными тяговыми машинами (КТМ) независимого возбуждения (НВ), а также - применение бесколлекторных ТМ - асинхронных, вентильных (ВТМ) и индукторных (ИТМ).

В последнее время среди части специалистов утвердилось недостаточно обоснованное убеждение о безальтернативности использования на ЭПС только асинхронных тяговых машин (АТМ), что якобы обеспечивает им решающие и бесспорные преимущества перед «архаичным» ТЭП с тяговыми машинами постоянного тока (ТМ ПТ) и дискретно-резисторным управлением (ДРУ).

Такой поход не раз приводил к серьезным ошибкам. Для пояснения этого подтверждения необходима оценка технико-экономической эффективности ТЭП с АТМ, его преимущества и также недостатки.

#### *Основные преимущества и недостатки ЭПС с АТМ*

Практически с первых этапов электрификации железных дорог непрерывно ведется создание ЭПС с АТМ [1]. Основными достоинствами этих машин считают:

- Простота конструкции;

- Уменьшение затрат на эксплуатацию тяговых машин;
- Снижение массы или увеличение мощности ТМ при той же массе;
- Уменьшение стоимости и повышение надежности ТМ;
- Повышение тяговых свойств за счет более жестких динамических характеристик АТМ по отношению к КТМ с последовательным возбуждением;
- Уменьшение количества контактной аппаратуры;
- Уменьшение массы неподдрессоренных частей и тележек в целом;
- Уменьшение момента инерции вращающихся частей за счет меньшей массы ротора АТМ и возможности снижения диаметра бандажей колесных пар;
- Снижение расхода энергии за счет более эффективного использования рекуперативного торможения;

#### *Экономия расходов на обслуживание ТЭП с АТМ*

Одним из основных преимуществ замены ТМ ПТ на АТМ декларируется резкое снижение затрат труда на их обслуживание в эксплуатации благодаря упразднению коллекторно-щёточного аппарата. При этом подчёркивается и социальная сторона проблемы: малая привлекательность труда в канавах по обслуживанию ТМ.

Однако значимость рассматриваемого показателя необоснованно преувеличивается. Об этом говорят следующие соображения и факты:

- доля ТМ в общем количестве не престижного труда при эксплуатации ЭПС, включая и его механическую часть, невелика;
- как показал выполненный МЭИ и ВНИИВ в конце 70-х годов анализ расходов на обслуживание вагонов Московского метрополитена доля ТМ в этих расходах составляла 10÷20 %, а доля коллекторно-щёточного аппарата в последних невелика. При оценке этих данных нужно учитывать, что в то время в эксплуатации было ещё мало новых ТМ типа ДК-117 с лучшими показателями работы именно коллекторно-щёточного аппарата;

Кроме этого, в написанной, на основе экспериментальных данных статье Французского инженера Нувьона [2-3], говорится, что энергетические показатели локомотива с КТМ имеют лучшие показатели, а с АТМ - наихудшие. Разница в их "энергетической эффективности" составляет 3 процента. Также затраты на обслуживание электровоза составляет 8,1 % от всех эксплуатационных затрат, из которых 0,8 % приходится на долю ТМ, то есть затраты на обслуживание ТМ составляет менее 10 % от всех затрат на обслуживание ЭПС. Даже при полном исключении затрат на обслуживание ТМ уменьшение общих эксплуатационных затрат будет невелико, но большая их часть сохраняется, а некоторые и возрастают. В частности, у АТМ затрудняется проблема их охлаждения и утяжеляются условия работы подшипников. По этим причинам применяется специальная смазка подшипников, а в последнее время используется и жидкостное охлаждение АТМ [4-5].

Очевидно, что эти обстоятельства ведут к росту эксплуатационных расходов на обслуживание ТМ.

При оценке значимости последнего обстоятельства нельзя не учитывать что именно подшипниковые узлы тяговых машин, доставляют в последнее время наибольшие неприятности как на вагонах метрополитена, так и на электровозах. Изложенные выше фактические данные позволяют утверждать, что экономия расходов на обслуживание ТМ при внедрении привода с АТМ если и будет, то её влияние на общие эксплуатационные расходы будет незначительным.

Выполненный предварительный анализ показал, что возможности улучшения всех показателей ЭПС с КТМ постоянного тока далеко не исчерпаны и при их реализации технико-экономическая (энергетическая) эффективность его эксплуатации во многих случаях может быть выше, чем у ЭПС с новейшими системами ТЭП последних "поколений". Учитывая, что весь отечественный ЭПС оборудован КТМ и его эксплуатация неизбежна в течении многих лет, высока актуальность совершенствования его ТЭП и применения последнего и на эксплуатируемом ЭПС путем модернизации ТЭП. Нет убедительных доказательств для отказа от производства нового ЭПС с КТМ.

#### *Проблемы улучшения тяговых свойств ТЭП с АТМ*

В последнее время ряд специалистов на первое место в эффективности применения АТМ выдвигает возможность увеличения силы тяги за счёт большой динамической жёсткости тяговых характеристик, например, в статье А.М.Солодунова и др. [6] утверждается что применение АТМ позволит увеличить расчётный коэффициент сцепления на 40% и только этим обосновывается технико-экономическая целесообразность применения асинхронного привода, так как его

экономичность достигается уменьшением в 12-и вагонном поезде числа моторных вагонов с 6 до 4-х.

Это предположение о преимуществах АТМ перед ТМ ПТ очевидно ошибочно, так как последние при независимом возбуждении (НВ) имеют динамическую жёсткость тяговых характеристик вполне достаточную для полной реализации преимуществ жёстких характеристик по повышению противобоксовочных свойств локомотивов и моторных вагонов. В то же время известно, что при замене последовательного возбуждения (ПВ) на независимое на ЭПС с ТМ ПТ сила тяги на участке её ограничения условиями сцепления может быть увеличена ориентировочно на 20%.

Более того, есть основания полагать, что на ЭПС с АТМ достигаемое увеличение силы тяги по сравнению с ЭПС с ТМ ПТ с ПВ будет меньше, чем соответствующий показатель ЭПС с ТМ ПТ с НВ. Это объясняется большим разбросом нагрузок АТМ при их питании от общего источника, применение которого признано практически неизбежным из-за большой сложности оборудования ЭПС индивидуальными инверторами для каждой АТМ. В частности, и при индивидуальном регулировании не просто достичь равенства нагрузок АТМ. В частности, в упомянутой статье Ф.Каспарека [7] сообщается, что при разнице диаметров бандажей колёсных пар в 5 мм разброс вращающих моментов АТМ при совместном регулировании составляет 19%, а при индивидуальном - 26%.

Среди специалистов, пропагандирующих тяговый привод с АТМ, бытует поверить, что при параллельном включении нескольких АТМ к одному источнику питания нагрузки ТМ будут с течением времени "автоматически" выравниваться за счёт большего износа бандажей колёсных пар, развивающих большую силу тяги.

Можно предположить, что такого самовыравнивания нагрузок реально не будет. Для вагонов метрополитена и наземных электропоездов, имеющих малые силы тяги на ось, трудно предположить возможность необходимого для самовыравнивания нагрузок АТМ износа бандажей колёс за счёт проскальзывания, а Французский опыт показывает, что его не было и на электровозах. В частности, в упомянутой выше статье Нувьона говорится, что опыт эксплуатации электровозов серии 14000 с АТМ показал невозможность параллельной работы нескольких АТМ при питании от одного источника из-за плохого распределения нагрузок АТМ вследствие их конструктивных допусков даже при малом отклонении диаметров бандажей колёсных пар.

Большой разброс нагрузок АТМ при их питании от общего источника напряжения подтверждают и отечественные исследования.

Нереальность предполагаемого улучшения тяговых свойств ЭПС с АТМ подтверждается и опубликованными данными эксплуатации электровозов и тепловозов с АТМ на Датских государственных железных дорогах [8]. В этой публикации говорится, что тепловоз с АТМ массой 116 тс имеет такие же тяговые свойства, как и тепловоз с ТМ ПТ но с большей на 11 тс массой, а электровоз с АТМ массой 80 тс имеет пусковую силу тяги 260 кН. Из этих данных следует, что тепловоз с АТМ реализует коэффициент сцепления выше, чем тепловоз с ТМ ПТ только на 9,5%, а электровоз реализует при пуске коэффициент сцепления 0,325 против 0,351 по правилам тяговых расчётов для отечественных электровозов переменного тока при последовательном возбуждении ТМ.

Таким образом, нет оснований ожидать, что применение АТМ позволит увеличить расчётное значение коэффициента сцепления до величины, большей, чем она может быть реализована при использовании независимого возбуждения ТМ ПТ. Больше оснований предположить обратное соотношение, то есть предположить, что ЭПС с НВ ТМ будет иметь лучшие тяговые свойства, чем ЭПС с АТМ.

#### *Сопоставление надёжности ТМ ПТ и АТМ*

Как известно, для объективной оценки этого показателя требуется выполнение ряда условий, в частности одинаковое качество изготовления, эквивалентные условия эксплуатации и т.д., но главное - требуется время. По-существу кроме Французского опыта других надёжных источников для оценки надёжности ЭПС с АТМ нет. Предположение о повышенной надёжности самих АТМ обычно обосновывается простотой их конструкции. Однако опыт общепромышленного привода показывает, что из трёх известных типов электрических машин. - асинхронных, синхронных и постоянного тока, наименее надёжны первые. В упомянутой выше статье Нувьона специально подчеркнута выявленная в эксплуатации низкая надёжность АТМ, обусловленная разрушением беличьих клеток из-за температурных расширений. Интересно, что электровозы серии 14000 с АТМ списаны в 70-е годы после общего пробега 32 млн. км (всего было 20 таких локомотивов), а однотипные по механической части и тоже с электромашинными

преобразователями, но с ТМ постоянного тока, электровозы серии 14100, построенные в одно и тоже время и выполнявшие ту же работу, эксплуатируются до сих пор.

При прогнозировании изменения надёжности ТМ при замене машин постоянного тока на АТМ необходимо учитывать влияние на этот показатель АТМ уменьшения воздушного зазора, ухудшения возможностей охлаждения и утяжеления работы подшипников. В общем можно заключить, что пока нет опытного подтверждения предположения о сколь-нибудь существенном повышении надёжности ТМ при использовании АТМ.

Вместе с тем замена машин постоянного тока на АТМ требует резкого усложнения как устройств управления, так и силовых преобразователей энергии с обязательным использованием в последних принудительной коммутации токов. И то, и другое неизбежно ведёт к снижению надёжности электрического оборудования подвижного состава. По данным Нувьона у тиристорно-импульсных преобразователей число отказов полупроводников: приборов в 2,42 раза больше, чем у преобразователей с естественной коммутацией, а интенсивность замены полупроводниковых приборов при принудительной коммутации в 18,7 раз выше, чем при естественной. В статье Нувьона особо подчеркнуто, что на широко известных электровозах ФРГ типа Е120, созданных особо высококвалифицированным персоналом с использованием элементов с первоклассным качеством, после 12 лет усилий по созданию системы асинхронного привода наработка на отказ всё ещё в 10 раз меньше, чем на электровозах с двигателями постоянного тока и составляет 50 тыс. км (При оценке данных по надёжности электровоза Е120 нужно учитывать, что статья Нувьона поступила в редакцию 19.04.85 г, а также и то, что на этом электровозе применён неоправданно сложный четырёхквadrантный преобразователь с тяжёлыми условиями работы тиристоров).

Таким образом, обеспечение приемлемой надёжности работы ЭПС с АТМ является трудной проблемой, решение которой потребует много времени. Можно предполагать, что из-за усложнения системы управления и силовых преобразователей ЭПС с АТМ всегда будет менее надёжен, чем ЭПС с ТМ ПТ.

#### *Изменение энергетических показателей АТМ*

В ряде публикаций утверждается, что применений АТМ позволит снизить потребление энергии на тягу, но в зарубежных публикациях делается оговорка, что это достигается за счёт лучшего использования рекуперации. Однако на ЭПС с ТМ ПТ показатели рекуперации принципиально могут быть лучше, чем на ЭПС с АТМ из-за отсутствия потерь в преобразователе на ЭПС постоянного тока и возможности создания системы рекуперации ЭПС переменного тока с меньшими потерями. При этом энергетические показатели ЭПС с АТМ будут существенно хуже, чем у ЭПС с ТМ ПТ. Это подтверждается следующими фактами:

- АТМ по сравнению с маълнами постоянного тока и вентильными (синхронными) при равных мощности и частоте вращения имеют меньший КПД вследствие ряда их особенностей, в частности из-за низкого коэффициента мощности. Это подтверждается и имеющимся отечественным опытом разработки таких ТМ для электровозов. Так, ТМ ПТ типа НБ-418 имеет КПД 0,944, а АТМ типа НБ-602 даже при большей на 45% мощности имеет КПД 0,911, а КПД, вентильной ТМ равной с АТМ мощности равен 0,937 [9];

- публикациях о вагонах Нюрнбергского метрополитена с АТМ в качестве одного из преимуществ асинхронного привода сообщается, что потери в преобразователе покрывают 75% потребности энергии для их отопления и только 21% покрывается за счёт энергии торможения, а остальные 4% потребляются из сети. Эти данные косвенно показывают малый КПД преобразователя [10];

- по Французским данным, приведенным в упомянутой выше статье Нувьона, наибольший к.п.д. имеют электровозы с ТМПТ, а наименьший - с АТМ. Для электровоза с номинальной скоростью движения эта разница составляет около 4%, а с ростом скорости снижается до 3%;

- по японским данным применение АТМ на скоростном электропоезде переменного тока привело к снижению КПД вагона до 0,81 против 0,87 и 0,86 у вагона с ТМПТ последовательного и независимого возбуждения. Снижение КПД моторного вагона на 5÷6% обусловлено снижением КПД преобразователя до 0,9 против 0,97 и 0,95 у вагона с ТМПТ соответственного последовательного и независимого возбуждения [11];

- по данным ФРГ, опубликованным в статье под тенденциозным названием: "Электровозы ВВД20 - развитие для будущего", сообщается, что КПД этого электровоза при полной мощности составляет 0,86 и достигает КПД электровозов обычного типа [12]. При оценке этих данных следует учитывать, что на электровозе ВР20 применён, преобразователь переменного напряжения в постоянное с коэффициентом мощности около 1,0, в обладающий, видимо, низким КПД.

Таким образом, замена тягового привода с ТМ ПТ на привод с АТМ неизбежно приведёт к снижению к.п.д. ЭПС на величину порядка 4-6%, но расход энергии на тягу при этом возрастёт в большей мере, так к.п.д. ЭПС с АТМ при частичных нагрузках будет снижаться в большей мере, чем у ЭПС с ТМ ПТ, из-за специфики зависимости потерь в преобразователях от их нагрузки. Кроме того, из-за увеличения потерь на ЭПС с АТМ должна возрасти мощность двигателей вентиляторов, потребление энергии которыми, как известно, в процентном отношении значително выше процентного значения их мощности в общей мощности единицы ЭПС в номинальном режиме. Поэтому можно предположить увеличение расхода энергии подвижным составом с АТМ на величину порядка 10%.

Вывод:

Приведенные в выполненном анализе сведения и соображения подтверждают, что:

- Реальные в технико-экономические показатели электроподвижного состава с АТМ много уже прогнозировавшихся при обосновании его высокой эффективности и необходимости повсеместного применения;
- Резервы улучшения технико-экономических показателей ЭПС с ТМ ПТ далеко не исчерпаны и при их использовании применение ЭПС с ТМ ПТ экономически более целесообразно;
- Применение ЭПС с АТМ целесообразно, если ЭПС с ТМ ПТ не может обеспечить требуемые технические характеристики, в частности – при скорости движения на магистральном транспорте более 200 км/ч;
- Тяговые свойства ЭПС с ТМ ПТ могут быть существенно улучшены при замене последовательного возбуждения тяговых машин независимым. Это техническое решение не требует больших затрат и может быть реализовано при модернизации эксплуатируемого парка;
- Энергетические показатели ЭПС с ТМ ПТ могут быть повышены за счет более эффективного применения рекуперативного торможения в случае замены в схеме силовых цепей контакторов тиристорными ключами [13];
- ЭПС с ТМ ПТ при его оборудовании автоматически регулируемым независимым возбуждением тяговых машин в зоне скоростей движения до 200 км/ч может реализовать силы тяги не меньше, чем ЭПС с АТМ;
- Энергетические показатели ЭПС с КТМ выше, чем у ЭПС с АТМ, особенно при оборудовании первого эффективным рекуперативным тормозом;
- ЭПС с АТМ по отношению к ЭПС с ТМ ПТ при оборудовании последнего независимым возбуждением тяговых машин и тиристорными коммутаторами вместо контакторных аппаратов не будет иметь лучших показателей надежности.

**Список литературы:**

1. Ротанов Н.А. и др. Электроподвижной состав с асинхронными тяговыми двигателями. // Транспорт. 1991.
2. Nouvion F.F. Considerations on the use of d.c and three- phase traction motors and transmission system in the context of motive power development // Proc. Inst. Mech. Engrs 1987, Vol.201, №2. P. 99-113.
3. Fernand Nouvion. Into the second century. Rainway Gazette International. April 1979. P. 296-300.
4. Экспресс-информация "Городской транспорт", 1978, №25.
5. РЖ "Электротехника", 21Л. 1986 №3. реф.ЗЛ66.
6. А.М.Солодунова и др. Асинхронный привод электропоездов. "Железнодорожный транспорт", 1987, №1
7. F.Kasperek. Die elektrische Ausrustung der neuen Wiener U-Bahn-Wagen // Eisenbahntechnik. 1985 N4.
8. Электрооборудование транспорта. "Электротехника", 21Л. 1988, №1, реф. 1Л54.
9. А.Д.Степанов и др. Электрические передачи переменного тока тепловозов и газотурбовозов, М.: Транспорт, 1962, 254 с.
10. Jorg Amler Ein Jahr Erfahrungen mit den Nurnberger U-Bahnwagen mit Drehstromantrieb. Verkehr and Technik. 1982, N8.
11. РЖ "Железнодорожный транспорт", 11Б. Локомотивостроение и вагоностроение. 1986, №5, реф. 5Б84.
12. A.Ehle. Die elektrische Lokomotive BR120- eine Entwicklung fur die Zukunft. Eisenbahn-ingenieur, 1986, N4, s.159-165.

13. В. Д. Тулупов, Ляпунова Н. Д., Кабанец С.И. Энергетические показатели новой системы тягового привода вагонов метрополитена/ Тр МЭИ 1983, Вып. 608, С.36-42.

### Принципы статистической идентификации в задачах мониторинга и диагностирования маслonaполненного оборудования

Левин В.М.

ФГБОУ ВПО Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия

**Введение.** Маслonaполненное оборудование (МНО) электростанций и электрических сетей относится к наиболее сложным, ответственным и дорогостоящим технологическим устройствам. Реалия сегодняшнего дня наряду с вводом новых мощностей – опережающий рост доли эксплуатируемого оборудования, срок службы которого достиг или превысил нормативный. Такое оборудование, как правило, имеет один либо несколько скрытых дефектов, что повышает риск технологических нарушений с его участием. В связи с этим вполне обоснованы требования к системам мониторинга и диагностирования (СМиД) МНО, призванным предотвращать подобные нарушения путем выявления опасных дефектов на ранней стадии развития [1]. В известной мере этим требованиям соответствуют СМиД на основе анализа статистических параметров физических процессов в МНО. Разработка таких систем ведется по нескольким направлениям [2-4]. Несмотря на достигнутый прогресс, наиболее трудоемкими остаются процедуры сбора и обработки статистической информации, а также извлечения из нее дополнительных сведений диагностической направленности. При этом актуальной является потребность в методологическом обосновании возможности достоверной статистической идентификации состояний МНО на основе некоторых ключевых принципов [5]. Таким образом, цель статьи заключается в формулировке ключевых принципов с методологической поддержкой их практической реализации.

**Методологическое обоснование.** Многопараметрическое диагностирование группы однотипного МНО, выполняемое периодически либо в on-line режиме, целесообразно дополнять информацией о корректирующих воздействиях (ремонт, техобслуживание), имевших место в интересующий период эксплуатации. На рис.1 представлена общая структура задачи идентификации применительно к мониторингу и диагностированию электрооборудования.

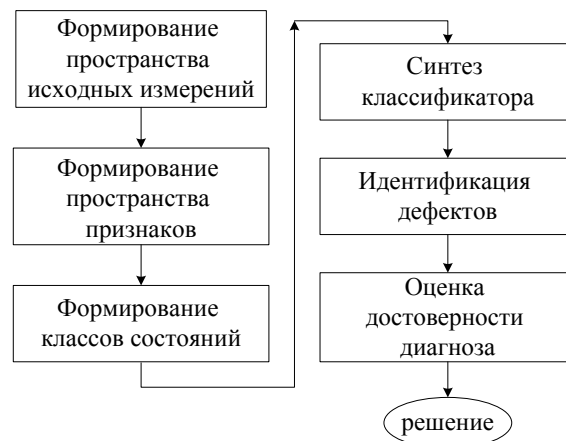


**Рис.1.** Структура задачи идентификации применительно к мониторингу и диагностированию электрооборудования.

В результате **первого шага** формируются выборки контролируемых параметров МНО, которые в дальнейшем подвергаются статистической обработке. Одно из главных требований к полученным статистическим множествам – достаточная представительность. Мощность множества ( $N$ ) по каждому из признаков, как показали исследования, не должна быть менее 100. Это обеспечит корректность результатов предстоящих статистических исследований. Большая размерность исходного признакового пространства существенно усложняет задачу и неизбежно приводит к ошибкам идентификации.

В связи с этим **вторым шагом** многошаговой процедуры выполняется редукция размерности пространства наблюдения. Вектор исходных параметров  $X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$

преобразуется в вектор эффективных признаков  $Y = (y_1, y_2, \dots, y_m)$  меньшей размерности ( $m < n$ ) с помощью одного из разработанных методов [6]. В ряде случаев наиболее предпочтительной является редукция с применением свертки (1):

$$g(X) = W \cdot X, \quad (1)$$

где  $W = (w_0, w_1, w_2, \dots, w_n)$  – вектор весовых коэффициентов,  $X = (1, x_1, x_2, \dots, x_n)^T$  – дополненный вектор контролируемых параметров (признаков).

Общетеоретические выкладки и результаты прикладных исследований позволяют сформулировать один из основных принципов статистической идентификации применительно к задаче мониторинга и диагностирования МНО:

- в процессе эксплуатации однотипных технических устройств случайные отклонения контролируемых параметров от своего условного среднего («общего уровня») или установленной нормы происходят под воздействием множества случайных факторов, каждый из которых вносит свой незначительный, независимый вклад в суммарное отклонение. В связи с этим большинство контролируемых технических параметров нормально распределены либо имеют распределение близкое к нормальному, что укладывается в рамки центральной предельной теоремы Ляпунова.

Преимущества практических приложений, реализующих указанный принцип, трудно переоценить [3,5]. Достаточно отметить математическую строгость построения решающих правил с применением Байесовского подхода.

Для синтеза решающих правил в пространстве признаков требуется формирование классов состояний МНО.

**Третий шаг** заключается в разбиении пространства состояний МНО на классы, которое, как правило, производится с учетом специфики решаемой задачи. Так, например, предварительная классификация «с учителем» с целью формирования дихотомии классов состояний  $\Pi_1$  – «норма» и  $\Pi_2$  – «норма с отклонениями», а также определение вероятностей  $(P_1, P_2)$  принадлежности состояний каждому из выделенных классов производится по полной обучающей выборке наблюдений мощностью  $N$ . Качество (достоверность) идентификации состояний неразрывно связано с возможностью формирования линейно разделимых классов. Данное свойство в полной мере отражает суть второго ключевого принципа статистической идентификации:

- продуктивно применение понятия «линейно реализуемая дихотомия» классов ( $k = 2$ ). Наиболее рациональным представляется такой подход, при котором вариант линейно реализуемой дихотомии остается доминирующим даже при  $k > 2$ . В этом случае границы раздела классов состояний строятся последовательно между каждым из выделенных классов и всеми остальными вместе взятыми.

**Четвертый шаг** – синтез классификатора (решающего правила). Различают параметрический и непараметрический подходы к построению классификатора. Центральное место в задаче синтеза классификатора занимает байесовская теория принятия решений. Этот подход базируется на положении, что для любой выборочной совокупности случайных параметров (признаков)  $X \in \{x_i\}$  ( $i = \overline{1, n}$ ) известны априорные вероятности принадлежности к каждому из возможных классов  $P(\Pi_j)$ , ( $j = \overline{1, k}$ ), а также условные плотности вероятностей  $p(x_i / \Pi_j)$ . Поскольку в большинстве практических случаев данное положение имеет достаточные основания, указанный подход заслуживает особого внимания и позволяет сформулировать третий ключевой принцип статистической идентификации:

- возможность количественного определения интегральных и числовых характеристик случайных величин (признаков) для каждого из выделенных классов состояний. Реализация указанного принципа связана с применением критериев согласия для проверки гипотезы о принадлежности выборочной совокупности признаков одному из известных (чаще нормальному) законов распределения. Классификатор может быть представлен в канонической форме независимо от вида плотности вероятности  $p(X)$  посредством системы дискриминантных функций  $g_i(X)$ , ( $i = \overline{1, k}$ ). Каноническая форма классификатора ставит в соответствие вектор

признаков  $X$  классу  $\Pi_i$ , если для всех  $j \neq i$  справедливо неравенство  $g_i(X) > g_j(X)$ . При этом из  $k$  дискриминантных функций выбирается решение, соответствующее наибольшей из них. Запись канонической формы – наиболее простой и естественный способ задания байесовского классификатора, принципиальная схема которого показана на рис.2.

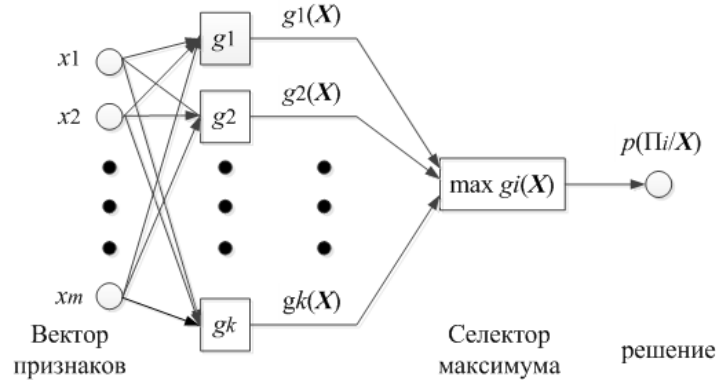


**Рис.2.** Принципиальная схема байесовского классификатора, минимизирующего ошибку решения.

Разбиение пространства состояний на два класса (дихотомия) производится посредством решающей функции (1), обладающей следующим свойством:

$$g(X) = W \cdot X \begin{cases} \leq g_{гр}, & \text{если } X \in \Pi_1, \\ > g_{гр}, & \text{если } X \in \Pi_2 \end{cases}, \quad (2)$$

где  $g_{гр}$  – граница раздела классов состояний  $\Pi_1$  и  $\Pi_2$ .

Основными этапами решения при этом являются определение вида дискриминантной функции и выбор способа расчета весовых коэффициентов. В ряде случаев продуктивным оказывается нейросетевое моделирование границы раздела классов состояний МНО, которое сводится к выбору архитектуры нейронной сети, вида функции активации и алгоритма обучения (расчета весовых коэффициентов) для достижения приемлемой точности идентификации [7].

Собственно идентификация состояний МНО (**пятый шаг**) позволяет выявить наличие, вид, степень опасности дефекта, и сопряжена с обработкой критериев типа (2) и правил принятия решений, устанавливающих однозначное соответствие между текущим значением  $g(X)$ , прогнозируемым состоянием объекта и целесообразным эксплуатационным воздействием, направленным на обеспечение его надежного функционирования [5]. При этом особую информационную значимость приобретает четвертый ключевой принцип:

- суммарное эмпирическое распределение признака внутри любого из классов состояний объекта представляет собой смесь однородных распределений, подразделяемых по сроку службы, степени тяжести дефекта и другим факторам. Реализация указанного принципа включает потенциальные преимущества дифференциальной диагностики и может быть весьма перспективной.

Оценка достоверности диагноза и обоснованности принятых с его учетом эксплуатационных решений (**шестой шаг**) обеспечивается сравнением расчетов по обучающей и тестовой выборкам контролируемых параметров с известными эталонными решениями. Эталонными считаются решения, подтвержденные альтернативными методами диагностирования, а также протоколами вскрытия оборудования.

**Примеры практической реализации.** Для иллюстрации методологической целостности сформулированных принципов и общности их реализации в виде процедуры принятия решений рассмотрим несколько характерных примеров из практики эксплуатации МНО. Примеры различает объект исследования, но объединяет тип статистических данных – результаты хроматографического анализа газов, растворенных в масле МНО (ХАРГ).

**Пример 1.** Объект исследования – парк силовых трансформаторов (СТ-110 кВ) 98 единиц, эксплуатируемых в одном из филиалов ОАО «РЭС». Ретроспектива данных ХАРГ (обучающая выборка) сформирована за 10 лет эксплуатации и включает протоколы с 1995 по 2006 годы.



Мощность выборки  $N=1340$  протоколов, из которых в процессе эксплуатации 1029 протоколов было отнесено к классу  $\Pi_1$  - «норма», а 311 к классу  $\Pi_2$  - «норма с отклонениями». Многомерное пространство признаков содержит множество точек с координатами концентраций диагностических газов  $x_i$  ( $i = \overline{1,7}$ ). Редукция исходного пространства выполняется с применением свертки (1). При этом достигается максимальная компактность описания классов состояний СТ и чувствительность признака  $g(X)$  к возникновению каких-либо отклонений от нормы. Проверка гипотезы о нормальном законе распределения признака  $g(X)$  по критерию Колмогорова и  $\chi^2$  в каждом из выделенных классов подтверждает ее состоятельность и допускает строгое применение байесовской теории решений к синтезу классификатора (границы раздела классов состояний исследуемых трансформаторов). Рисунок 1,а демонстрирует характеристики нормального распределения признака  $g(X)$  в классе  $\Pi_1$ , для которого справедливы следующие

числовые оценки: математическое ожидание  $\tilde{M}_g = 0,349$  и среднеквадратическое отклонение  $\tilde{\sigma}_g = 0,155$ . Полученные оценки используются для вычисления граничного значения по точной (формула Байеса) или упрощенной модели  $\tilde{g}_{\text{Гр}} = \tilde{M}_g + 2 \cdot \tilde{\sigma}_g$  [5], что обеспечивает их хорошее

совпадение. На рис.2. изображены гистограммы для дихотомии классов состояний исследуемого парка СТ-110 кВ. Область пересечения гистограмм формирует суммарную ошибку идентификации («ложная тревога» и «пропуск дефекта»). Вычисленное значение  $\tilde{g}_{\text{Гр}} \approx 0,66$  обеспечивает достоверность идентификации с минимальной погрешностью, которая не превышает  $\pm 3\%$ .

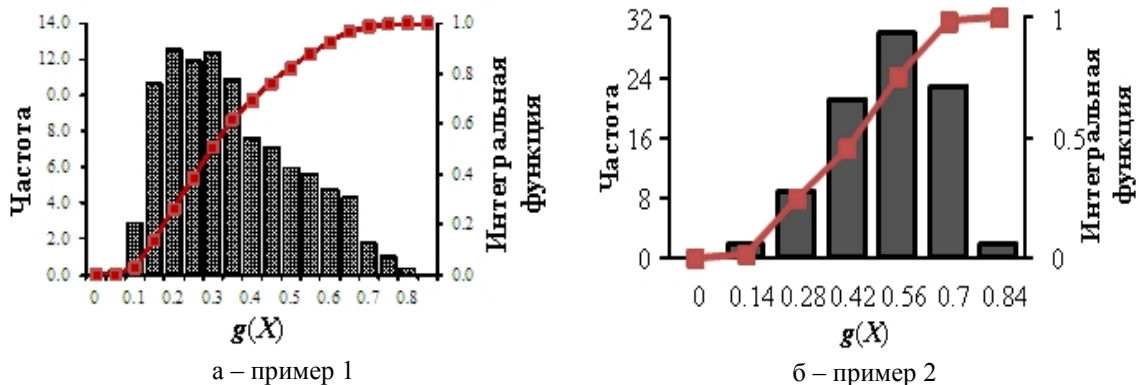


**Рис.1.** Интегральная функция и гистограмма распределения признака  $g(X)$  в классе состояний  $\Pi_1$  - «норма» для примеров 1 – а и 2 – б.

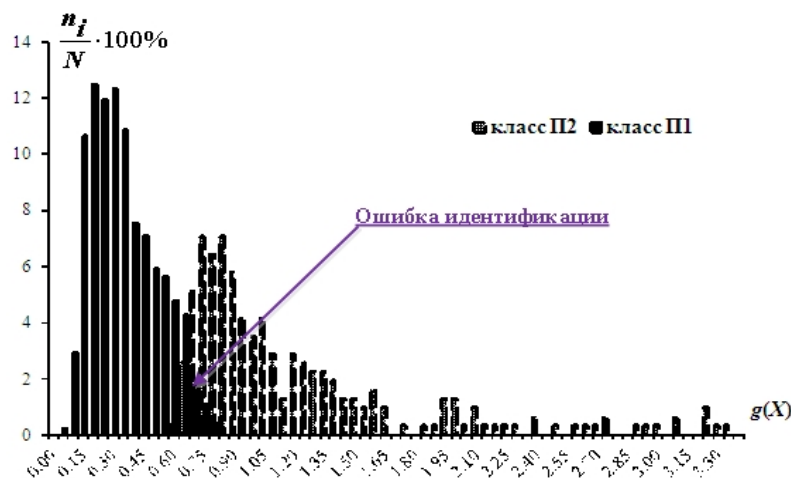


**Рис.2.** Гистограммы для дихотомии классов состояний СТ-110 кВ филиала ОАО «РЭС»

**Пример 2.** Объект исследования – блочный трансформатор ТЭЦ (ТДЦ-250000/220). История жизни СТ включает два этапа, отраженных в ретроспективе ХАРГ: 1992 – 2006 г. состояние «норма», 2006 – 2013 г. «отклонение от нормы». Мощность полной выборки  $N=146$  протоколов (57 из них в классе  $\Pi_1$  и 89 –  $\Pi_2$ ). На рис.1,б показаны характеристики распределения признака  $g(X)$  в классе состояний  $\Pi_1$ , которое подчиняется нормальному закону. Числовые оценки распределения соответственно равны  $\tilde{M}_g = 0,427$ ,  $\tilde{\sigma}_g = 0,154$  и обеспечивают значение  $\tilde{g}_{гр} \approx 0,74$ . Представленные на рис.3. гистограммы иллюстрируют присутствие в классе состояний  $\Pi_2$  СТ-220 кВ характерной смеси распределений признака с разными интервалами изменения. Это обусловлено циклическим снижением концентраций ( $x_i$ ) диагностических газов за счет периодических профилактик и дегазации масла СТ.

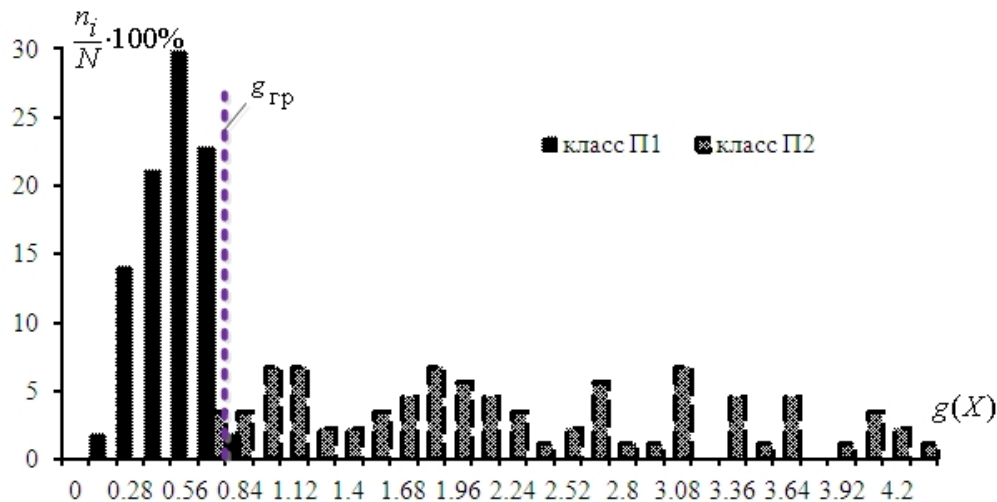


**Рис.3.** Гистограммы для дихотомии классов состояний СТ-220 кВ ТЭЦ.

**Заключение.** Статистическая идентификация – универсальный и эффективный метод решения задач мониторинга и диагностирования МНО. Целостность разработанного подхода базируется на ряде сформулированных принципов, методологическое обоснование которых позволило, с одной стороны, сформировать математически строгую процедуру принятия решений, а с другой, обеспечить простоту, компактность и высокую достоверность оценок состояния МНО в получаемых практических приложениях.

#### Список литературы:

1. Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования. СТО 56947007-29.200.10.XXX-2008. URL: [http://cius-ees.ru/uploaded/document\\_files/67/sys\\_monitor.pdf](http://cius-ees.ru/uploaded/document_files/67/sys_monitor.pdf).
2. Гатауллин А.М. Система мониторинга и диагностирования высоковольтного оборудования на основе анализа статистических параметров ЧР // Изв. Вузов. Проблемы энергетики. – 2013. – № 7-8. – С. 19-26.
3. Завидей В.И., Печенкин В.И., Каланчин С.В. Возможности применения тепловизионного контроля для диагностики технического состояния силовых трансформаторов // Энергоэксперт. – 2011. – № 6. – С. 64-67.
4. Фархадзаде Э.М., Мурадалиев А.З., Рафиева Т.К., Назирова У.К. Методы статистического моделирования случайных величин по эмпирическим распределениям // Изв. Вузов. Проблемы энергетики. – 2008. – № 9-10. – С. 112-120.
5. Левин В.М. Статистический метод распознавания дефектов в силовых трансформаторах при их техническом обслуживании по состоянию // Промышленная энергетика. – 2013. – № 8. – С. 37-42.
6. Левин В.М., Танфильева Д.В. Выбор признаков для идентификации дефектов в трансформаторе при мониторинге растворенных в масле газов / Энергетика: эффективность,

надежность, безопасность: материалы тр. 19 Всерос. науч.-техн. конференции, Томск, 4–6 дек. 2013 г. – Томск: Скан. – 2013. – Т.1. – С. 107-110.

7. Левин В.М., Танфильева Д.В. Интеллектуальная диагностика оборудования – компонент активно-адаптивной электрической сети // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2012. – №2. – С. 272 – 275.

#### Оценка гармонического состава тока и напряжения на выходе преобразователя частоты

Митрофанов Н.А.

ФГБОУ ВПО Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия

Основным недостатком синхронных и асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором является сложность регулирования скорости, поскольку скорость вращения ротора двигателя напрямую зависит от частоты сети. В настоящее время широкое распространение получили частотные приводы, кардинально решающие проблему регулирования скорости и позволяющие формировать практически любые характеристики привода.

Обратной стороной применения частотных приводов является проблема гармоник. Она заключается в том, что преобразователи частоты генерируют довольно широкий спектр высших гармоник, которые передаются как в сеть, так и на двигатель.

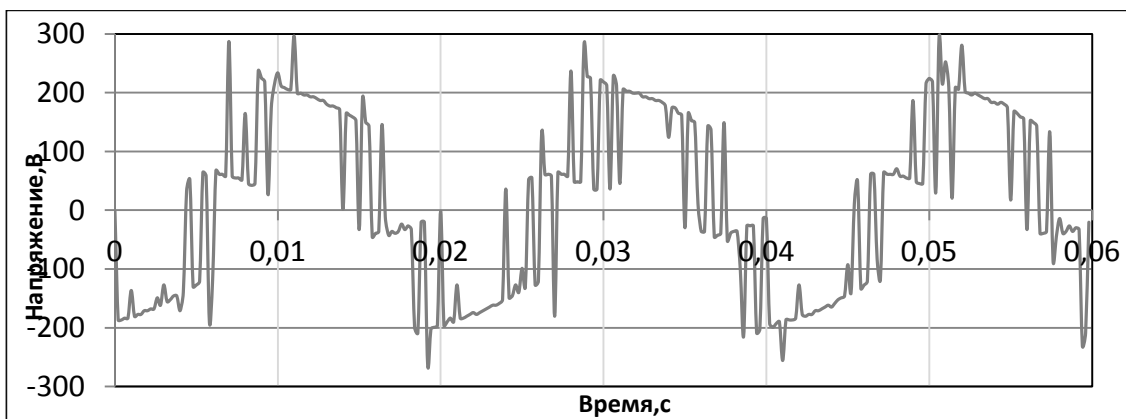


Рис. 1. Напряжение на выходе преобразователя частоты

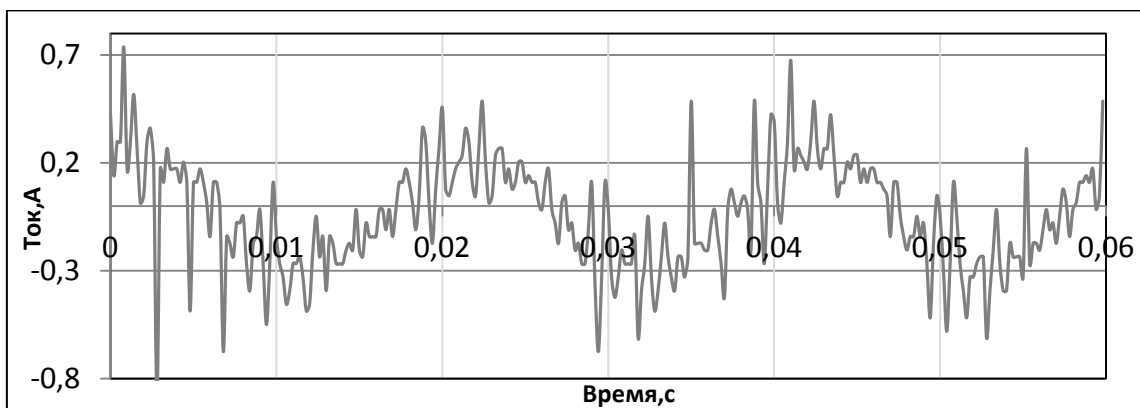


Рис. 2. Ток на выходе преобразователя частоты

Традиционно двигатели всегда проектировались для работы от источников питания, качество электроэнергии которых соответствует требованиям ГОСТ. Один из важнейших показателей качества – коэффициент несинусоидальности напряжения. Чем выше его значение, тем больше постоянные и переменные потери в двигателе. Наличие высших гармоник в питающем напряжении приводит к дополнительному нагреву двигателя за счёт повышенных

потерь от вихревых токов и потерь на гистерезис, и, как следствие, ускоренному старению изоляции, что приводит к преждевременному выходу машины из строя /1/.

Так же негативно высшие гармоники влияют на работу основного оборудования энергосистемы и потребителей электроэнергии.

В настоящей работе выполнена оценка гармонического состава тока и напряжения частотного преобразователя **Mitsubishi FRD740**, питающего синхронный двигатель мощностью 200 Вт. Цифровые осциллограммы тока и напряжения на выходе частотного преобразователя приведены на рисунках 1 и 2. Анализ гармонического состава проводился разложением исходных осциллограмм в ряд Фурье /2/, который представляет собой набор гармоник, каждая из которых характеризуется амплитудой и фазой.

Количественно оценивать степень влияния каждой гармоники принято коэффициентом гармоники  $k_n$ :

$$k_{un} = \frac{U_n}{U_1} \cdot 100\%, \quad k_{in} = \frac{I_n}{I_1} \cdot 100\%.$$

Он показывает процентное отношение амплитуды  $n$ -ой гармоники к основной гармонике. В таблицах 1 и 2 отображены гармоники, которые в наибольшей степени влияют на искажение кривых напряжения и тока. Осциллографирование выполнялось с частотой дискретизации 5кГц (100 точек на период промышленной частоты).

Таблица 1. Гармоники напряжения с  $k_{un} \geq 5\%$

| Номер гармоники | $U_{mn}$ | $k_{un}, \%$ |
|-----------------|----------|--------------|
| 9               | 1.70     | 8.84         |
| 10              | 1.55     | 8.04         |
| 16              | 1.51     | 7.81         |
| 18              | 4.08     | 21.16        |
| 22              | 4.55     | 23.61        |
| 24              | 2.78     | 14.45        |
| 33              | 1.49     | 7.74         |
| 35              | 1.49     | 7.73         |
| 39              | 1.82     | 9.46         |
| 45              | 1.51     | 7.87         |

Таблица 2. Гармоники тока с  $k_{in} \geq 15\%$

| Номер гармоники | $I_{mn} \cdot 10^{-3}$ | $k_{in}, \%$ |
|-----------------|------------------------|--------------|
| 5               | 5.72                   | 22.90        |
| 16              | 7.17                   | 28.68        |
| 18              | 9.21                   | 36.85        |
| 21              | 4.89                   | 19.59        |
| 22              | 8.31                   | 33.22        |
| 24              | 7.39                   | 29.59        |
| 29              | 4.32                   | 17.30        |
| 31              | 5.42                   | 21.68        |
| 39              | 5.87                   | 23.49        |
| 49              | 4.75                   | 19.01        |

Степень искажения формы кривой напряжения от совокупного влияния всех гармоник оценивается коэффициентом искажения синусоидальности напряжения:

$$k_u = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^m U_n^2}}{U_1} \cdot 100\%, \quad k_i = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^m I_n^2}}{I_1} \cdot 100\%.$$

Коэффициенты искажения синусоидальности рассчитываются с учётом всех гармоник спектра (до 50 гармоники, включительно). По напряжению коэффициент искажения составляет  $k_u = 49,78\%$  (при нормативе 8%), по току  $k_i = 106,3\%$ .

**Закключение.** Основываясь на проведенном исследовании, следует принять во внимание, что наличие на выходе частотного преобразователя высших гармоник большой амплитуды, превышающей нормативы ГОСТ, приводит к значительному ухудшению условий эксплуатации двигателя. Снижается его КПД, увеличиваются потери активной мощности, ускоряется процесс старения изоляции, сокращается срок службы. Следовательно, недопустимо при замене традиционного привода на современный частотный, оставлять прежний двигатель, не учитывая эти обстоятельства и не оценивая допустимость работы двигателя в таких условиях.

Оптимальный вариант при работе двигателя от преобразователя частоты - применять специализированные двигатели, например, серии АДЧР, которые рассчитаны на условия работы при несинусоидальном напряжении. (В стандартном исполнении такие двигатели имеют степень защиты IP54, климатическое исполнение УЗ и тип изоляции F).

Если же для частотного привода выбирается двигатель традиционной серии, не рассчитанный для работы от преобразователя частоты, его мощность должна быть завышена с учетом повышенных потерь и ухудшения условий охлаждения в случае глубокого регулирования скорости.

#### Список литературы:

1. Вольдек А.И. В71 Электрические машины. Учебник для студентов высш. техн. учебн. заведений. – 3-е изд., перераб.- Л.: Энергия, 1978. – 832 с., ил.
2. Макс Ж. М17 Методы и техника обработки сигналов при физических измерениях: В 2-х томах. Пер. с франц.-М:Мир,1983-Т.1 312 с.,ил.

#### Модель диагностики обмоток трансформатора на основе нечетких симптомов

*Манусов В.З., Ахъёев Дж.С.*

*ФГБОУ ВПО Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия*

#### Постановка задачи

Обмотки-наиболее уязвимая часть трансформатора, повреждение их изоляции создает опасность КЗ. Весьма значительно снижают электрическую прочность изоляции химические процессы, происходящие в трансформаторе из-за наличия в ней посторонних примесей: влаги (недостаточная сушка обмоток после ремонта, увлажнение охлаждающего масла); остатка растворителя пропитанного лака; воздуха или газов, оставшихся в изоляции после заливки бака маслом; посторонних механических примесей и твердых частиц.

При внезапном коротком замыкании на зажимах вторичной обмотки в трансформаторе возникает переходный процесс, сопровождаемый возникновением большого мгновенного тока КЗ. Этот ток можно рассматривать как результирующий двух токов: установившегося и тока переходного процесса, постоянного по направлению, но убывающего по экспоненциальному закону.

#### Математическая модель

Пусть полное пространство предпосылок дефектов  $X$  состоит из  $m$  факторов, а пространство заключений причин появления дефекта от  $Y$  из  $n$  симптомов.

Примем упрощенную модель диагностики трансформаторов.

Дефекты, обнаруживаемые у силовых трансформаторов:

- у 1 - выгорание витковой изоляции и витков обмотки трансформатора;
- у 2 - деформации в обмотках;
- у 3 - увлажнение и загрязнение изоляции обмоток;
- у 4 - износ изоляции обмоток.

Причины появления того или иного дефекта:

- х 1 - длительное не отключение сквозного тока КЗ на стороне низшего напряжения трансформатора;
- х 2 - недостаточная электродинамическая стойкость обмоток к токам КЗ;
- х 3 - нарушение герметичности трансформатора;
- х 4 - снижение механической прочности изоляции;

Между  $x_i$  и  $y_i$  существуют нечеткие причинные отношения  $r_{ij} = x_i \rightarrow y_i$  которые можно представить в виде некоторой матрицы  $R$  с элементами  $r_{ij} \in [0,1]$ . Конкретные входы (предпосылки)

и выходы (заключения) можно рассматривать как нечеткие множества А и В на пространстве Х и У.

Отношение этих множеств можно обозначить как

$$B=A \bullet R \quad (1)$$

где знак « $\bullet$ » обозначает правило композиции нечетких выводов.

В данном случае направление выводов является обратным к направлению выводов правил, т.е. в случае диагностики имеется (задана) матрица R ( знание эксперта ) и определяются входы Z ( или факторы ).

Исходя из вышеизложенного и используя теорию нечетких отношений и экспертные оценки возможных причин повреждаемости, можно составить структурную схему матриц нечетких отношений между причинами (повреждениями) и их следствиями.

Таблица 1. Принадлежности причин и повреждений обмотки трансформатора.

| Следствия |                                                             | Причины                                                                                 |                                                                 |                                        |                                          |
|-----------|-------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|----------------------------------------|------------------------------------------|
|           |                                                             | Длительное не отключение сквозного тока КЗ на стороне низшего напряжения трансформатора | Недостаточная электродинамическая стойкость обмоток к токам КЗ. | Нарушение герметичности трансформатора | Снижение механической прочности изоляции |
|           | Выгорание витковой изоляции и витков обмотки трансформатора | 0,8                                                                                     | 0,5                                                             | 0,6                                    | 0,9                                      |
|           | Деформации в обмотках                                       | 0,5                                                                                     | 0,8                                                             | 0,6                                    | 0,6                                      |
|           | Увлажнение и загрязнение изоляции обмоток                   | 0,6                                                                                     | 0,3                                                             | 0,2                                    | 0,6                                      |
|           | Износ изоляции обмоток                                      | 0,4                                                                                     | 0,9                                                             | 0,5                                    | 0,7                                      |

Знания эксперта по диагностике силовых трансформаторов имеют вид:

$$R = \begin{matrix} & y1 & y2 & y3 & y4 \\ \begin{matrix} x1 \\ x2 \\ x3 \\ x4 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 0.8 & 0.5 & 0.6 & 0.4 \\ 0.5 & 0.8 & 0.3 & 0.9 \\ 0.6 & 0.6 & 0.2 & 0.5 \\ 0.9 & 0.6 & 0.6 & 0.7 \end{bmatrix} \end{matrix}$$

#### Метод решения

Допустим, в результате осмотра трансформатора его состояние можно оценить как:

$$B=0,4/y1+0,8/y2+0,3/y3+0,9/y4 \quad (2)$$

Требуется определить причину такого состояния:

$$A=a1/x1+a2/x2+a3/x3+a4/x4 \quad (3)$$

Отношение введенных нечетких множеств можно представить в виде:

$$[0,4 \ 0,8 \ 0,3 \ 0,9] = [a1 \ a2 \ a3 \ a4] \bullet \begin{bmatrix} 0.8 & 0.5 & 0.6 & 0.4 \\ 0.5 & 0.8 & 0.3 & 0.9 \\ 0.6 & 0.6 & 0.2 & 0.5 \\ 0.9 & 0.6 & 0.6 & 0.7 \end{bmatrix} \quad (4)$$

При использовании ( max - min ) - композиции последнее соотношение преобразуется к виду:

$$\begin{aligned}
 0,4 &= (0,8 \wedge a_1) \vee (0,5 \wedge a_2) \vee (0,6 \wedge a_3) \vee (0,9 \wedge a_4) \\
 0,8 &= (0,5 \wedge a_1) \vee (0,8 \wedge a_2) \vee (0,6 \wedge a_3) \vee (0,6 \wedge a_4) \\
 0,3 &= (0,6 \wedge a_1) \vee (0,3 \wedge a_2) \vee (0,2 \wedge a_3) \vee (0,6 \wedge a_4) \\
 0,9 &= (0,4 \wedge a_1) \vee (0,9 \wedge a_2) \vee (0,5 \wedge a_3) \vee (0,7 \wedge a_4)
 \end{aligned}
 \quad \left. \vphantom{\begin{aligned} 0,4 &= (0,8 \wedge a_1) \vee (0,5 \wedge a_2) \vee (0,6 \wedge a_3) \vee (0,9 \wedge a_4) \\ 0,8 &= (0,5 \wedge a_1) \vee (0,8 \wedge a_2) \vee (0,6 \wedge a_3) \vee (0,6 \wedge a_4) \\ 0,3 &= (0,6 \wedge a_1) \vee (0,3 \wedge a_2) \vee (0,2 \wedge a_3) \vee (0,6 \wedge a_4) \\ 0,9 &= (0,4 \wedge a_1) \vee (0,9 \wedge a_2) \vee (0,5 \wedge a_3) \vee (0,7 \wedge a_4) \end{aligned}} \right\} \quad (5)$$

Из первого уравнения получим:

$$0,4 \geq 0,9 \wedge a_4, a_4 \leq 0,4$$

Из второго уравнения получим:

$$0,8 = 0,8 \wedge a_2, a_2 = 0,8$$

Из третьего уравнения получим:

$$0,3 \geq 0,6 \wedge a_1, a_1 \leq 0,3$$

$$0,3 \geq 0,6 \wedge a_4, a_4 \leq 0,3$$

Из четвертого уравнения получим:

$$0,9 = 0,9 \wedge a_2, a_2 = 0,9$$

Таким образом, решение данной системы уравнений показывает, что наиболее вероятным являются причины:

- недостаточная электродинамическая стойкость обмоток к токам КЗ с принадлежностью 0,8;
- длительное не отключение сквозного тока КЗ на стороне низшего напряжения с принадлежностью 0,3;
- снижение механической прочности изоляции с принадлежностью 0,3.

#### Заключение

Применение теории нечетких множеств позволяет с помощью правила max - min композиции нечеткого вывода и экспертных оценок выявить принадлежности причин для определенных повреждений.

Если такие повреждения обмотки трансформатора как выгорание витковой изоляции и витков обмотки трансформатора, деформации в обмотках, увлажнение и загрязнение изоляции обмоток, износ изоляции обмоток имеют принадлежности 0,4, 0,8, 0,3, 0,9 соответственно, то причинами такого состояния являются:

- недостаточная электродинамическая стойкость обмоток к токам КЗ с принадлежностью 0,8;
- длительное не отключение сквозного тока КЗ на стороне низшего напряжения с принадлежностью 0,3;
- снижение механической прочности изоляции с принадлежностью 0,3.

#### Список литературы:

1. Кофман А. Введение в теорию нечетких множеств: Пер. с франц. - М.: Радио и связь, 1982. - 432 с., ил.
2. Манусов В.З., Токаренко Е.А. Диагностика технического состояния трансформаторного оборудования на основе нечетких моделей // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. - 2014. - №1-2. - С. 269-272.

#### Извлечение информации из неоднородностей сигналов в электроэнергетике и разведке полезных ископаемых

Морозов П.В., Морозов Ю.В.

ФГБОУ ВПО Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия

В современной энергетике полезную информацию извлекают из сигналов, порождаемых нестационарными процессами в тех или иных объектах. В качестве примеров таких процессов можно привести скачкообразные изменения амплитуды тока в системе электроснабжения при внезапном появлении или исчезновении нагрузки [1], или скачкообразные изменения амплитуды и частоты напряжения на выходе акустического датчика, обусловленные изменением амплитуды и интенсивности сейсмической волны при переходе из одного слоя земной коры в другой.

В настоящей работе анализируются методы поиска границ между локально стационарными участками сигналов с целью классификации скрытых состояний объектов, их порождающих.

Теоретической основой исследования объектов, которые принимают одной из нескольких известных состояний в неизвестные моменты времени, являются скрытые Марковские процессы. В простейшем случае такие процессы описывают два состояния, например, наличие или отсутствие нагрузки в электрической сети, или наличие на той или иной глубине нефти или осадочной породы. Следовательно, возможно использование схожих математических соотношений.

Пусть исследуемый сигнал может находиться в одном из двух состояний:  $\lambda_1$  и  $\lambda_2$ . Для удобства анализа сигнал преобразуют в поток экстремумов, каждый из которых имеет свою амплитуду и временное положение [2]. Вместо абсолютного временного положения экстремума нередко целесообразно использовать временной интервал между текущим и предыдущим экстремумами. В этом случае апостериорная условная плотность вероятности каждого из состояний для текущего момента времени вычисляется по формуле

$$w_1(\lambda_1 | \Delta t_i) = [w_1(\lambda_1 | \Delta t_{i-1}) \cdot p_{11} - w_2(\lambda_2 | \Delta t_{i-1}) \cdot p_{21}] \cdot w_1(\Delta t_i | \lambda_1), \quad (1)$$

$$w_2(\lambda_2 | \Delta t_i) = [w_1(\lambda_1 | \Delta t_{i-1}) \cdot p_{12} - w_2(\lambda_2 | \Delta t_{i-1}) \cdot p_{22}] \cdot w_2(\Delta t_i | \lambda_2), \quad (2)$$

где  $\Delta t_i = t_i - t_{i-1}$ ,  $t_i$  –  $i$ -й момент времени,  $p_{11}$ ,  $p_{22}$  – вероятности сохранения соответственно состояний  $\lambda_1$  и  $\lambda_2$  при переходе от  $i-1$ -го момента времени к  $i$ -му,  $p_{12}$ ,  $p_{21}$  – вероятности переходов соответственно из состояния  $\lambda_1$  к  $\lambda_2$  и наоборот при переходе от  $i-1$ -го момента времени к  $i$ -му. Нормировка позволяет получить апостериорную вероятность каждого из состояний

$$p_1(\lambda_1 | \Delta t_i) = w_1(\lambda_1 | \Delta t_i) / [w_1(\lambda_1 | \Delta t_i) + w_2(\lambda_2 | \Delta t_i)], \quad (3)$$

$$p_2(\lambda_2 | \Delta t_i) = 1 - p_1(\lambda_1 | \Delta t_i), \quad (4)$$

На основе найденных апостериорных вероятностей строится функция принятия решений

$$s(\Delta t_i) = \begin{cases} 1, & p_2(\lambda_2 | \Delta t_i) - p_1(\lambda_1 | \Delta t_i) > 0 \\ 0, & p_2(\lambda_2 | \Delta t_i) - p_1(\lambda_1 | \Delta t_i) < 0 \end{cases} \quad (5)$$

Пример результатов функционирования вычислительного алгоритма на основе формул (1)-(5) приведен на рис. 1.

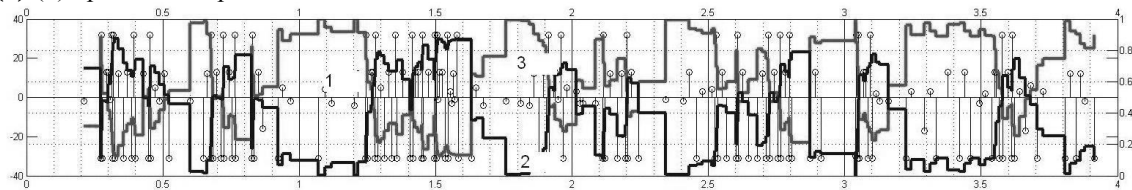


**Рис. 1.** Результаты вычисления апостериорных вероятностей состояний сейсмического сигнала на основе потока экстремумов

1- поток экстремумов, 2- вероятность состояния  $\lambda_1$ , 3 - вероятность состояния  $\lambda_2$

При анализе сейсмических сигналов в сейсморазведке полезных ископаемых можно использовать в качестве характеристики состояния как амплитуду экстремума, так и интервал между экстремумами. При анализе токов в электрической сети при быстром изменении нагрузки интерес представляет только амплитуда экстремума, поскольку в этом случае интервал между отсчетами соответствует периоду основной гармоники тока в сети, который является постоянным (рис. 2).

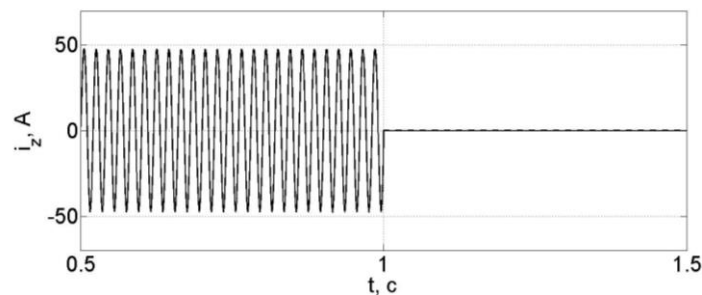


**Рис. 2** –Ток в тяговой нагрузке

Как показывает рис. 2, изменение тока при внезапном появлении нагрузке на участке системы тягового электроснабжения происходит весьма резко. Моделирование, что в большинстве



случаев различение участков с большой амплитудой тока и с почти нулевой амплитудой, будет достоверным. Следовательно, применение алгоритма принятия решения на основе Марковского процесса для классификации состояний участка системы тягового электроснабжения будет избыточным.

Таким образом, сравнительный анализ результатов моделирования электрических сигналов в системе электроснабжения и сейсмических сигналов в системах разведки полезных ископаемых показал, что построение алгоритмов классификации состояния на основе скрытых Марковских процессов более предпочтительно для сейсмического сигнала, чем электрического.

#### Список литературы:

1. Манусов В. З. Метод уравнивания мощностей на вторичных обмотках трансформаторов Скотта / В. З. Манусов, П. В. Морозов // Известия Томского политехнического университета. - 2012. - Т. 320, № 4. Энергетика. - С. 62-67.
2. Казаков В.А. Введение в теорию Марковских процессов и некоторые радиотехнические задачи.-М.: Советское радио, 1973.–232 с.

#### Программа спектрального анализа отказов электрооборудования

*Петуров В.И., Пичуев А.В. \*, Пляскина А.К.*

*Забайкальский институт железнодорожного транспорта*

*\*НИТУ «Московский институт стали и сплавов»*

**Актуальность работы.** На современном этапе развития электроэнергетики, как совокупности технических систем актуальным является научное обоснование и разработка комплекса организационных и технических мероприятий, направленных на совершенствование структуры управления электрооборудованием и обеспечение высокого уровня надежности и безопасности при его эксплуатации.

В основу анализа показателей надежности и безопасности технологических процессов эксплуатации систем электроснабжения положены методы теории вероятности и математической статистики [1, 2, 3], позволяющие установить общие законы распределения времени восстановления оборудования после устранения причин, вызвавших неисправность, продолжительность безаварийной работы, а также оценить эффективность мероприятий, направленных на достижение требуемого уровня надежности.

Исходным материалом для анализа являются данные периодического контроля состояния электрооборудования, места и причины отказов, продолжительности времени простоя и восстановления питания работоспособного состояния и т.д. Все эти данные фиксируются в режиме реального времени дежурными операторами (диспетчерами). При этом из общего объема данных осуществляется выборка, достаточная для расчета статистических параметров, на основании анализа которых устанавливается гипотеза о характере их изменения и проверяется ее достоверность.

Полученные в результате анализа статистические показатели надежности и безопасности эксплуатации электрооборудования, закономерности изменения времени восстановления работоспособности  $t_{BP}$  и продолжительности нормальной работы  $t_{НР}$  могут быть положены в основу прогнозных математических моделей для системы технического контроллинга состояния оборудования и разработки соответствующих средств технической диагностики.

**Цель работы** – повышение эффективности эксплуатации электрооборудования систем электроснабжения путем обработки информации по повреждаемости элементов систем и их отключениям.

**Идея работы** – на основании анализа информации по повреждаемости элементов технических систем, связанных с их отключением, провести статистический и динамический анализ отключений и отказов.

На основании вышеизложенного вытекают следующие основные **задачи исследования**.

1. Разработка программы для спектрального анализа отказов в технических системах.
2. Проведение спектрального анализа и выявление закономерностей протекания периодических процессов, необходимых для обоснования системы контроля параметров и режимов работы элементов технических систем, определения путей совершенствования системы контроллинга, а также разработки средств технического обеспечения такой системы.

3. Исследование динамики аварийных ситуаций и установление зависимостей, позволяющих осуществить количественную и качественную оценку уровня надежности и безопасности технических систем.

Для анализа отказов элементов необходимо исследование динамики этих процессов и установление зависимостей, позволяющих осуществить качественную и количественную оценку уровня надежности и безопасности эксплуатации технических систем.

К основным задачам, возникающим при изучении динамических рядов, относятся следующие:

- характеристика интенсивности отдельных изменений в уровнях ряда от периода к периоду или от даты к дате;
- определение средних показателей временного ряда за тот или иной период;
- выявление основных закономерностей динамики исследуемого явления на отдельных этапах и в целом за рассматриваемый период;
- выявление факторов, обуславливающих изменение изучаемого объекта во времени;
- прогноз развития явления на будущее [1].

Динамический ряд представляет собой ряд последовательных уровней, сопоставляя которые между собой можно получить характеристику скорости и интенсивности развития явления.

Динамика отказов тесно взаимосвязана с динамикой работы элементов и узлов в течение времени (сутки, месяц, квартал, год). При этом существенное влияние на количество и интенсивность отказов оказывают природно-климатические факторы (сезонность, температура воздуха и ее перепады, атмосферное давление, характер и интенсивность метеорологических осадков, и т.д.). Поэтому при исследовании динамики целесообразно использовать результаты численного спектрального (гармонического) анализа на основе дискретного преобразования Фурье.

Численный спектральный анализ заключается в нахождении коэффициентов периодической функции на заданном временном интервале дискретными отсчетами [4]. Вид периодической функции, характеризующей динамику отключений за определенный период времени, можно представить выражением

$$N_{OT} = a_0 + \sum_{i=1}^T (a_i \cos k_i t + b_i \sin k_i t), \quad (1)$$

где  $N_{OT}$  – количество отключений, произошедших за период времени  $T$  (сутки, год);  $k_i$  – номер гармоники;  $t$  – последовательный временной интервал (час, сутки), определяемый для циклических функций по формуле

$$t = \frac{2\pi(n-1)}{T}, \quad (2)$$

где  $n$  – номер временного интервала в цикле;

$a_0$ ,  $a_k$ ,  $b_k$  – коэффициенты спектральной функции, определяемые по формулам

$$a_0 = \frac{\sum_{i=1}^T N_{OT}}{T}; \quad a_k = \frac{2 \sum_{i=1}^T (N_{OT} \cos k_i t_i)}{T}; \quad b_k = \frac{2 \sum_{i=1}^T (N_{OT} \sin k_i t_i)}{T} \quad (3)$$

Динамика отказов может быть представлена в таком виде с достаточно высокой степенью точности.

Для определения формы и тесноты связи между зависимым параметром и факторами, влияющими на его изменение, выполняется одномерный анализ статистических данных, а также вычисление коэффициентов парной корреляции [2].

При разработке прогнозных моделей наиболее оптимальным представляется использование методов аппроксимации, интерполяции и экстраполяции функций кубическими сплайнами [5].

С применением сплайн-интерполяции возможно численное интегрирование, спектральный анализ и разработка прогнозных моделей при анализе отказов элементов и узлов.

На основании вышеизложенного для решения указанных задач разработана программа спектрального анализа отказов в технических системах, интерфейс которой приведен на рис. 1.

Программа предназначена для краткосрочного и оперативного численного анализа отказов элементов технических систем методами (спектрального) гармонического анализа на основе использования дискретного преобразования Фурье.

В качестве исходных данных используется статистическая информация об отказах элементов технических систем, сгруппированная по времени и периодам отказов.

Программа обеспечивает выполнение следующих функций:

- первичная статистическая обработка исходных данных;
- расчет аппроксимирующего уравнения отказов элементов технических систем в зависимости от времени суток или календарного месяца;
- построение диаграмм распределения отказов элементов и узлов технических систем и полученных аппроксимирующих зависимостей.

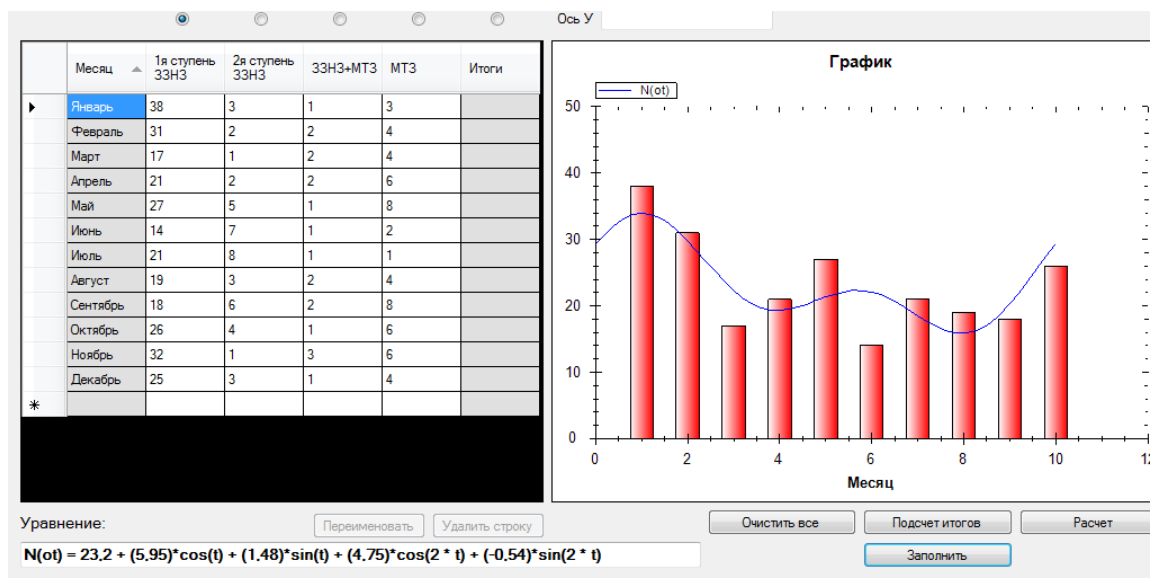


Рис. 1. Интерфейс программы гармонического анализа.

Программа может быть использована для анализа отказов и оценки надежности элементов и узлов не только электрооборудования систем электроснабжения, но и любых других технических систем, обладающих свойствами сезонности и повторяемости (энергетика, строительство, горное дело, транспорт).

#### Список литературы:

1. Ефимова М.Р., Петрова Е.В., Румянцев В.Н. Общая теория статистики. – М.: ИНФА-М, 1998. – 416 с.
2. Мацкевич И.П., Свирид Г.П. Высшая математика. Теория вероятностей и математическая статистика. – Минск: Высш. школа, 1993.
3. Петуров В.И., Пичуев А.В., Пляскина А.К., Гунденко О.О. Применение методики статистического анализа отказов оборудования вагонов в учебном процессе. В кн. "Транспортная инфраструктура Сибирского региона". Материалы V Международной научно-практической конференции. – Иркутск: Изд-во ИрГУПС, 2014. – Т. 2. – С. 356–359.
4. Прудников А.П., Брычков Ю.А., Маричев О.И. Интегралы и ряды. – М.: Наука, 1981.
5. Завьялов Ю.С., Квасов Б.И., Мирошниченко В.Л. Методы сплайн-функций. – М.: Наука, 1980. – 352 с.

#### Компьютерное моделирование преобразователя собственных нужд электровоза

Пустоветов М.Ю.

ФГБОУ ВПО «Ростовский государственный университет путей сообщения», г. Ростов-на-Дону, Россия

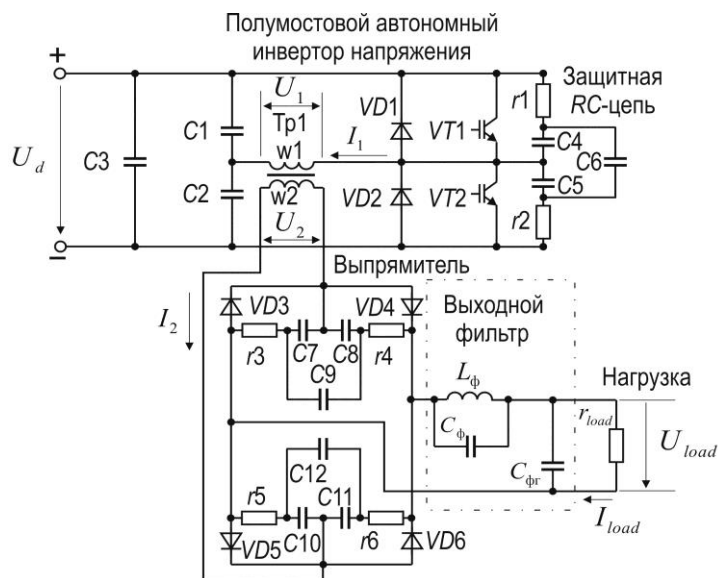
Вторичный источник электропитания (ВИЭ) - это устройство, предназначенное для обеспечения питания электроприёмника электрической энергией с определёнными характеристиками путём преобразования энергии других источников питания. Кроме выполнения функционального назначения, целесообразно, если ВИЭ будет энергоэффективным устройством.

Это важно, так как зачастую в ВИЭ производится многократное преобразование электрической энергии, и особенно важно, если ВИЭ обладает относительно большой мощностью как в случае преобразователя собственных нужд магистрального электровоза.

Постоянное напряжение контактной сети, питающей электровоз, может изменяться в пределах 2 – 4 кВ [1]. Ёмкостным делителем это напряжение делится пополам. К каждой половине присоединяется ячейка ВИЭ, электрическая принципиальная схема силовой части которой показана на рис. 1, где высокое постоянное напряжение  $U_d = 1 - 2$  кВ подаётся на вход ёмкостного делителя  $C1$  и  $C2$ , образующего с вертикальной парой IGBT-транзисторов  $VT1$  и  $VT2$  мост, в диагональ которого включена первичная обмотка разделительного однофазного трансформатора. Каждый транзистор шунтирован встречно-параллельным диодом ( $VD1$  и  $VD2$ ). Таким образом, транзисторы, диоды и конденсаторы в совокупности образуют однофазный автономный инвертор напряжения, собранный по полумостовой схеме. Вторичная обмотка трансформатора  $Tr1$  нагружена на диодный выпрямитель, собранный по однофазной мостовой схеме (диоды  $VD3 - VD6$ ), который, в свою очередь, нагружен на выходной Г-образный LC – фильтр, образованный  $L_\phi$  и  $C_{\phi r}$ , стабилизирующий постоянное напряжение на нагрузке  $U_{load} = 660$  В. Роль нагрузки на рис. 1

выполняет резистор  $r_{load}$ , номинальная мощность нагрузки 100 кВт. На электровозе в качестве нагрузки используются, например, трёхфазные автономные инверторы напряжения, питающие асинхронные двигатели мотор-вентиляторов и мотор-компрессоров [2]. Полупроводниковые приборы инвертора и выпрямителя защищены от коммутационных перенапряжений RC-цепочками с использованием дельта-конденсаторов. Выводы вторичных обмоток однофазных трансформаторов ячеек ВИЭ могут быть соединены последовательно или параллельно при работе на общий выпрямитель. Или каждая ячейка ВИЭ может питать отдельный выпрямитель. Ввиду особенностей построения схемы ВИЭ первичная обмотка разделительного трансформатора питается напряжением в форме меандра или меандра с площадкой (в зависимости от коэффициента заполнения импульса напряжения  $\gamma$ ): при заданной частоте напряжения (900 Гц) регулируется длительность прямоугольного моноимпульса на полупериоде, что является инструментом стабилизации  $U_{load}$ .

Выяснилось, что величина индуктивности дросселя выходного фильтра  $L_\phi$  значительно влияет на форму токов и напряжений в обмотках трансформатора, искажая форму меандров напряжения на обмотках трансформатора колебательными процессами. При удалении из схемы  $L_\phi$  искажения напряжения исчезали, а ток через транзистор приобретал классическую треугольную форму, что подтверждено как компьютерным моделированием, так и физическими испытаниями на стенде. Но удаление  $L_\phi$  из состава фильтра нецелесообразно. Кроме того, возникла идея использовать резонансные свойства выходного фильтра, введя в его состав ёмкость  $C_{\phi r}$  (см. рис. 1), для деформирования формы тока через транзисторы инвертора таким образом, чтобы



осуществлять их «мягкую» коммутацию, а именно коммутацию при значениях тока, близких к нулю (то есть использовать для «мягкой» коммутации лишь пассивные средства). Одновременно ток в обмотках трансформатора становится практически синусоидальным.

Следствием этого стало бы снижение динамических потерь в инверторе (потерь на переключение в полупроводниковых вентилях) и потерь от высших гармоник в трансформаторе.

**Рис. 1.** Схема электрическая принципиальная силовой части ячейки ВИЭ

**Решение прямой задачи**

Была поставлена задача расчёта параметров выходного фильтра, позволяющих реализовать «мягкую» коммутацию, – это прямая задача моделирования. Компьютерная модель была построена в среде OrCAD [3], математическая модель однофазного трансформатора с учётом потерь в стали и нелинейности кривой намагничивания соответствует описанной в [4]. На рис. 2 показана зависимость сочетаний параметров резонансного контура  $L_{\phi}$ ,  $C_{\phi}$  выходного фильтра (в том числе резонансная частота  $f_{\text{рез}}$ ), позволяющих достичь тока в первичной обмотке трансформатора, близкого к синусоидальному, полученная в результате вычислительных экспериментов на компьютерной модели (было принято  $C_{\text{фг}} = 643$  мкФ).

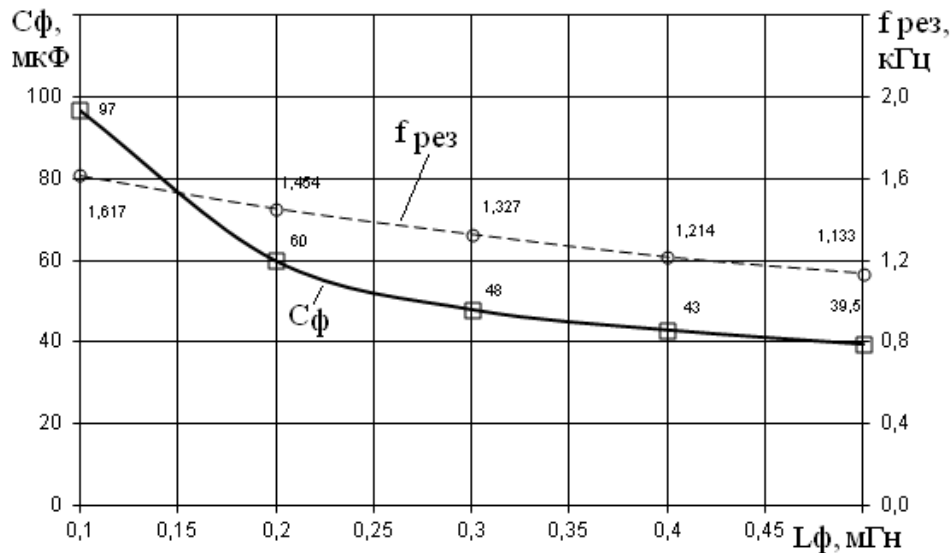


**Рис. 2.** Соотношения для  $L_{\phi}$  и  $C_{\phi}$  выходного фильтра, полученные в результате компьютерного моделирования (параметры резонансного выходного фильтра, при настройке на коммутацию тока через транзистор при минимальном значении)

К сожалению, приходится констатировать факт, что не удаётся варьированием параметров выходного фильтра добиться полностью синусоидального тока в обмотках трансформатора и нулевого значения тока через транзистор в момент его коммутации. Также оказалось, что при изменении  $\gamma$  и фиксированных параметрах фильтра не удаётся удерживать эффект синусоидальности тока через первичную обмотку трансформатора – постепенно с уменьшением  $\gamma$  он приближается по форме к треугольному.

Для выяснения влияния резонансного контура в выходном фильтре при различных коэффициентах заполнения импульса выходного напряжения на токи и напряжения в первичной обмотке разделительного трансформатора ( $I_1, U_1$ ), во вторичной обмотке ( $I_2, U_2$ ) и нагрузке ( $I_{\text{load}}, U_{\text{load}}$ ) также были проведены вычислительные эксперименты на компьютерной модели при фиксированном значении напряжения на входе схемы. Результаты представлены на рис. 3. Они говорят о существенной нелинейности регулировочных характеристик ячейки ВИЭ, наиболее явно проявляющейся как раз в зоне наиболее часто используемых значений  $\gamma = 0,5 - 1,0$ . Причём, наибольшие значения токов и напряжений достигаются не при  $\gamma = 1$ .

**Решение обратной задачи**

После получения результатов, приведённых выше, была поставлена обратная задача компьютерного моделирования: при заданных параметрах выходного фильтра определить, какой должна быть форма напряжения на первичной обмотке трансформатора, чтобы обеспечить синусоидальный ток в первичной обмотке трансформатора и нулевое значение тока через транзистор в момент его коммутации.

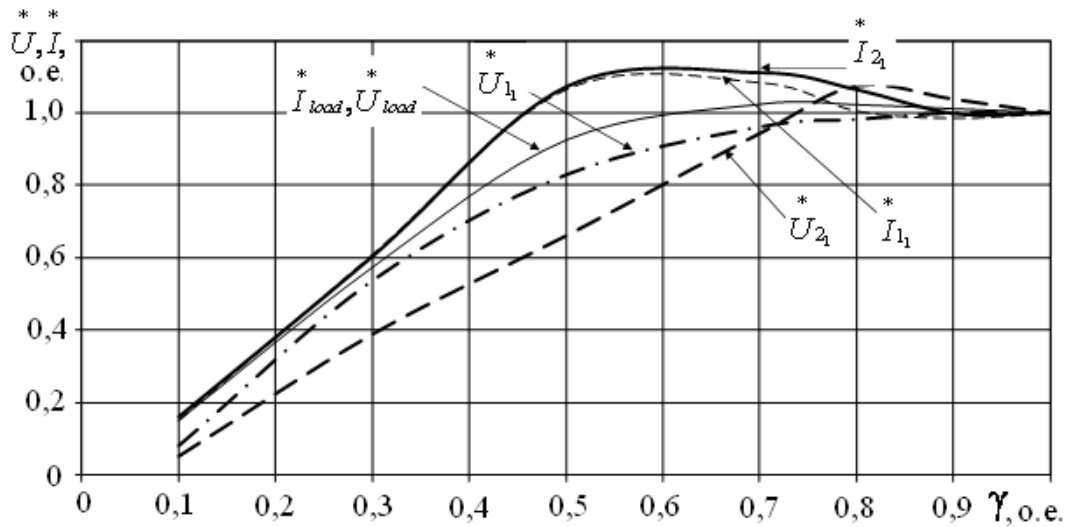


**Рис. 3.** Регулировочные характеристики ячейки ВИЭ при  $L_{\phi} = 0,1$  мГн,  $C_{\phi\Gamma} = 643$  мкФ,  $C_{\phi}$  в соответствии с рис. 2 и неизменном напряжении  $U_d$  (зависимости относительных напряжений и токов ячейки ВИЭ от  $\gamma$  (для выпрямленных сигналов - постоянная составляющая, для переменных - первая гармоника))

Для решения этой задачи в цепь первичной обмотки трансформатора в схеме компьютерной модели был введён источник синусоидального тока (другой пример ввода в цепь обмотки трансформатора источника тока известной формы для выяснения формы напряжения описан в [5]). Результат моделирования, полученный при  $L_{\phi} = 0,5$  мГн,  $C_{\phi} = 39,5$  мкФ,  $C_{\phi\Gamma} = 643$  мкФ, показан на рис. 4.

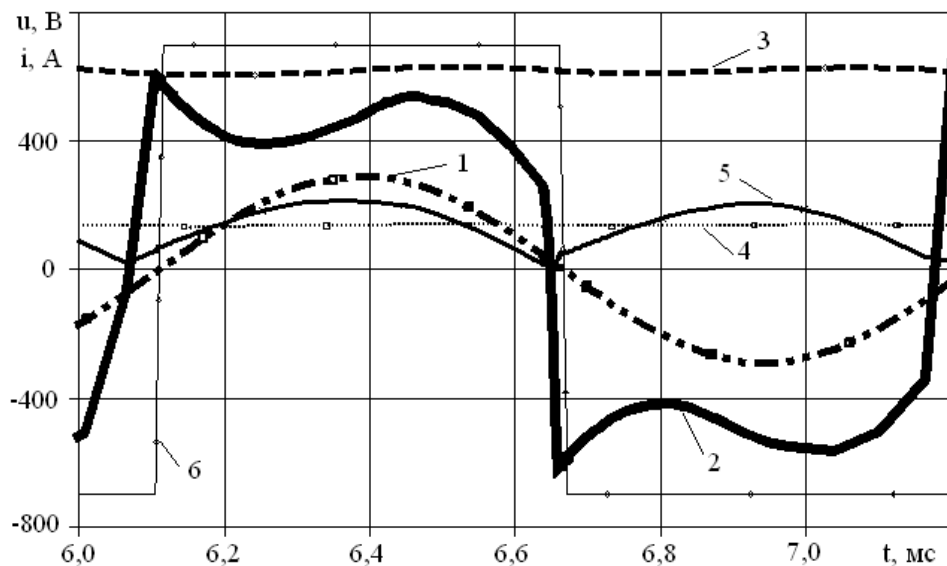


**Рис. 4.** Результат компьютерного моделирования напряжения первичной обмотки трансформатора при навязанном синусоидальном токе в ней: 1 – навязанный синусоидальный ток  $i_1$ ; 2 – напряжение  $U_1$ ; 3 – напряжение  $U_d$ ; 4 – ток  $i_d$ ; 5 – ток на выходе выпрямителя (на входе фильтра); 6 – модельное напряжение управления транзистором VT2 (амплитуда увеличена)

При протекании в первичной обмотке трансформатора синусоидального тока и условии, что ток через каждый транзистор полумостового инвертора является полупериодом тока в первичной обмотке, получена форма напряжения на первичной обмотке трансформатора, напоминающая меандр, модулированный по амплитуде синусоидой с частотой выше основной. Иными словами, результат моделирования свидетельствует о том, что форма напряжения на первичной обмотке в виде меандра или меандра с паузой не способна обеспечить в исследуемой схеме ВИЭ протекание синусоидального тока в первичной обмотке трансформатора. Анализ формы кривой напряжения первичной обмотки трансформатора на рис. 4 наводит на мысль о необходимости широтно-импульсного регулирования напряжения первичной обмотки трансформатора с использованием обратной связи по току в ней.

#### Вывод.

Таким образом, решение в ходе компьютерного моделирования прямой и обратной задач показало, что добиться эффекта «мягкой» коммутации (а значит и высокой энергоэффективности ВИЭ) в условиях изменчивости  $U_d$  и необходимости стабилизации  $U_{load}$  посредством использования только пассивных средств не представляется возможным.

#### Список литературы:

1. Котельников А. В. Основные требования к системам и устройствам тягового электроснабжения скоростных и высокоскоростных магистралей // Новое в хозяйстве электроснабжения. Сб. науч. тр. ВНИИЖТ/ Под ред. А.Б. Косарева. - М.: Интекст, 2003. - С. 16 – 22.
2. Рутштейн А. М. Система питания вспомогательных цепей магистрального электровоза постоянного тока от статического преобразователя // Вестник ВЭЛНИИ — 2005. — Т.2 (49). — С. 128–141.
3. Кеон Дж. Электронное моделирование в OrCAD (+DVD). – М.: ДМК Пресс, 2010 – 628 с.
4. Пустоветов М. Ю., Солтус К.П., Синявский И.В. Компьютерное моделирование асинхронных двигателей и трансформаторов. Примеры взаимодействия с силовыми электронными преобразователями. – Saarbrücken, Германия: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2013. – 209 с.
5. Пустоветов М.Ю., Солтус К.П. Анализ потерь тягового трансформатора при параллельной работе четырехквадрантных преобразователей // Известия вузов. Сер. Электромеханика . - 2009. - № 5. - С. 47-52.

#### Изменение потребления электрической энергии

*Разумец Е. А., Кудряшев Г. С.*

*Национальный Исследовательский Иркутский государственный технический университет, г. Иркутск, Россия*

Для обеспечения в долгосрочной перспективе, скоординированного планирования строительства и ввода в эксплуатацию объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей необходима энергетическая стратегия. К числу наиболее важных задач электроэнергетики относятся определение основных количественных и качественных параметров развития электроэнергетики и конкретных механизмов достижения этих параметров, а также координация развития электроэнергетики с развитием других отраслей топливно-энергетического комплекса и потребностями экономики страны [1].

Целью работы является анализ изменения потребления электрической энергии с учетом потерь в сетях сверхвысокого напряжения.

Из энергетической стратегии на период до 2020 года, которая была утверждена в августе 2003 года, следует, что в оптимистический вариант развития электроэнергетики ориентирован на устойчивый рост электропотребления 2-2,5 % в год. В результате ежегодное потребление электроэнергии должно достигнуть к 2020 году: в оптимистическом варианте- 1290 млрд кВт · ч, в умеренном — 1185 млрд кВт · ч. Намечался значительный рост производства электроэнергии на АЭС: с 142 млрд кВт · ч в 2002 году до 230 - 300 млрд кВт · ч в 2020 г., рост на ГЭС — с 164 млрд кВт · ч в 2002 г. до 195-215 млрд кВт · ч в 2020 г.

Обеспечение прогнозируемого спроса на электрическую энергию возможно при увеличении суммарной установленной мощности электрических станций.

Электропотребление с прогнозом на период до 2020 года по оптимальному и умеренному сценарию представлен на рисунке 1 [1].

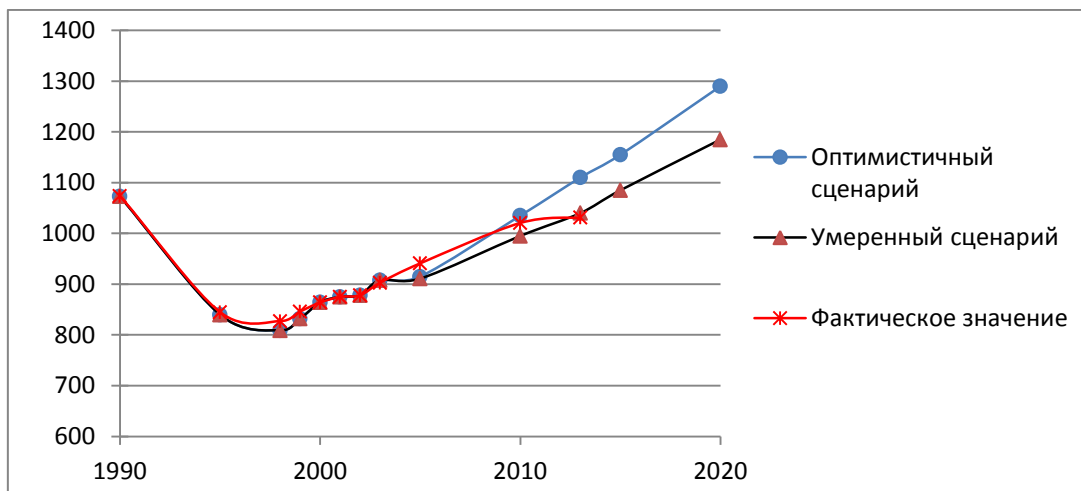


**Рис.1** График электропотребления в России с прогнозом на период до 2020 года и фактические значения электропотребления

По оптимистичному сценарию к концу 2020 года электропотребление должно составить 1290 млрд. кВт·ч, что соответствует росту электропотребления 2,5 % в год. По умеренному сценарию в 2020 году электропотребление России должно составить 1185 млрд. кВт·ч, что соответствует росту электропотребления 1,8 % в год. В 2003 году по оптимистичному сценарию, так же как и по умеренному было запланировано потребление электроэнергии в размере 908 млрд. кВт·ч, а фактически электропотребление составило 903 млрд. кВт·ч, что соответствует росту электропотребления относительно 2002 года 2,8%. В 2005 году электропотребление превысило прогнозируемые результаты по оптимистичному сценарию на 26 млрд. кВт·ч, а по умеренному сценарию на 30 млрд. кВт·ч и составило 941 млрд. кВт·ч вместо ожидаемых 915 млрд. кВт·ч по оптимистичному сценарию и, соответственно, 911 млрд. кВт·ч по умеренному сценарию. С 2005 года темпы роста потребления электрической энергии снижаются, приближаясь к значениям оптимистичного сценария развития электроэнергетики. В 2010 году потребление электроэнергии находилось в рамках умеренного и оптимистичного сценария развития электроэнергетики и составило 1020,6 млрд. кВт·ч. На период с 2003 по 2013 годы, фактический рост потребления электроэнергии составил 1,4% в год, что меньше оптимистичного сценария на 1,1% и меньше умеренного сценария на 0,4%. Энергетическая стратегия 2003 года является точной, так как фактическое значение потребления электрической энергии отличается от прогнозируемого результата оптимистичного сценария на 1,8%. Уменьшение спроса с 2007 года связано с введением регулируемой и не регулируемой составляющей тарифа на электрическую энергию.

Проведена корректировка потребления электрической энергии, введена новая схема и программа перспективного развития электроэнергетики.

Было уделено внимание развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, а также обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность. В долгосрочной перспективе, скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации) объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей и информационное обеспечение оптовых и розничных рынков [2].

Скорректированное потребление электрической энергии на 2010-2016 годы и фактическое значение электропотребления представлены на рисунке 2.

По прогнозу программы потребления электрической энергии 2010 года, потребления электроэнергии к концу 2016 года должен составить 1152,5 млрд. кВт·ч, что соответствует росту потребления электрической энергии 2,8 % в год.

В 2010 году потребление электрической энергии составило 989 млрд. кВт·ч, вместо ожидаемых 961,7 млрд. кВт·ч, что составило 2,76% от прогнозируемого значения. С 2010 года по



2012 год наблюдается рост электропотребления на 0,98% в год, а с 2012 года падение потребления электрической энергии на 0,65%, что составило 1009,8 млрд. кВт·ч вместо прогнозируемых 1047,2 млрд. кВт·ч. Фактическое значение потребления электрической энергии отличается от прогнозируемых результатов на 2,16%. Последнее связано с проблемами решения задач энергоэффективности и ресурсосбережения у потребителя.

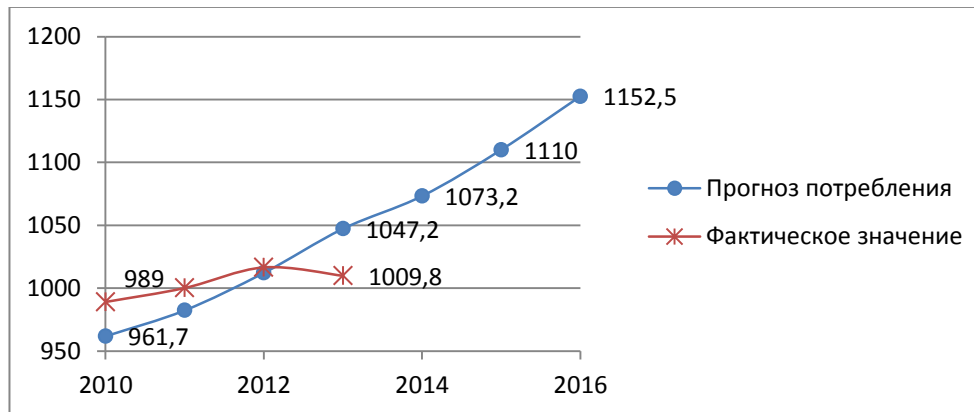


**Рис.2** Потребления электрической энергии на 2010-2016 годы по ЕЭС России и фактические значения электропотребления

Вследствие этого в 2014 году вступила в силу программа развития на 2014-2020 годы.

Прогноз спроса на электрическую энергию на период 2014-2020 годов выполнен в двух вариантах: базовом, со среднегодовым темпом прироста 1,02 % и умеренно-оптимистичном, со среднегодовым темпом прироста 1,81 %.

Прогнозируемые варианты спроса на электрическую энергию на период 2014 – 2020 годов, разработанные в рамках базового и оптимистичного сценариев долгосрочного социально-экономического развития России приведены на рисунке 3.

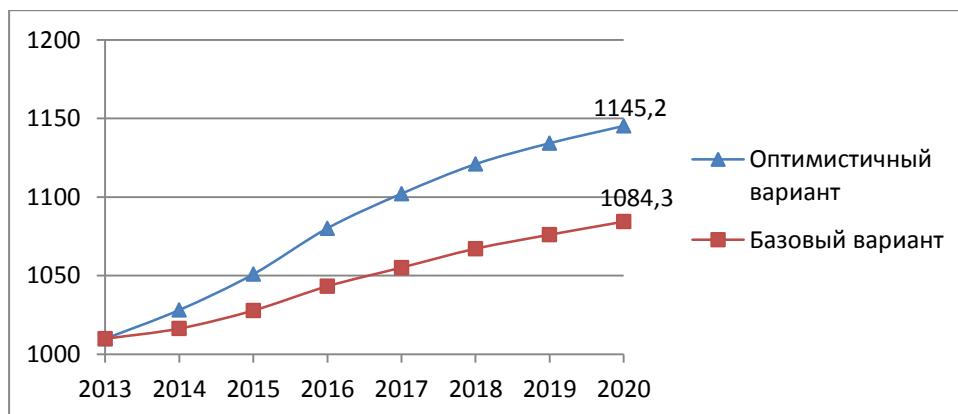


**Рис.3** Прогноз спроса на электрическую энергию по ЕЭС России до 2020 года

Общий спрос на электрическую энергию к концу прогнозного периода оценивается в размере 1084,311 млрд. кВт·ч в базовом варианте и 1 145,206 млрд. кВт·ч в оптимистичном варианте. Это больше показателя электропотребления 2013 года на 74,495 млрд. кВт·ч и 135,39 млрд. кВт·ч соответственно. Превышение уровня 2013 года составит в 2020 году более 7% по базовому варианту при среднегодовом приросте за период 1,02% и более 13% по оптимистичному варианту при среднегодовом приросте 1,81%. Разница между вариантами на уровне 2020 года оценивается в 60,89 млрд. кВт·ч, что составляет порядка 6% [3].

Увеличение потребления электрической энергии приведет к увеличению перетока мощности по линиям электропередачи и, соответственно, увеличению потерь электроэнергии.

В сетях напряжением 110 кВ и выше теряется 40% от всех потерь энергосистемы, а остальное в сетях 35 кВ и ниже.

Потери электрической энергии в сетях 110 кВ и выше представлен на рисунке 4.

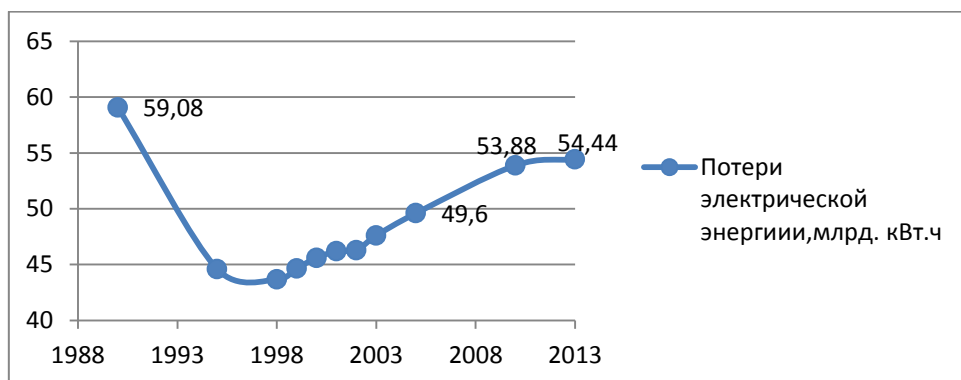


**Рис.4** Потери электрической энергии в сетях 110 кВ и выше

Столь высокий уровень потерь обусловлен, в первую очередь, значительными коммерческими потерями, представляющими собой отпущенную, но не оплаченную энергию и происходящих в основном в сетях напряжение 35 кВ и ниже [4].

Выводы:

1. Введение оптового и розничного рынка потребовало от потребителей электрической энергии вести работу по энергоэффективности и ресурсосбережению, которая должным образом не выполняется.
2. Высокий уровень потерь в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше закладывается в тариф.
3. Для обоснования потерь электрической энергии в сетях 110 кВ и выше необходимо вернуться к задачам их оценки на основе совершенствования модели электрической сети.
4. Значительное увеличение потерь в сетях 110 кВ и выше требует технического решения данной задачи.

#### Список литературы:

1. Бобылев А.В., Бычков А.М. О перспективах развития электроэнергетики России // Энергетик. - 2005.- №1.-С. 2-4
2. Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2010-2016 годы: Приказ Министерства энергетики РФ от 15 июля 2010 г. №333// Министерство энергетики РФ.-2010.
3. Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2014-2020 годы: Приказ Министерства энергетики РФ от 1 августа 2014 г. №495// Министерство энергетики РФ.-2010.
4. Файбисович Д.Л. Развитие отечественных электрических сетей напряжением 110 кВ и выше // Энергетик.-2005.-№2.-С. 16-17

#### Оценка эффективности способов снижения внешнего магнитного поля группы асинхронных двигателей

*Савельева Ю.О., Шумилов Е.А.*

*Филиал ФГБОУ ВПО «Самарский государственный технический университет» в г. Сызрани, Россия*

Асинхронные электродвигатели (АД) при работе создают внешние электромагнитные поля (ВЭМП). ВЭМП АД создается различными элементами конструкции АД. Вклад каждого элемента конструкции зависит от режима работы АД: при холостом ходе определяющий вклад вносит насыщенный сердечник статора, в режиме номинальной нагрузки – лобовые части обмоток статора и ротора, в режиме КЗ – лобовые обмотки ротора. Наибольшие ВЭМП создаются при пуске АД пусковыми токами [2]. Для управления АД применяют преобразователи частоты, типовая схема которого представлена на рис.1.

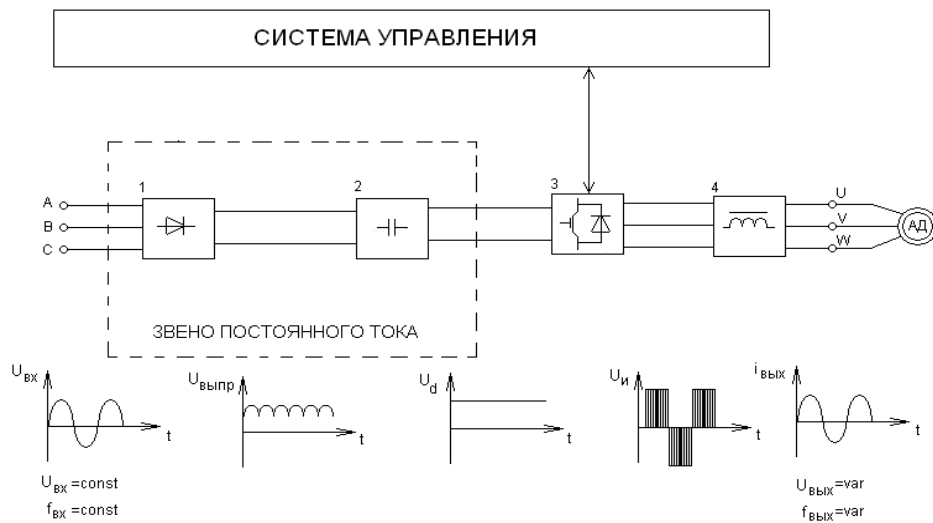


Рис.1. Типовая схема преобразователя частоты

Управление инвертором преобразователя частоты предполагает использование широтно-импульсной модуляции (ШИМ) (Рис.2.), что обуславливает появление в выходном напряжении и токе преобразователя высокочастотных составляющих [5]. Данные составляющие создают в окружающем АД пространстве ВЭМП повышенных частот.

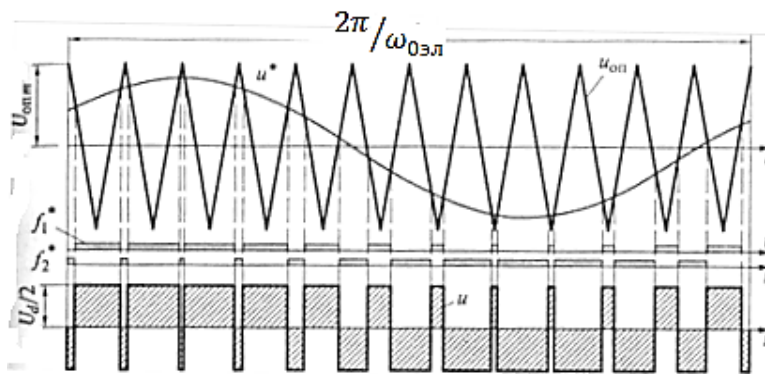


Рис.2. Принцип широтно-импульсной модуляции

ВЭМП распространяются в пространстве, загрязняют окружающую среду, оказывают влияние на персонал и технику. Клинические проявления воздействия электромагнитных полей наиболее часто характеризуются астеническими, астеновегетативными и гипоталамическими синдромами. Восприимчивость людей к электромагнитным полям сугубо индивидуальна. Для нахождения человека установлены предельно допустимые уровни полей: 104 мкТл – для постоянного магнитного поля, 100 мкТл – для поля частотой 50 Гц, 62,5 мкТл – для поля 10-30 кГц [4].

ВЭМП – причина проблем, связанных с электромагнитной совместимостью. Наибольшее негативное влияние оказывается на устройства с применением электронных и микропроцессорных элементов, имеющие высокую чувствительность к импульсным помехам.

В связи с этим, актуальной становится задача снижения уровня ВЭМП АД (группы АД). Современные способы снижения ВЭМП группы АД могут заключаться в следующем [2]:

- рациональное пространственное расположение двигателей относительно друг друга;
- смена чередование фаз питания.

Первый способ заключается в том, чтобы в максимальной степени взаимно скомпенсировать во внешнем пространстве поля электродвигателей. Но полная взаимная

компенсация полей АД во всех источниках внешнего (по отношению к группе) пространства невозможна. Это обусловлено следующими факторами:

- конечным расстоянием между электродвигателями в группе;
- неодинаковым мультипольным составом ВЭМП;
- несбалансированностью уровней ВЭМП АД.

Для группы из трех трехфазных двигателей данный способ требует разместить двигатели равноудалено друг от друга – в вершинах равностороннего треугольника (Рис.3.). Для группы многофазных АД, применение данного способа предполагает размещение двигателей в вершинах правильных  $n$ -угольников, где  $n$  – число фаз АД. (Рис.4.).

Второй способ - снижение уровня ВЭМП за счет оптимального подключения группы АД к питающей сети. Сначала к сети в соответствии с маркировкой выводов подключают двигатель 1, устанавливают рабочий режим и измеряют уровень ВЭМП. Затем таким же образом подключают к сети двигатель 2, устанавливают рабочий режим и контролируют суммарное поле от двигателей 1 и 2. Не изменяя порядка чередования фаз и, соответственно направления вращения, путем циклической перестановки выводов можно выполнить три варианта соединения каждого трехфазного двигателя с зажимами питающей сети. При каждом варианте устанавливают рабочий режим и контролируют суммарный уровень ВЭМП двигателей 1 и 2. Окончательное подключение двигателя к сети осуществляют по тому варианту, которому соответствует наиболее низкий суммарный уровень ВЭМП двигателей 1 и 2. Подключение двигателя 3 производится аналогично (Рис.5.). В случае многофазных двигателей число вариантов подключения их к питающей сети существенно увеличивается, что предоставляет больше возможностей для снижения ВЭМП (Рис.6.).

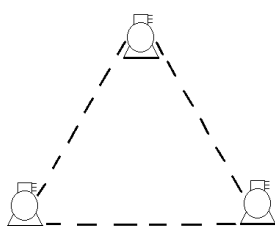


Рис.3. Схема расположения для 3-х фазных АД

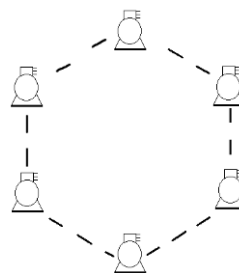


Рис.4. Схема расположения для 6-и фазных АД

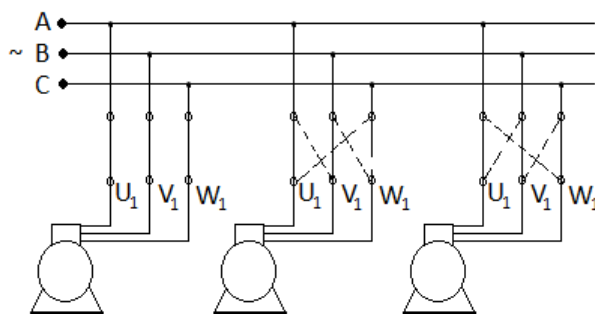


Рис.5. Схема подключения 3-х фазных АД

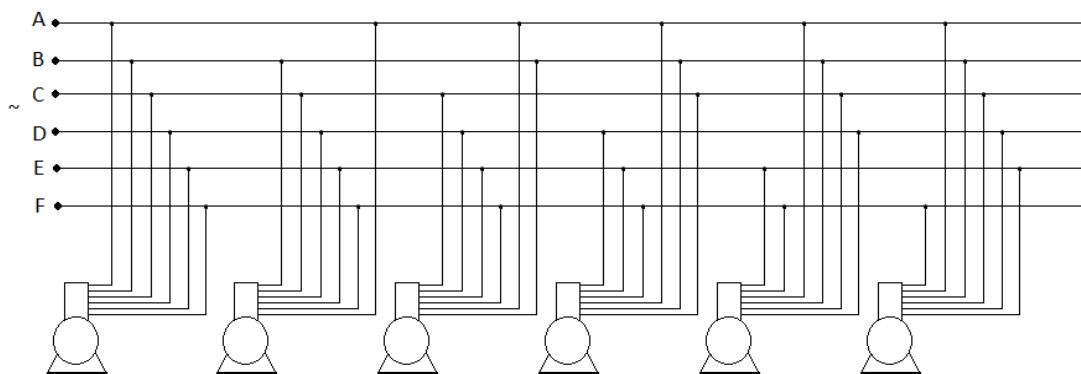
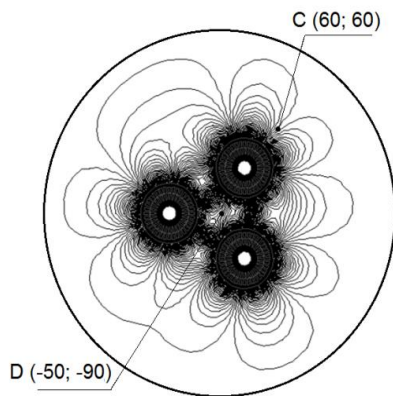


Рис.6. Схема подключения 6-и фазных АД

Современные компьютерные технологии позволяют применять способы снижения ВЭМП АД наиболее эффективно, с минимальными временными и материальными затратами [6]. Моделирование ВЭМП группы АД осуществлялось методом конечных элементов в среде ELCUT [3], рассматриваемый двигатель – АИР71В6У3, количество двигателей – три. Питание двигателей – источник с ШИМ напряжения, несущая частота  $f_n=600$  Гц (данное значение соответствует худшему, в сравнении с  $f_n=1200$  Гц, гармоническому составу тока статора); отдельно работающий двигатель излучает ВЭМП с индукцией 210 мкТл.

Результаты расчета ВЭМП группы из трех трехфазных АД при треугольном пространственном расположении представлены на рис.7. Графики временной зависимости индукции ВЭМП группы АД во внутренней области и на внешней границе - точках D и C представлены на рис. 8.



Благодаря рациональному расположению группы двигателей поле во внутренней области снижается (с 210 мкТл до 160 мкТл – на 24%), а на внешней границе – увеличивается (с 210 мкТл до 240 мкТл – на 14%).

**Рис.7.** Распределение силовых линий магнитного поля при питании от ПЧ с ШИМ напряжения

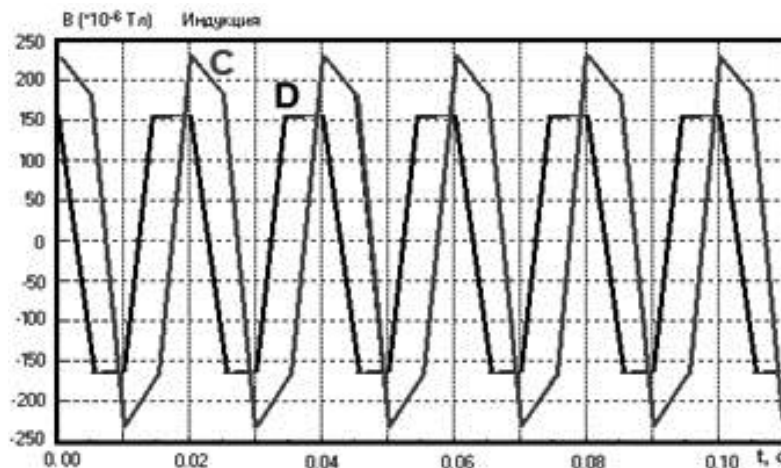


**Рис.8.** Временные зависимости изменения индукции ВЭМП в точках C и D

Для снижения ВЭМП группы работающих АД способом смены чередования фаз питания требуется подобрать оптимальную фазировку двигателей. Это наиболее простой способ снижения внешнего поля. Три двигателя располагаются «в линию» (рис.9.). Фазировка следующая: первый двигатель ABC, второй двигатель САВ, третий двигатель ВСА.

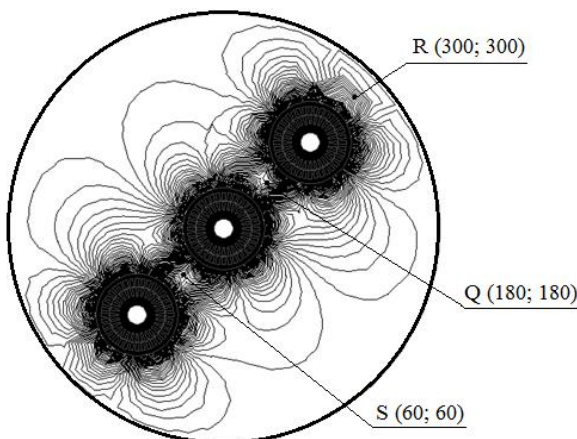


**Рис.9.** Распределение силовых линий магнитного поля

Анализируя графики изменения индукции ВЭМП (рис.10.), получаем:

- двигатели 2 и 3, работая совместно, излучают ВЭМП с меньшей индукцией (170 мкТл по сравнению с 210 мкТл), что

свидетельствует о правильности выбора чередования фаз;

- значение индукции поля между двигателями 1 и 2 (245 мкТл) свидетельствует о необходимости изменения фазировки на первой машине с целью обеспечения такого же уровня ВЭМП, что и между двигателями 2 и 3.

Применение способа чередования фаз позволило снизить ВЭМП на границе группы двигателей: с 210 мкТл до 200 мкТл (снижение поля на 5%).

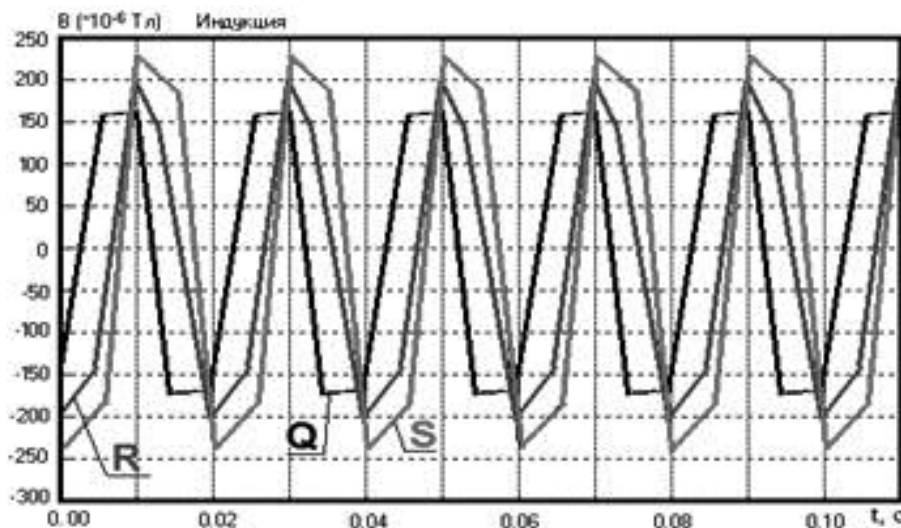


Рис.10. Временные зависимости изменения индукции ВЭМП в точках S, Q, R

В заключение отметим, что благодаря компьютерным исследованиям оценена эффективность известных способов снижения ВЭМП и их модификаций. Выявлено: смена чередования фаз питания у группы из трех трехфазных АД снижает уровень ВЭМП в зоне между АД до 5%, изменение пространственного расположения группы из трех трехфазных АД позволяет снизить уровень ВЭМП во внутренней области между АД до 24%.

#### Список литературы:

1. Сильвестр П., Феррари Р. : Метод конечных элементов для радиоинженеров и инженеров-электриков : М.: Мир, 1986: 230 с.: ил.
2. Сотников В.В. Развитие теории внешнего магнитного поля асинхронных двигателей, способов его снижения и измерения: автореф. дис. на соиск. учен. степ. д-ра техн. наук: специальность 05.09.01 / Марийский государственный технический университет. - Йошкар-Ола, 2002.- 38 с.
3. Казаков Ю.Б., Шумилов Е.А. Расчетное исследование методов и способов снижения ВЭМП АД: Электрические аппараты и электротехнические комплексы и системы: Международная научно-практическая конференция (Россия, г. Ульяновск, 22-25 мая 2012 года). В 2 т. Т.2. – Ульяновск : УлГТУ, 2012.-421 с.
4. СанПиН 2.2.4.1191-03. Электромагнитные поля в производственных условиях.
5. Соколовский Г.Г. Электроприводы переменного тока с частотным регулированием: учебник для студ. высш. учеб. заведений – М. : Издательский центр "Академия", 2006. – 272 с.
6. Казаков Ю.Б., Щелыкалов Ю.Я. Конечно-элементное моделирование физических полей в электрических машинах / Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2001. – 100 с.

#### Разработка для управления трехфазным асинхронным электродвигателем

Стальная М.И., Еремочкин С.Ю., Дедяев К.Е., Еремочкина А.В.

ФГБОУ ВПО «Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова», г. Барнаул, Россия

Современный электропривод представляет собой электромеханическое устройство преобразования электрической энергии в механическую. В настоящее время электропривод получил широкое распространение в сферах промышленности, на транспорте и в бытовых устройствах. Большую часть вырабатываемой энергии в мире потребляются электрическими



двигателями. Столь широкое, практически повсеместное, распространение электропривода обусловлено особенностями электрической энергии — возможностью экономично передавать ее на любые расстояния, постоянной готовностью к использованию, легкостью превращения в другие виды энергии. Из-за этого разработка более эргономичных, высокопроизводительных, компактных и недорогих систем привода является приоритетным направлением развития современной техники, в особенности для сельского хозяйства. В сельской местности не всегда есть возможность подключить трехфазный асинхронный электродвигатель в трехфазную сеть, поэтому разработка эффективных и недорогих устройств для работы трехфазного асинхронного электродвигателя от однофазной сети является важной задачей.

Имеются различные способы запуска трехфазных электродвигателей от однофазной сети при этом наиболее часто используется метод с подключением третьей обмотки электродвигателя через фазосдвигающий конденсатор. Полезная мощность, развиваемая при этом электродвигателем, составляет около 40% его мощности.

Чтобы электропривод с конденсаторным пуском работал нормально, емкость конденсатора должна меняться как от величины нагрузки на валу двигателя, так и от величины пускового тока. Поскольку на практике это условие выполнить крайне трудно, двигателем обычно управляют двухступенчато — сначала включают с пусковым конденсатором ( $C_n$ ), а затем после разгона его отсоединяют, оставляя только рабочий ( $C_p$ ). Схема работы устройства представлена [1] на рис. 1.

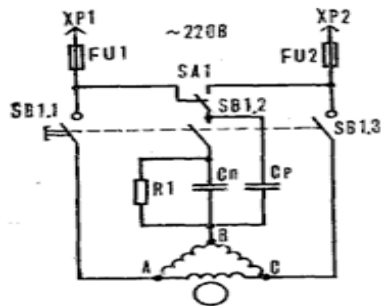


Рис. 1. Схема включения трехфазного электродвигателя в однофазную сеть с использованием фазосдвигающего конденсатора

Где:  $C_n$ ,  $R1$ ,  $SB1,2$  — это, соответственно, пусковые: конденсатор, реостат, ключ;  $C_p$ ,  $SA1$ ,  $Sb1,1$ ,  $SB1,3$  — рабочий конденсатор и ключи.

Основными недостатки данного способа запуска трехфазного электродвигателя является низкая полезная мощность, большие габариты бумажных конденсаторов которые могут быть сопоставимы с размером самого электродвигателя.

Другой способ запуска трехфазного электродвигателя — это применение тиристорных ключей, с помощью которых можно запустить трёхфазный асинхронный электродвигатель без использования конденсаторов [2]. Схема устройства приведена на рис. 2.

Устройство работает следующим образом: при максимальном сопротивлении  $R7$  сдвиг фаз наибольший, соответственно пусковой момент минимальный. По мере выхода электродвигателя на максимальные обороты сопротивление устанавливают такое, чтобы сдвиг фаз был оптимальным для работы электродвигателя. Тиристорный ключ позволяет отказаться от пусковых и рабочих конденсаторов, а это при мощности электродвигателя до 3 кВт даёт огромные преимущества.

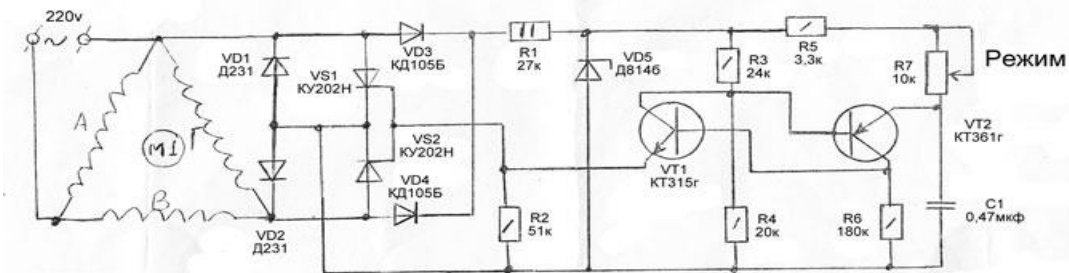


Рис. 2. Электрическая схема включения трехфазного электродвигателя в однофазную сеть с использованием тиристорных ключей

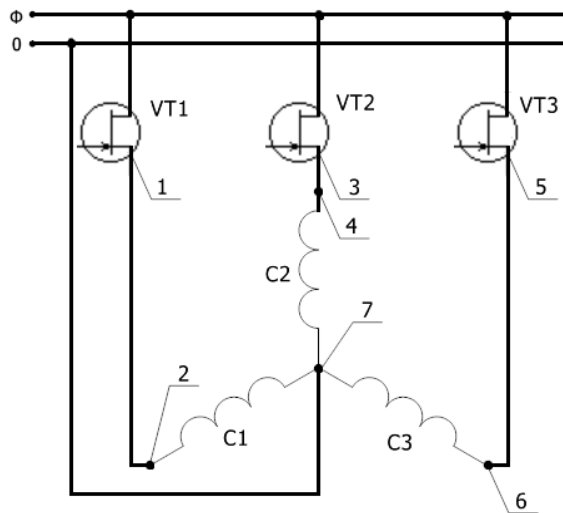
Основными недостатки данного способа запуска трехфазного электродвигателя от однофазной сети это низкая мощность порядка 50%, а также отсутствие функции реверса.

Таким образом, учитывая выше изложенные недостатки, необходимо разработать новый более надежный, отличный от предыдущих, метод запуска и работы двигателя. На кафедре ЭиАЭП, Алтайского государственного технического университета им. И.И. Ползунова,

разрабатываются такие новые методы, основанные на векторно-алгоритмическом управлении трехфазными асинхронными короткозамкнутыми двигателями, питающимся от однофазной сети.

Если необходимо подключить трехфазный асинхронный электродвигатель в однофазную сеть, то может быть использована схема однофазно-трёхфазный транзисторный преобразователь частоты [3]. Данное изобретение относится к регулируемым преобразователям частоты, ведомым однофазной сетью переменного тока, и может быть использовано в регулируемом электроприводе переменного тока для питания асинхронных трехфазных двигателей, статорные обмотки которых соединены в звезду. Предлагаемая разработка решает задачи повышения надежности и экономичности, а также снижения габаритов частотного преобразователя.

Принцип работы однофазно-трёхфазный транзисторный преобразователь частоты происходит следующим образом. В качестве питающей сети использована однофазная сеть. Все три обмотки статора асинхронного двигателя соединены в звезду. На входы обмоток  $C1$ ,  $C2$ ,  $C3$



(рис. 3) устанавливаются полупроводниковые ключи. Полупроводниковыми ключами данного устройства являются полевые транзисторы, пропускающие ток в оба (вперед, назад) направления. Транзистор  $VT1$  соединяет фазу питающей сети с обмоткой  $C1$ , транзистор  $VT2$  соединяет фазу питающей сети с обмотки  $C2$ , а транзистор  $VT3$  с обмоткой  $C3$ . Концы трех обмоток ( $C1$ ,  $C2$ ,  $C3$ ) объединены и подключены к нулю питающей сети.

**Рис. 3.** Схема однофазно-трёхфазного транзисторного преобразователя частоты

Где:  $\Phi$  – фаза; 0 – ноль;  $VT1$ - $VT3$  – полевые транзисторы;  $C1$ ,  $C2$ ,  $C3$  – соответствующие обмотки двигателя.

На рисунке 4 показаны: а) последовательные фиксированные положения вектора магнитного потока кругового вращающегося поля статора двигателя в положительную полуоволну б) в отрицательную полуоволну.

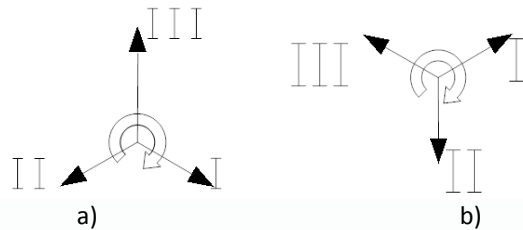
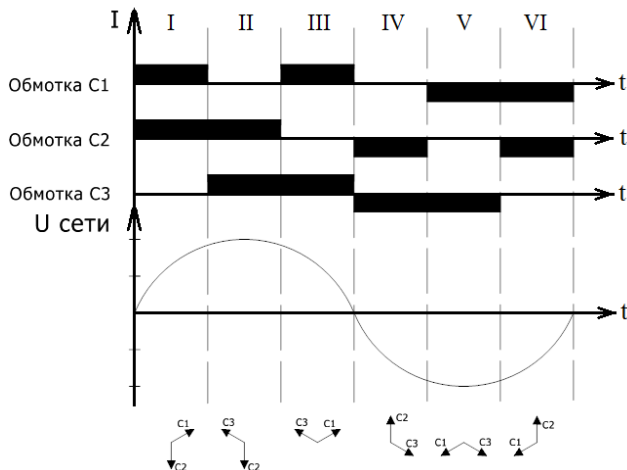


**Рис. 4.** Векторная диаграмма

соответствии с векторными диаграммами показанными на рис. 4.



Управляя полевыми транзисторами можно создавать различные векторы вращения поля статора (рис. 4) где на рис. 4.а показаны вектора, получаемые в положительную полуоволну, а на рис. 4.б вектора, получаемые в отрицательную полуоволну. На рис. 5 показаны тактовые временные алгоритмические характеристики включения обмоток статора трехфазного асинхронного двигателя в соответствии с векторными диаграммами показанными на рис. 4.

**Рис. 5.** Алгоритмические временные характеристики



С помощью однофазно-трёхфазного транзисторного преобразователя частоты, ведомого сетью, возможно осуществить векторно-алгоритмическое управление трехфазным асинхронным электродвигателем, создавая последовательно несколько типов вращающихся полей статора, например, прохождением трех (рис. 4) положений вектора магнитного потока кругового вращающегося поля статора двигателя.

Первоначально, на затворы транзисторов подано напряжения, создающее электрическое поле для закрытия транзисторов. Векторно-алгоритмическое управление осуществляется снятием напряжения с затворов транзисторов  $VT_1$ ,  $VT_2$ ,  $VT_3$ , обеспечивающих векторное управление асинхронным трехфазным электродвигателем прохождением трёх последовательных фиксированных положений вектора магнитного потока кругового вращающегося поля статора двигателя за положительную полуволну и трёх последовательных фиксированных положений вектора магнитного потока кругового вращающегося поля статора двигателя за отрицательную полуволну:

- в первый (I) промежуток времени положительного полупериода питающего напряжения снимается напряжение с затвора транзисторов  $VT_1$  и  $VT_2$ , и они начинают пропускать ток;

- во второй (II) промежуток времени положительного полупериода питающего напряжения подается напряжение на затвор транзистора  $VT_1$ , и он перестает пропускать ток, снимается напряжение с затвора транзисторов  $VT_2$  и  $VT_3$ , и они начинают пропускать ток;

- в третий (III) промежуток времени положительного полупериода питающего напряжения подается напряжение на затвор транзистора  $VT_2$ , и он перестает пропускать ток, снимается напряжение с затвора транзисторов  $VT_1$  и  $VT_3$ , и они начинают пропускать ток;

- в четвертый (IV) промежуток времени отрицательного полупериода питающего напряжения подается напряжение на затвор транзистора  $VT_1$ , и он перестает пропускать ток, снимается напряжение с затвора транзисторов  $VT_2$  и  $VT_3$ , и они начинают пропускать ток;

- в пятый (V) промежуток времени отрицательного полупериода питающего напряжения подается напряжение на затвор транзистора  $VT_2$ , и он перестает пропускать ток, снимается напряжение с затвора транзисторов  $VT_1$  и  $VT_3$ , и они начинают пропускать ток;

- в шестой (VI) промежуток времени отрицательного полупериода питающего напряжения подается напряжение на затвор транзистора  $VT_3$ , и он перестает пропускать ток, снимается напряжение с затвора транзисторов  $VT_1$  и  $VT_2$ , и они начинают пропускать ток.

Исходя из выше изложенного можно сделать вывод, что данное устройство обладает рядом преимуществ таких как: высокая мощность (из-за того, что каждая обмотка подключается на полное фазное напряжения) при работе в однофазной сети; компактность (транзисторы имеют габариты существенно меньше чем конденсаторы), высокая надежность (меньше комплектующих), дешевизна, а также возможность реверса.

#### Список литературы:

1. <http://www.delaysam.ru>
2. <http://sekrety-masterov.ru>
3. Однофазно-трехфазный транзисторный преобразователь частоты, ведомый сетью: пат. 121406 Рос. Федерации. №2012118444/07; заявл. 03.05.2012; опубл. 20.10.12, Бюл. №4 – 3с.

#### Моделирование однофазного замыкания в сети, не имеющей устройств для компенсации ёмкостного тока

*Федюк Р.С., Даниленко В.В., Комардин Д.В., Миронов К.К., Пуйка И.А.  
Дальневосточный федеральный университет, г. Владивосток, Россия*

Электрические сети способны работать с изолированной или заземленной нейтралью генераторов и трансформаторов. Электросети 6-35 кВ работают с изолированной нейтралью трансформаторов. Сети более низкого напряжения (до 1000 В) могут работать как с заземленной, так и с изолированной нейтралью.

Как бы хорошо в целом не была выполнена изоляция токоведущих частей электрооборудования от земли, все же проводники электросети всегда имеют связь с землей. Эта связь существует двоякого рода:

1. Изоляция токоведущих частей всегда имеет сопротивление определенной конечной величины. Соответственно какой-то, пусть и минимальный ток, всегда проходит сквозь даже самую надежную изоляцию.

2. Связь второго рода образуется емкостью проводников сети по отношению к земле. Это иллюстрируется следующим примером. Все проводники можно представить в виде двух обкладок конденсатора, между которыми находится диэлектрик. В воздушных линиях: обкладки – это проводники, а диэлектрики – воздух между ними. А в кабельных линиях обкладками являются жила и металлическая оболочка соединенная с землей, а диэлектриком изоляция кабеля. При переменном напряжении изменение зарядов конденсатора вызывает прохождение между ними электрического переменного тока. Эти так называемые емкостные токи равномерно распределены по длине провода и в каждом отдельном участке тоже замыкаются через землю. Чем больше длина сети, тем большую величину имеют токи утечки и емкостные токи [1].

Рассмотрим, что произойдет, если в одно из фаз через недостаточное сопротивление произойдет замыкание на землю. Поскольку сопротивление между проводом слабо изолированной фазы и землей мало, сопротивления утечки и емкости этой фазы шунтируются через землю. Теперь под воздействием линейного напряжения сети, через данное место в земле будут проходить ток двух оставшихся фаз. Если же замыкание происходит не на землю, а, например, на корпус электроустановки, то это называется замыканием на корпус. Если этот корпус электроприемника не имеет связи с землей, то он приобретает потенциал фазы и прикосновение к корпусу будет равносильно прикосновению к фазе. Через тело человека, его обувь, пол, землю, сопротивления утечки и емкостные сопротивления, образуется замкнутая цепь, ток в которой может нанести серьезные повреждения [2].

В сетях с изолированной нейтралью напряжением до 1000 В токи утечки и емкостные токи обычно невелики (не более нескольких ампер). Эти токи недостаточны для расплавления плавких вставок и выключения автоматов. При напряжении выше 1 кВ основное значение имеют емкостные токи, которые могут достигать десятков ампер. Однако в этих случаях при однофазном замыкании выключение не предусматривается, чтобы не создавать перебои в работе техники. Но в этом случае происходит перераспределение напряжения в рабочих фазах, напряжение возрастает до линейного и происходит второе замыкание на землю в другой фазе. Поэтому всякое замыкание должно рассматриваться как аварийная ситуация и снимать

Моделирование однофазного замыкания производилось в программе Micro-Cap 10 [3].

Источники переменного напряжения V1, V2, V3 с амплитудой  $U_m = 6000\sqrt{\frac{2}{3}}$ , сдвинутых относительно друг друга на  $\frac{2\pi}{3}$ , образуют симметричную трёхфазную систему напряжений. Фазы

этой системы по отношению к земле имеют ёмкости C1, C2, C3, которые равны 5 мкФ. Активные утечки по изоляции очень малы, наличием их можно учесть сопротивлениями R2, R3, R4, равными 10 Мом. Замкнутый ключ SW3 имитирует однофазное короткое замыкание через сопротивление R1, равное 100 Ом. Частота  $f$  источника напряжения равна 50 Гц. В качестве зависимого источника служит источник тока G1, управляемый напряжением. Связь выходного тока источника G1с входным (управляемым) напряжением  $U$  осуществляется по уравнению:  $I=U \cdot G$ , где  $G$  – передаточная проводимость источника тока (его коэффициент передачи). На рис. 1 приведена схема модели сети с незаземлённой нейтралью.

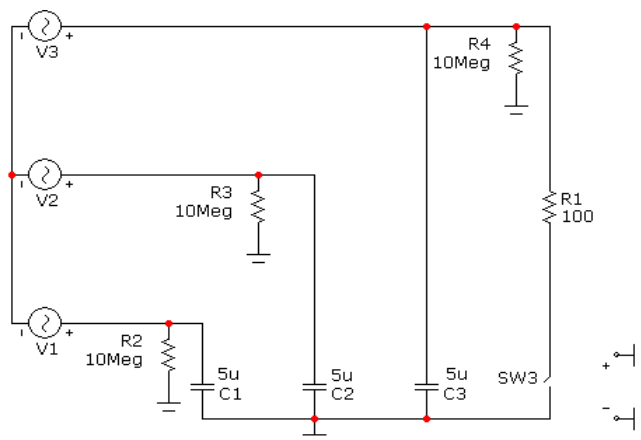


Рис. 1. Схема модели с незаземлённой нейтралью

На рис. 2 показан график изменения во времени тока КЗ через сопротивление R1, для электрической сети, изображённой на рис. 1. До замыкания ключа SW3 ток равнялся нулю. В момент замыкания ток стал равным 50 А, а амплитуда установившегося значения – 20,9 А. Практически те же самые результаты получены в п. 6.2.

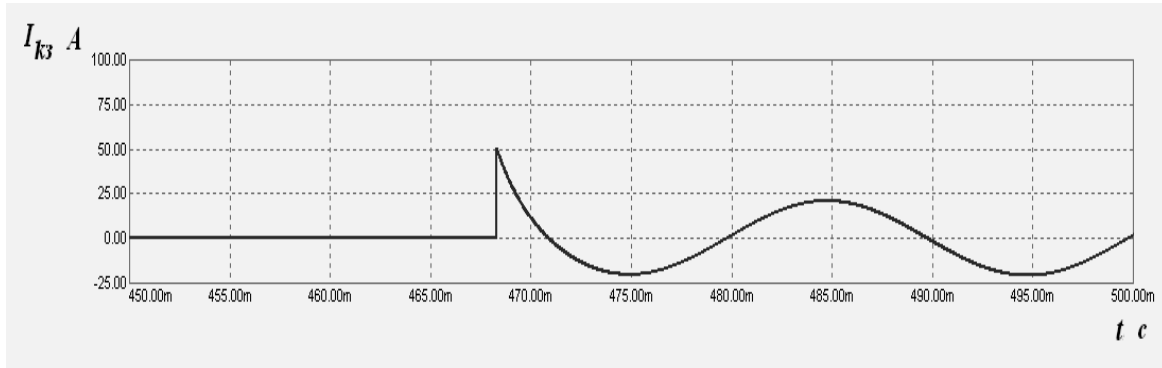


Рис. 2. Ток однофазного короткого замыкания

На рис. 3 показан график изменения во времени напряжения на нейтрали сети до возникновения КЗ и после. Амплитуда установившегося напряжения равна 4,43 кВ.

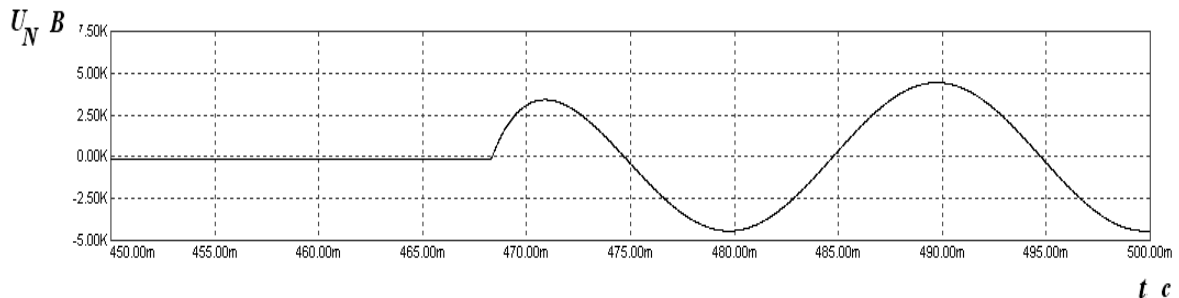


Рис. 3. Напряжение на нейтрали

#### Список литературы:

1. Fediuk R.S. Mironov K.K., Pujka I.A. Causes and effects of single-phase ground fault (to the hull) // Интеллектуальные энергосистемы: труды II Международного молодёжного форума. В 2т. Томск 6-10 октября 2014г. Т.1.-Материалы II Международного форума «Интеллектуальные энергосистемы». - С. 182-184.
2. Fediuk R.S. Danilenko V.V., Komardin D.V., Mironov K.K., Pujka I.A. // Актуальні проблеми автоматизації та управління: матеріали конференції. Випуск №2, 2014 – Луцк, 2014. – С. 13-15.
3. Амелина М.А. Программа схемотехнического моделирования Micro-Cap 8 / М.А. Амелина, С.А. Амелин. – М.: Горячая линия – Телеком, 2007. – 464 с.

#### Проверка с помощью критерия Пирсона статистической гипотезы о распределении генеральной совокупности по закону Вейбулла–Гнеденко

Голдаев С.В., Радюк К.Н.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Распределение Вейбулла – Гнеденко находит применение при количественном анализе надежности различных технических и энергетических систем [1–3], моделировании процессов, имеющих вероятностную природу [4]. Так, наработка до отказа ряда невосстанавливаемых узлов близка к такому распределению. Оно описывает отказы механических систем, имеющих место в начальный период эксплуатации, а также отказы из-за хрупких и усталостных разрушений [2], для аппроксимации результатов измерений скорости ветра часто используют функцию распределения Вейбулла–Гнеденко [5].

На основе изучения методами математической статистики результатов наблюдений или регистрации событий в журнале эксплуатации объектов, составленных актов отказов, выявляются закономерности, которым подчинены отказы энергетического оборудования [6,7].

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

Наличие в технологических схемах энергоблоков большого количества однотипных элементов вызывает необходимость применять статистические методы [7].

Широкому использованию этого вида распределения в инженерной практике при количественном анализе показателей надежности объектов, обработке статистических данных, препятствует то обстоятельство, что ряд расчетных формул содержат гамма-функцию  $\Gamma(x)$  – несобственный интеграл, определяемый следующим образом

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} \exp(-t) t^{x-1} dt.$$

Значения этой специальной функции приведены в приложениях к учебным пособиям, например [3], или в справочной литературе [8].

В работе [9] представлена методика расчета на персональном компьютере показателей надежности объектов, подчиняющихся распределению Вейбулла-Гнеденко. При реализации ее на Турбо Паскале для вычисления  $\Gamma(x)$  выбрано интерполяционное выражение, имеющее погрешность менее  $10^{-4}$  при значениях  $x < 60$  [8]

$$\Gamma(x) \cong \frac{\sqrt{(2\pi/y)} \exp\{y[\ln(y)-1] + 1/(12y)\}}{x(x+1)(x+2)(x+3)(x+4)(x+5)},$$

где  $y = x + 6$ .

Кроме расчета статистических характеристик случайных величин (математического ожидания, дисперсии, среднеквадратичного отклонения и т.д.), основной задачей такого анализа результатов исследования является проверка статистических гипотез [1–4], которая заключается в сопоставлении некоторых критериев проверки, вычисляемых по выборке, со значениями этих показателей, определенных теоретически в предположении, что проверяемая гипотеза верна.

Принятие или отклонение гипотезы осуществляется с привлечением уровня значимости  $\alpha$ , который выбирается до получения выборки. Часто в технике употребляется уровень значимости, равный 0,05, реже используются другие – 0,1; 0,02; 0,01 и т.д.). Меньшие значения  $\alpha$  соответствуют данным, полученным с высокой точностью и в большом объеме. Уровню значимости соответствует доверительная вероятность  $p = 1 - \alpha$ . Используя гипотезу о распределении оценки (критерия значимости), по этой вероятности находят доверительные границы.

Ниже описан вариант реализованной на Турбо Паскале автоматизированной проверки статистической гипотезы о принадлежности экспериментальных данных распределению Вейбулла-Гнеденко с помощью критерия Пирсона. Такая процедура может быть осуществлена аналогично проверке гипотезы об экспоненциальном распределении со следующими изменениями: число степеней свободы  $r = k - 3$  [3]. Более подробно алгоритм описан в работе [4], где приведен вариант проверки гипотезы о соответствии статистических данных распределению Вейбулла-Гнеденко.

Считаются известными:  $N$  – количество измерений физического параметра;  $m$  – число интервалов для определяемой величины;  $Y_{1i}$  – левая граница  $i$ -го интервала;  $Y_{2i}$  – правая граница  $i$ -го интервала;  $Y_c$  – середина  $i$ -го интервала;  $n_i$  – частота попадания измеряемой величины в  $i$ -й интервал;  $w_i = n_i / N$  – относительная частота.

Выборочная средняя измеряемой величины и выборочная дисперсия вычисляются по формулам:

$$Y_{bc} = \sum_{i=1}^m w_i Y_{ci}, \quad D_b = \sum_{i=1}^m w_i (Y_{ci} - Y_{bc})^2. \quad (1)$$

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

Плотность функции распределения и ее функция, вероятность безотказной работы, математическое ожидание и дисперсия находятся таким образом [1, 2], [4]:

$$\begin{aligned}
 f(t) &= (b/c)(t/c)^{b-1} \cdot \exp\left[-(t/c)^b\right], \\
 F(t) &= 1 - \exp\left[-(t/c)^b\right], \\
 P(t) &= \exp\left[-(t/c)^b\right], \\
 Y_c &= c\Gamma(1+1/b); \\
 \sigma^2 &= c^2\{\Gamma(1+2/b) - [\Gamma(1+1/b)]^2\},
 \end{aligned}
 \tag{2}$$

где  $b$  и  $c$  – коэффициенты аппроксимации;  $b$  называется параметром формы,  $c$  – параметром масштаба.

Коэффициент аппроксимации  $b$  находится из решения трансцендентного уравнения

$$\Gamma(1+2/b)/\Gamma^2(1+1/b) = 1 + \sigma^2/Y_{bc}^2. \tag{3}$$

Второй коэффициент вычисляется по формуле

$$c = Y_{bc} / \Gamma(1+1/b). \tag{4}$$

При использовании критерия Пирсона число степеней свободы подсчитывается по формуле  $k = s - 1 - r$ , где  $s$  – число разрядов;  $r$  – число параметров, оцениваемых по выборке.

Число степеней свободы  $r$  распределения  $\chi^2$  равно числу разрядов  $k$  минус число наложенных связей:  $\sum_{i=1}^8 p_i^* = 1$ ; 2)  $m = m_x^*$ .

Эмпирическое значение критерия Пирсона  $\chi_H^2$  находится по формуле

$$\chi_H^2 = N \sum_{i=1}^m (w_i - P_i)^2 / P_i. \tag{5}$$

Вероятность попадания  $P_i$  значения случайной величины  $Y_i$  в  $i$ -й интервал, вычисляется так [1, 2, 4]

$$P_i = \begin{cases} F(Y_{2i}) - F(Y_{1i}), & i = 1, 2, 3, \dots, m-1, \\ 1 - F(Y_{1m}), & i = m. \end{cases} \tag{6}$$

Для облегчения автоматизации проверки гипотезы вместо табличных значений критических точек [2], [10] распределения  $\chi_p^2$  была использована упрощенная аппроксимация Корниша–Фишера, справедливая для произвольного значения числа степеней свободы [10]

$$\chi_p^2(k) = k + u_p \sqrt{2k} + 2u_p(u_p - 1)/3 + u_p(u_p - 7)/(9\sqrt{2k}). \tag{7}$$

Квантиль уровня стандартного нормального распределения  $u_p$  находится по следующей формуле [10]

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

которая имеет относительную погрешность менее 0,03%.

Если в ходе расчета эмпирическое значение  $\chi_H^2$  окажется меньше теоретического значения критерия  $\chi_p^2$ , то считается подтвержденной выдвинутая гипотеза. Тестирование программы на Турбо Паскале проверки по критерию Пирсона гипотезы о распределении Вуйбулла–Гнеденко осуществлялось решением примера, рассмотренного в работе [4].

В таблице приведены результаты расчетов по разработанной программе (вторая строка) и представленные в работе [4] (третья строка).

**Таблица. Результаты расчетов**

| $Y_{bc}$ | $D_b$  | $b$   | $c$    | $\chi_H^2$ | $\chi_p^2$ |
|----------|--------|-------|--------|------------|------------|
| 10,553   | 57,780 | 1,40  | 11,516 | 13,92      | 26,091     |
| 10,453   | 43,633 | 1,622 | 11,672 | 2,573      | 26,217     |

Различие в значениях коэффициента  $b$  связано с ошибочным решением трансцендентного уравнения (3), в чем можно убедиться непосредственной проверкой. В работе [4] отсутствует информация о том, каким методом оно решалось, как вычислялась гамма-функция. Несущественное отличие в значениях  $\chi_p^2$  подтверждает применимость аппроксимаций (7) и (8). Малое значение  $\chi_H^2$

эмпирического критерия Пирсона, полученное в работе [4], может быть обусловлено небрежностью. Тем не менее, выполняется неравенство  $\chi_N^2 < \chi_p^2$ .

В случае подтверждения выдвинутой гипотезы можно вычислить нижнюю и верхнюю доверительные границы для вероятности безотказной работы и времени наработки на отказ анализируемого энергетического оборудования по автоматизированной методике [9].

Известно, что при значении коэффициента аппроксимации  $b = 1$ , распределение Вейбулла–Гнеденко переходит в экспоненциальное распределение, а при  $b = 3,3$  – оно близко к нормальному [1-3, 12]. Поэтому разработанная программа может использоваться и при расчете показателей надежности технологических установок, описываемых этими распределениями [1-3], [11].

Таким образом, автоматизация алгоритма проверки по критерию Пирсона гипотезы о распределении Вейбулла–Гнеденко генеральной совокупности расширяет возможности программного обеспечения (методы структурных схем, статистических испытаний и интенсивностей переходов, проверок статистических гипотез по критерию Пирсона экспоненциального и нормального распределений), реализованного на Турбо Паскале [8], [11, 12].

#### Список литературы:

1. Надежность теплоэнергетического оборудования ТЭС и АЭС: / Г.П. Гладышев, Р.З. Аминов, В.З. Гуревич и др. – М.: Высшая школа, 1991. – 303 с.
2. Шубин В.С. Рюмин Ю.А. Надежность оборудования химических и нефтеперерабатывающих производств – М.: Химия, 2006. – 359 с.
3. Кузнецов Н.Л. Надежность электрических машин. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 432 с.
4. Константинов В.Н., Абдрахманов Р.С. Выбор ветро-энергетических установок и оценка их производительности //Изв. вузов. Проблемы энергетики – 2005 –№11-12 – С.48–52.
5. Константинов В.Н., Абдрахманов Р.С. Оценка производительности ветро-энергетической установки с помощью распределения Вейбулла // Изв. вузов. Проблемы энергетики – 2006 – №11-12 – С.76–79.
6. Надежность санитарно-технической арматуры в эксплуатационных условиях/ А.П. Свинцов, А.Н. Малов, Ю.В. Николенко и др //Водоснабжение и санитарная техника –2009. –№6 – С.58–63.
7. Анализ показателей надежности вспомогательного оборудования энергоблоков / К.Э. Аронсон, Ю.М. Бродов, П.Н. Плотников и др. // Теплоэнергетика – 2011 – №8 – С.2–7.
8. Справочник по специальным функциям /Под ред. М. Абрамовица и И. Стигана. – М.: Наука, 1979. – 818 с.
9. Голдаев С.В., Коровина А.М., Радюк К.Н. Автоматизация расчета показателей надежности объектов, подчиняющихся распределению Вейбулла-Гнеденко /Материалы шестнадцатой Всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: эффективность, надежность, безопасность». – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – С.333–335.
10. Кобзарь А.И. Прикладная математическая статистика. Для инженеров и научных работников – М.: Физматлит, 2006. – 816 с.
11. Голдаев С.В. Практикум по надежности и оптимизации систем теплоэнергоснабжения. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 100 с.
12. Голдаев С.В., Коровина А.М., Радюк К.Н. Реализация в среде Турбо Паскаль методики прогнозирования показателей надежности объектов, подчиняющихся распределению Гаусса /Энергетика: эффективность, надежность, безопасность: Материалы докладов семнадцатой всероссийской научно-технической конференции - Томск: СПб Графикс, 2011 - С. 194–196.

#### Развитие технологии повышения надежности и экономичности контактных соединений электротехнического оборудования

Усков И.А., Жуков А.В., Гоман В.В.

Уральский федеральный университет, г. Екатеринбург, Россия

В электрических сетях и электротехническом оборудовании используется большое количество контактных соединений различных видов и типов. Общей проблемой эксплуатации контактных соединений, влияющей на надежность и экономичность работы электрических сетей и электротехнического оборудования, является рост переходного сопротивления при эксплуатации контактных соединений в результате образования оксидных пленок и износа рабочих

поверхностей контактных соединений (в подвижных контактах). Повышенное переходное сопротивление является причиной потерь электрической энергии, нагрева контакт-деталей и может привести к возгораниям, обрывам электрических цепей и аварийным отключениям. Для уменьшения указанных явлений требуется постоянный контроль состояния контактных соединений и проведение ряда регламентных работ. Принципиальным решением для повышения надежности и экономичности работы контактных соединений является применение на рабочих поверхностях контакт-деталей защитных металлических покрытий, причем в ряде случаев их применение требуется по ГОСТ 10434-82 «Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования».

Для получения защитных металлических покрытий применяются различные способы, такие как лужение и серебрение рабочих поверхностей контактных устройств, а также использование в них различных токопроводящих смазок. Однако, способы нанесения оловянистых и серебряных покрытий (гальваника, лужение, электроискровое или плазменное напыление) связаны либо с применением специального оборудования, либо со значительным нагревом контакт-деталей, что во многих случаях, особенно, в условиях эксплуатации на действующем электрооборудовании, затрудняет или исключает возможность их использования. Токопроводящие смазки являются покрытием недолговечным и могут лишь улучшить стабильность переходного электрического сопротивления, не снижая его величину [9].

В УрФУ разработана технология нанесения защитных металлопокрытий на рабочие поверхности контакт-деталей, позволяющая в 10-15 раз уменьшить и стабилизировать на уровне первоначальной сборки величину переходного электрического сопротивления в разборных контактных соединениях, снизить потери электроэнергии и нагрев в этих устройствах, обеспечить возможность непосредственного соединения медных и алюминиевых контакт-деталей без каких-либо наплавов и вкладышей [9].

Новизна предложенной технологии заключается в том, что для получения защитного металлопокрытия использован процесс контактного твердо-жидкого плавления, при котором взаимодействие твердого металла с жидким происходит ниже температуры автономного плавления твердого металла. В самом общем виде процесс состоит из двух стадий: локальное плавление твердого металла после смачивания его жидким поверхностно активным сплавом (бездиффузионная стадия), а затем диффузионное перемешивание атомов твердого металла из расплавленного объема и жидкой фазы нанесенного сплава (диффузионная стадия). После затвердевания на контактной поверхности образуется пленка металлопокрытия толщиной 5-10 микрон, которая представляет собой новое вещество (твердый раствор двух металлов), отличающееся по своим физическим, химическим свойствам и микроструктуре, как от материала контакт-деталей, так и от нанесенного на ее рабочую поверхность легкоплавкого сплава [9].

Применение в данной технологии поверхностно-активных галлиевых сплавов с температурой плавления 10-30°C позволяет нанести защитное металлопокрытие при температуре нагрева контакт-деталей не выше 40-45°C и не требует использования какого-либо специального оборудования, то есть позволяет наносить защитные металлопокрытия на рабочие поверхности контакт-деталей РКС не только в условиях стационарного производства, но и в реальных условиях работы действующего электротехнического оборудования на различных объектах электроэнергетики [9].

Технология является экологически чистой, т.к. само металлопокрытие и сплавы представляют собой материалы химически неактивные, не содержат токсичных металлов, способ нанесения металлопокрытий не представляет опасности для здоровья производственного персонала и не загрязняет окружающую среду [9].

Практически единственным способом контроля состояния контактных соединений в процессе эксплуатации и получения информации о результатах его модернизации, является периодическое измерение электрического сопротивления соединения во время его работы под нагрузкой.

Испытания проводились на 20 последовательно соединенных контактов с разными вариантами предварительной подготовки и защитного металлопокрытия на рабочих поверхностях контакт-деталей, подключенных к источнику постоянного тока. Плотность тока во время испытаний составляла  $j = I / S_p = 0,4$  А/кв.мм. Размеры контакт-деталей: ширина шин – 25 мм, толщина – 10 мм, длина рабочей поверхности – 25 мм.

Сопротивления  $R_k$  измерялись как при температуре окружающего воздуха (без токовой нагрузки, микроомметром МКИ-200), так и в процессе работы всей цепи РКС под нагрузкой (методом амперметра-вольтметра).

Чтобы максимально приблизить результаты измерений  $R_k$  к величине переходного сопротивления  $R_{\text{ПЕР}}$  конструкция болтового соединения была изменена таким образом, чтобы электрический ток мог передаваться от одной контакт-детали к другой только через эффективную площадь рабочей поверхности, минуя крепежные элементы (болты). Это достигалось за счет применения изоляционных прокладок между внешними относительно контактного соединения крепежными элементами и контакт-детальями (рис. 1).

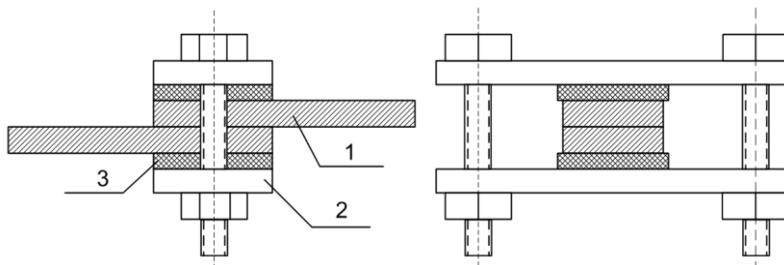


Рис. 1. Конструкция исследуемого болтового контактного соединения  
1 – контакт-детали; 2 – крепежные элементы; 3 – изоляционные подкладки  
Замеры проводились в точках на расстоянии 10 мм от краев зоны соединения контакт-деталей (рис. 2), согласно ГОСТ 17441-84.

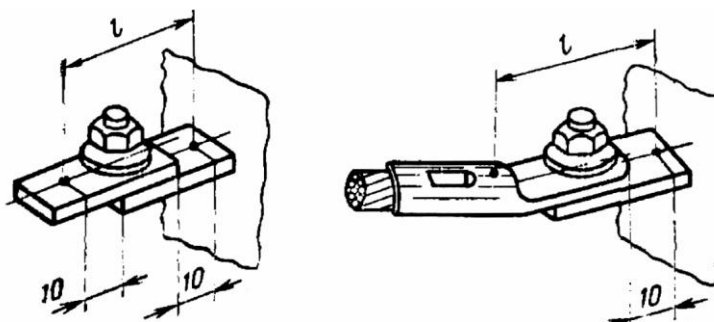


Рис. 2. Схема измерения (присоединения прибора)  
к плоскому выводу шины и многопроволочной жилы

Во время испытаний периодически задавались 10-часовые режимы работы РКС под нагрузкой с плотностью тока до 0,4 А/кв. мм, измерения  $R_k$  были сделаны в диапазоне температур нагрева от комнатной до 250 °С.

В ходе выполнения работы была продолжена серия экспериментов, начатая в 2004 году. Для подтверждения стабильности переходного сопротивления покрытых контактов по изложенной методике были проведены замеры переходного сопротивления, отмеченные в табл. 1 (\*).

В табл. 1 представлены результаты проведенных испытаний, после их обработки. Анализ этих результатов позволяет сделать следующие выводы:

1. РКС с защитным металлопокрытием обеспечивают стабилизацию переходного сопротивления на уровне первоначальной сборки в течение всего срока испытаний.

2. Снижение переходного электрического сопротивления  $R_{\text{ПЕР}}$  РКС с защитным металлопокрытием в зависимости от материала контакт-деталей составляет:

- алюминий-алюминий (Al-Al) – 10-15 раз;
- алюминий-медь (Al-Cu) – 3-7 раза;
- медь-медь (Cu-Cu) – 1,4-2 раза.

3. Величина сопротивления РКС не зависит от температуры нагрева контакт-деталей.



Таблица 1

| Контактные соединения              | Дата измерения $R_{пер.}$ , мкОм |          |          |          |          |          |           |           |           |
|------------------------------------|----------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|-----------|-----------|
|                                    | 12.05.04                         | 16.02.05 | 10.05.06 | 28.06.07 | 03.06.08 | 20.01.10 | 17.08.12* | 22.08.13* | 15.04.14* |
| Си луженый<br>Си луженый           | 15.5                             | 15.1     | 14.9     | 15.5     | 15.3     | 11.0     | 15.4      | 15.6      | 15.9      |
| Си с покрытием<br>Си с покрытием   | 12.7                             | 12.6     | 12.8     | 14.3     | 14.0     | 9.3      | 14.1      | 14.3      | 14.7      |
| Си луженый<br>Al без покрытия      | 25.4                             | 46.4     | 57.1     | 65.4     | 73.1     | 72.4     | 72.5      | 72.8      | 74,1      |
| Си с покрытием<br>Al с покрытием   | 14.5                             | 14.5     | 13.6     | 15.0     | 14.8     | 10.3     | 14.5      | 14.4      | 14.6      |
| Al с покрытием<br>Al с покрытием   | 17.2                             | 16.0     | 14.3     | 16.0     | 16.0     | 10.1     | 15.8      | 15.3      | 16.4      |
| Al без покрытия<br>Al без покрытия | 220                              | 273      | 276      | 288      | 294      | 280      | 298       | 304       | 301       |

В ходе экспериментов в лабораторных условиях решены следующие задачи:

1. Получены достоверные экспериментальные данные, которые свидетельствуют о том, что использование оптимизированных сплавов для получения защитных металлопокрытий обеспечивает стабильность величины переходного электрического сопротивления РКС на уровне первоначальной сборки в течение всего срока испытаний.

2. Применение оптимизированных вариантов технологии обеспечивает сопоставимый эффект с точки зрения величины переходного сопротивления РКС, и при этом они позволяют снизить трудоемкость нанесения покрытий за счет улучшения смачиваемости контактной поверхности жидким сплавом.

3. Применение защитных металлопокрытий на рабочих поверхностях контакт-деталей, кроме того позволяет значительно снизить потери электроэнергии, а так же нагрев этих соединений и уменьшить объем и стоимость эксплуатационных расходов.

4. Экспериментально проверена способность РКС устойчиво и надежно работать в диапазоне температур от  $-35^{\circ}\text{C}$  до  $250^{\circ}\text{C}$ .

**Проведение испытаний разборных контактных соединений с разрабатываемыми защитными металлопокрытиями в реальных условиях эксплуатации.**

Внедрение разработок в электрохозяйство предприятий требует проверки характеристик контактных соединений и их испытаний в реальных условиях эксплуатации. Измерения проводились микроомметром МКИ-200. Также проводился тепловизионный контроль тепловизором Testo 875i.

Объект "Ячейка питания компрессора на подстанции ОАО "ЕВРАЗ ВГОК". 06.09.2012 на минусовой опоре (одной из цепей обратного провода отрицательной полярности) системы питания железной дороги аглофаблики ОАО «Евраз ВГОК» установлены 7 контактных соединений (плашечных контактов). Контакты соединяют стальной прут (приваренный к рельсу) и многожильный алюминиевый провод, идущий от тяговой подстанции. Условия эксплуатации являются очень тяжелыми, т.к. контактные соединения находятся на открытом воздухе, могут быть покрыты снежным покровом, залиты водой, также подвергаются ударным токовым нагрузкам при прохождении на близлежащем участке железнодорожного пути груженого состава. Результаты измерений показаны в табл. 2.

Таблица 2. Результаты измерений на объекте №4

| Материал контактного соединения | Металло-покрытие | Дата измерения, $R_{пер.}$ , мкОм |            |
|---------------------------------|------------------|-----------------------------------|------------|
|                                 |                  | 06.09.2012                        | 28.11.2013 |
| Алюминий-бронза-сталь           | Да               | 48                                | 56         |
| Алюминий-бронза-сталь           | нет              | 1288                              | 1314       |

По данным табл. 2 видно, что образцы с металлопокрытием контакт-деталей имеют стабильное, мало изменяющееся переходное сопротивление, в отличие от образцов без металлопокрытия, переходное сопротивление которых растет, и при этом больше по величине примерно в 25 раз (!).

В настоящее время контактные соединения продолжают эксплуатироваться, замечания у обслуживающего персонала по работе данных контактных соединений отсутствуют. По данным тепловизионного контроля контактные соединения находятся в нормальном рабочем состоянии.

Объект - Трансформаторная подстанция 3157 Кировградского РЭС Нижнетагильских электрических сетей МРСК Урала. 20.06.2013. На контактные поверхности рубильника вводной секции 0,4 кВ и неподвижные контакты в местах присоединения кабельных наконечников фидера №2 было нанесено специальное защитное металлопокрытие на основе легкоплавких металлов. Были зафиксированы следующие результаты, полученные с помощью микроомметра 6237 DRLO.



Рис. 3. Рубильник вводной секции



Рис. 4. Кабельные наконечники

Таблица 3. Подвижные контакты рубильника

| № | Рпер, мкОм до нанесения металлопокрытия | Рпер, мкОм после нанесения металлопокрытия | Примечание        |
|---|-----------------------------------------|--------------------------------------------|-------------------|
| 1 | 400                                     | 52                                         | Фаза А, медь-медь |
| 2 | 1200                                    | 39                                         | Фаза А, медь-медь |
| 3 | 400                                     | 116                                        | Фаза В, медь-медь |
| 4 | 910                                     | 175                                        | Фаза В, медь-медь |
| 5 | 242                                     | Не наносилось                              | Фаза С, медь-медь |
| 6 | 640                                     | Не наносилось                              | Фаза С, медь-медь |

Таблица 4. Неподвижные контакты

| № | Рпер, мкОм до нанесения металлопокрытия | Рпер, мкОм после нанесения металлопокрытия | Примечание            |
|---|-----------------------------------------|--------------------------------------------|-----------------------|
| 1 | 91                                      | Не наносилось                              | Фаза А, алюминий-медь |
| 2 | 27                                      | 8                                          | Фаза В, алюминий-медь |
| 3 | 63                                      | 8                                          | Фаза С, алюминий-медь |

В настоящее время контактные соединения продолжают эксплуатироваться, замечания у обслуживающего персонала по работе данных контактных соединений отсутствуют. По данным тепловизионного контроля контактные соединения находятся в нормальном рабочем состоянии.

Выводы: испытания на реальных производственных объектах показали удовлетворительные результаты.

Далее результаты испытаний РКС с новыми типами металлопокрытий были систематизированы. Были вычислены регрессионные зависимости переходного сопротивления от времени для контактных соединений различной площади следующих типов: алюминий-алюминий, медь-медь, алюминий-медь. Введено понятие относительного переходного сопротивления

(отношение переходных сопротивлений однотипных контактных соединений с нанесенным металлопокрытием и без него). Данная относительная величина позволила исключить из анализа такой параметр, как размеры контактного соединения (геометрическая площадь). В итоге зависимость относительного переходного сопротивления от времени также была аппроксимирована по методу наименьших квадратов, что позволило получить аналитическое выражение и его коэффициенты. Полученные данные в дальнейшем будут использоваться в расчетах экономии электроэнергии для оценки экономической эффективности мероприятий по нанесению металлопокрытий.

Для получения аналитических выражений использовались наборы данных по переходному сопротивлению различных контактных соединений, отличающихся по материалу контакт-деталей (алюминий-алюминий, медь-медь, алюминий-медь) и геометрической площади. С точки зрения теории электрического контакта и практических наблюдений зависимость переходного сопротивления электрического контакта от времени следует наблюдать на протяжении не менее полугода. При сроках службы более 0,5-0,75 года переходное сопротивление меняется мало.

1. Выбраны оптимальные составы легкоплавких сплавов, предназначенных для нанесения защитных металлопокрытий на контактные соединения электротехнического оборудования;
2. Оптимизирована технология получения защитных металлопокрытий на контакт-деталях;
3. Разборные контактные соединения с защитным металлопокрытием нового типа испытаны в лабораторных условиях и в реальных условиях эксплуатации и показали хорошие результаты.

#### Список литературы:

1. Глазков Ю.П., Довганчук И.И., Каплун А.Б., Перельштейн Г.Н., Феклистов В.Н. Исследование жидкометаллического токосъема со сплавом галлий – индий. Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1985, №3, с. 92-99.
2. Дзекцер Н.Н., Висленев Ю.С. Многоамперные контактные соединения. – Л.: Энергоатомиздат, 1987.
3. Дзекцер Н.Н., Книгель В.А., Саргсян Л.Г. Монтаж контактных соединений в электроустановках. Справочник. – М.: Энергоатомиздат, 1995.
4. Лашко Н.Ф., Лашко С.В. Контактные металлургические процессы при пайке. – М.: Металлургия, 1997.
5. Маркова Л.В., Кончиц В.В., Мышкин Н.К. Экспериментальное изучение формирования металлических пятен контакта // Трение и износ. Т. 16, №2, 1995. С. 267-274.
6. Мышкин Н.К., Кончиц В.В., Браунович М. Электрические контакты. – Долгопрудный: Издательский дом Интеллект, 2008.
7. Найдиг Ю.В., Журавлев В.С. и др. Смачивание окисных материалов расплавами на основе галлия // Адгезия расплавов. – Киев, 1974.
8. Перельман Р.Г. Проектирование и эксплуатация жидкометаллических систем, Атомиздат, 1968, 260 с.
9. Перельштейн Г.Н., Сарапулов Ф.Н. Способ повышения надежности и экономичности работы разборных контактных соединений электротехнического оборудования. «Электротехнический рынок» №12 (18), декабрь 2007.
10. Сплав поверхностью – активный, легкоплавкий на основе галлия марок ПАС. ТУ 1768-001-37916403-2012. ООО «Энкон – сервис», Нижний Тагил, 2012.
11. Справочник по пайке; под ред. И.Е. Петрунина. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 2003.
12. Тихомирова О.И., Рузинов Л.П. и др. Изучение взаимной диффузии в системе галлий-медь // Физика металлов и металловедение. 1970. т.29, вып. 4.
13. Хольм Р. Электрические контакты. – М.: Ин. Лит, 1961.
14. Шекл И.А., Чаус И.С., Митюрева Т.Т. Галлий. – Киев : Изд-во технической литературы, 1963.
15. Яценко С.П. Галлий. Взаимодействие с металлами. – М.: Наука, 1974.

#### О законах регулирования возбуждения синхронных двигателей при питании от сети и автономного источника энергии

Камалов Т.С\*, Ташиева Х.Т.

*Институт Энергетики и автоматики Академии Наук Республики Узбекистан, г. Ташкент, республика Узбекистан*

В настоящее время мощные синхронные двигатели широко используются в ряде отраслей экономики Республики Узбекистан, в таких как: горно-металлургической, химической, насосных станциях систем машинного орошения, коммунальном хозяйстве и др.

С внедрением совершенных пусковых устройств, преобразователей частоты и цифровых систем возбуждения, а также с учетом компенсации реактивной мощности, появляются новые требования к условиям эксплуатации и режимам работы синхронного двигателя (СД). При этом одним из актуальных вопросов является рациональный выбор режима работы СД, обеспечивающий системой возбуждения с учетом варианта питания СД от источника питания.

При выборе закона регулирования возбуждения синхронных двигателей при питании их от источников энергии имеется в виду, когда СД питается от сети при фиксированной частоте питающего напряжения и автономного источника энергии с переменной частотой питающего напряжения.

Одной из задач управления режимом СД во взаимосвязи с питающей сетью является вопрос автоматического регулирования тока возбуждения в функции следующих параметров: по напряжению статора  $i_g = \varphi(U_C)$ ; по полному току статора  $i_g = \varphi(I_C)$ ; по углу  $\varphi$ , т.е. угла между током и напряжением статора  $i_g = \varphi(\varphi)$ ; по реактивному току статора, т.е.  $i_g = \varphi(I_P)$ ; по активному току статора, т.е.  $i_g = \varphi(I_A)$ ; по току возбуждения, т.е.  $i_g = \text{const}$ ; по внутреннему углу машины, т.е.  $i_g = \varphi(\theta)$ . Эти возможные режимы управления током возбуждения в функции приведенных параметров, исходят из поставленной цели и задач управления [1].

При питании СД от автономного источника – преобразователя частоты часть возможных вариантов управления уже теряют физическую сущность, к ним относятся регулирование тока возбуждения, обеспечивающий режим работы СД с выдачей реактивной энергии в сеть и поддержания уровня напряжения на зажимах электродвигателя и др. Это могут быть регулирование тока возбуждения: по напряжению статора  $i_g = \varphi(U_C)$ ; по углу  $\varphi$ , т.е. угла между током и напряжением статора  $i_g = \varphi(\varphi)$ , режим по току возбуждения, т.е.  $i_g = \text{const}$ .

При регулировании синхронного электродвигателя от преобразователя частоты – автономного источника питания появляются новые дополнительные условия автоматического регулирования возбуждением  $i_g$  – управление величиной тока возбуждения в функции частоты питающего напряжения (выходного напряжения преобразователя) на зажимах синхронного двигателя, т.е.  $i_g = \varphi(f)$ . Остальные режимы могут быть использованы в сочетании, например,  $i_g = \varphi(f)$ ,  $i_g = \varphi(I_C)$  и  $i_g = \varphi(U_C)$  при компаундированной системе;  $i_g = \varphi(f)$ ,  $i_g = \varphi(\theta)$  и др. сочетания.

Рассматриваются показатели по экономии электроэнергии при работе возбудителей синхронных двигателей обеспечивающих режим  $\cos\varphi=1$ . Расчетные данные проведены по составляющим уменьшения: потерь за счет исключения реактивной мощности потребляемой двигателем, потерь в питающей линии, полного тока (при отсутствии реактивного тока), потребления мощности возбудителем, потерь при посадках напряжения на статоре двигателя, нагрева обмоток статора и ротора по сравнению с номинальным режимом, а также надежности работы СД [2,3,4,5,6].

Другим важным вопросом работы СД от преобразователей частоты (автономных систем) является проблема обеспечения пуска крупных синхронных электродвигателей от преобразователей частоты соизмеримой мощности. При этом, важное значение имеет определение соотношения мощностей преобразователя частоты и электродвигателя с учетом того или иного способа форсирования пуска. В связи с этим рассматриваются пусковые процессы с учетом вариантов интенсивности разгона системы СД – рабочий механизм.

#### Список литературы:

1. Сыромятников И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей М.: Энергоатомиздат 1984г.
2. Готтер Г. Нагревание и охлаждение электрических машин. М-Л.: Госэнергоиздат 1961г.
3. Ермолин Н.П., Жерехин И.П. Надежность электрических машин. Л.: Энергия 1976г.
4. Камалов Т.С., Халиков С.С., Ходжикулов Х.Ж. Вопросы надежности крупных синхронных двигателей оросительных насосных агрегатов // Узб. Журнал Проблемы информатики и энергетики, 2001, №2. стр. 67-70.
5. Камалов Т.С., Халиков С.С., Ходжикулов Х.Ж. Математическая модель показателей надежности синхронных двигателей оросительных насосных агрегатов // Узб. Журнал Проблемы информатики и энергетики, 2002, №3. стр. 59-63.

6. Камалов Т.С., Ниязов У.У., Ташева Х.Т. Режимы работы синхронных электродвигателей на ОАО «NAVOIYAZOT» и их совершенствование // Узб. Журнал Проблемы информатики и энергетики, 2014, №3-4. стр. 66-72.

### Сухие силовые трансформаторы: различие технологий изготовления

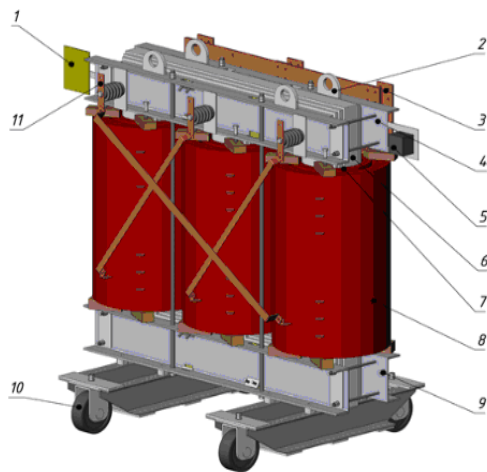
Хуан А.П., Нейман В.Ю, Ефанов В.Г.\*

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия

\*ЗАО «ЕХС», г. Новокузнецк, Россия

Трансформаторы производства группы компаний ЕХС производятся по технологии RESIN GLASS FIBER (RGF). Технология основана на применении в качестве высоковольтной изоляции композиционного материала.

Композиционный материал состоит из армирующего материала на основе алюмосиликатного стекла с тончайшими волокнами (элементарное волокно в 10 раз тоньше волоса) с повышенным содержанием кремния и с улучшенным свойством смачивания в сочетании с многокомпонентной электроизоляционной системой с высокими электроизоляционными свойствами.



- 1 Номинальная табличка
- 2 Стropовочные уши
- 3 Вывод обмотки НН (низкого напряжения)
- 4 Ярмовые балки
- 5 Устройство контроля температуры
- 6 Магнитопровод
- 7 Обмотка низкого напряжения
- 8 Обмотка высокого напряжения
- 9 Болт заземления
- 10 Транспортные колеса
- 11 Вывод обмотки ВН (высокого напряжения)

При создании данного композита наши специалисты подбирали соотношение электроизоляционной системы и армирующего материала, таким образом, чтобы максимально приблизить коэффициенты теплового расширения материала проводника и композита. Это свойство, позволяет эксплуатировать трансформатор в экстремальных условиях, например, включение трансформатора на номинальную нагрузку при низкой температуре окружающей среды.

Общий вид трансформатора TC(RG) представлен на рис. 1

Рис. 1. Общий вид трансформатора TC(RG)

В настоящее время большое распространение получила вакуумная технология (заливка обмоток эпоксидной системой под вакуумом), в виду меньшей трудоемкости изделия и более простого технологического цикла. Трансформаторы, изготовленные по такой технологии, считались безотказными в различных условиях эксплуатации, но в последнее время появилась

статистика отказов и недостатков данной технологии:

- появление трещин в обмотках при холодных пусках (внезапный набор нагрузки 70-100 %);
- охлаждение отключенного трансформатора до температур ниже -25°C;
- недостаточная стойкость к динамическим усилиям при коротких замыканиях.

Известный фактор, что трансформаторы с обмотками, выполненными по вакуумной технологии из эпоксидной изоляции с различными наполнителями (кварцевая мука, воластониты, тригидрат алюминия), недопустимо включать при низких температурах окружающей среды на номинальную нагрузку. Это связано с технологией и в меньшей мере зависит от наполнителя (наполнитель позволяет получить более прочный материал в сочетании с эпоксидной системой, а также удешевляет затраты на изделие).

Трансформаторы, изготовленные по технологии RGF, обладают очень высокой механической прочностью и допускают «холодные пуски» что учитывает особенности климата Сибири, а также Крайнего Севера. Обмотка одной из фаз такого трансформатора приведена на рис. 2.

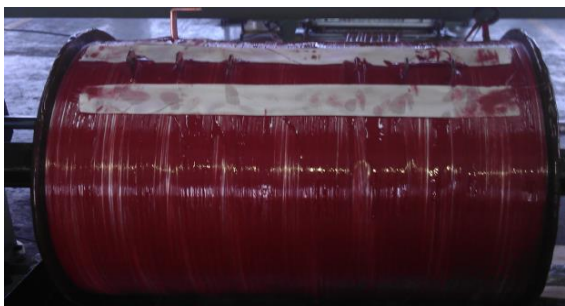


Рис.2. Обмотка трансформатора ТС (RG)

Также учитывая улучшенные свойства электрической прочности композитного материала данные трансформаторы выдерживают коммутационные и атмосферные перенапряжения. Это позволяет использовать быстродействующую вакуумную технику, а следовательно снижает ущерб при разрушающих последствиях коротких замыканиях в сети.

Благодаря высокой механической прочности (механическая прочность композита сопоставима с механической прочностью стали марки Ст3.) трансформаторы устойчивы к динамическим усилиям, возникающим при коротких замыканиях. Магнитопровод трансформаторов изготовлен из холоднокатаной анизотропной стали с низкими удельными потерями, что приводит, в общем, к снижению среднегодовых издержек предприятия, на протяжении всего срока эксплуатации изделия.

Обмотки низкого напряжения изготовлены из медной ленты, в качестве витковой изоляции в обмотках используется препрег на основе каландрированной бумаги Nomex фирмы DuPont, которая является мировым лидером. После термоотверждения витки обмотки склеиваются и образуют монолитную систему. Данный материал допускает длительно рабочую температуру до 220°C, что обеспечивает высокий тепловой запас устройства, а значит повышенные аварийные перегрузки, также благодаря использованию в обмотках ленты улучшается теплопередача устройства и отсутствие точек перегрева, что приводит к повышению надежности.

Таким образом, трансформаторы производства группы компаний ЕХС позволяют не только снизить среднегодовые издержки предприятия, связанные с эксплуатационным обслуживанием устройства, но и издержки предприятия, связанные с эксплуатационными потерями электроэнергии, а следовательно сокращают срок окупаемости изделия, сочетая Высокое качество и надежность. За 10 лет эксплуатации трансформаторов в различных климатических районах не было ни одного случая растрескивания изоляции.

#### Список литературы:

1. Колесов Ю.И., Кудрявцев М.Ю., Михайленко Н. Ю. Типы и составы стекол для производства непрерывного стеклянного волокна. // Стекло и керамика. 2001. № 6. - С. 5-10.
2. Зак А.Ф. Физико-химические свойства стеклянного волокна. М.: Ростехиздат. 1962. 224 с.
3. Постников С. Трансформаторная триальность // Новости электротехники. – 2002. №3. – С. 42-43.
4. <http://www.oaoex.ru>

#### Исследование влияния параметров нагрузки на перераспределение мощностей источников энергии в высоковольтных инверторно-трансформаторных СЭП КА

Черная М.М.

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

Тенденции развития систем электропитания автоматических космических аппаратов (СЭП КА) способствовали переходу к высоковольтной шине питания бортовых потребителей нагрузки (100 В). При этом, наиболее часто используемыми источниками электропитания являются солнечные (СБ) и аккумуляторные батареи (АБ). Основной решаемой задачей, возникающей при проектировании СЭП автоматических КА является согласования уровней напряжения нагрузки с напряжениями АБ и СБ, имеющей нелинейную вольт-ваттную характеристику (ВВХ) с ярко выраженным максимумом мощности [1]. Поэтому с целью повышения энергетической эффективности системы целесообразным является применение преобразователей энергии солнечных батарей с реализацией режима экстремального регулирования мощности (ЭРМ) солнечной батареи, способных регулировать напряжение на СБ по условию максимально снимаемой с нее мощности.

В работе [2] проведен анализ структур систем электропитания, построенных на основе преобразователей постоянного напряжения СЭП КА. Доказано, что преобразователи повышающего и понижающего типа имеют ограниченный диапазон поиска оптимальной точки на

вольт-амперной характеристике (ВАХ) и при значительном дрейфе ВАХ СБ они не способны наиболее полно использовать генерирующие способности СБ. Авторами предложено применение широкодиапазонных преобразователей: повышающе-понижающего преобразователя и преобразователя Кука. Методами математического и имитационного моделирования доказано, что широкодиапазонные преобразователи имеют гораздо лучший коэффициент использования по мощности СБ, однако, худшие значения КПД.

Другим вариантом решения поставленной задачи является разработка структур высоковольтных СЭП автоматических КА на основе инверторно-трансформаторных преобразователей [3, 4].

На рис. 1 приведены варианты построения СЭП КА со звеном повышенной частоты, обеспечивающие суммирование энергий СБ и АБ: СЭП с суммированием напряжений в общем контуре (инвертор напряжения) (рис. 1, а) и СЭП с суммированием токов в общем контуре (инвертор тока) (рис 1, б).

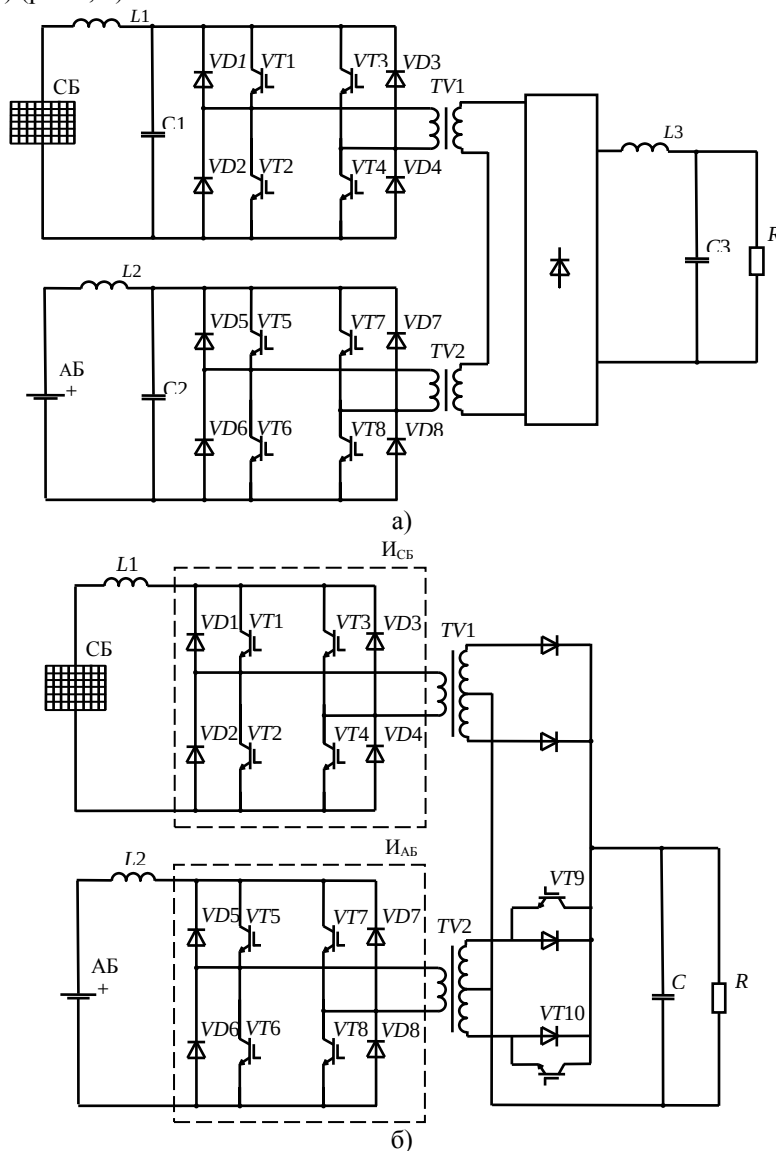


**Рис. 1** СЭП на основе инверторно-трансформаторных преобразователей: а) с суммированием напряжений в общем контуре; б) с суммированием токов выпрямителей в общем узле

Исследование характеристик инверторно-трансформаторных преобразователей (рис. 1) проводилось в программной среде MathCad 14 при следующих исходных данных: ВАХ1 (ВВХ1) СБ:  $U_{xx1} = 180$  В,  $U_{o1} = 148,6$  В,  $I_{k31} = 5,71$  А,  $I_{o1} = 5,35$  А; ВАХ2 (ВВХ2) СБ:  $U_{xx2} = 85,5$  В,  $U_{o2} = 70$  В,



$I_{кз2} = 3,65$  А,  $I_{о2} = 3,34$  А. Выходное стабилизируемое напряжение шины питания нагрузки  $U_H = 100$  В.

Для каждой из схем преобразователей на основе инверторов тока и напряжения определены коэффициенты трансформации из условия стабилизации выходного напряжения 100 В:

$$\kappa_{тр\_ит} = \frac{U_{max\_опт}}{U_H} = \frac{U_{01}}{U_H} = \frac{148,6}{100} = 1,486$$

$$\kappa_{тр\_ин} = \frac{U_{min\_опт}}{U_H} = \frac{U_{02}}{U_H} = \frac{70}{100} = 0,7$$

**Таблица 1.** Зависимость выходных параметров нагрузки от входных параметров солнечных и аккумуляторных батарей

| Параметр                 | $I_H$ , А                                                                                   | $U_H$ , В                                                                                   |
|--------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------|
| Тип инвертора            |                                                                                             |                                                                                             |
| Инвертор напряжения (ИН) | $I_{СБ} \cdot \frac{k_{тр\_ин}}{\gamma_{СБ}} = I_{АБ} \cdot \frac{k_{тр\_АБ}}{\gamma_{АБ}}$ | $U_{СБ} \cdot \frac{\gamma_{СБ}}{k_{тр\_ин}} + U_{АБ} \cdot \frac{\gamma_{АБ}}{k_{тр\_АБ}}$ |
| Инвертор тока (ИТ)       | $I_{СБ} \cdot k_{тр\_ит} \cdot \gamma_{СБ} + I_{АБ} \cdot k_{тр\_АБ} \cdot \gamma_{АБ}$     | $\frac{U_{СБ}}{\gamma_{СБ} \cdot k_{тр}} = \frac{U_{АБ}}{\gamma_{АБ} \cdot k_{тр\_АБ}}$     |

При этом расчет характеристик проводился при изменении мощности нагрузки:  $P_{Н1} = 1000$  Вт,  $P_{Н2} = P_{о1} = 795$  Вт,  $P_{Н3} = 500$  Вт и  $P_{Н4} = P_{о2} = 234$  Вт. Где  $P_{о1}$  и  $P_{о2}$  – мощности СБ при оптимальных значениях напряжения и тока для ВАХ1 и ВАХ2.

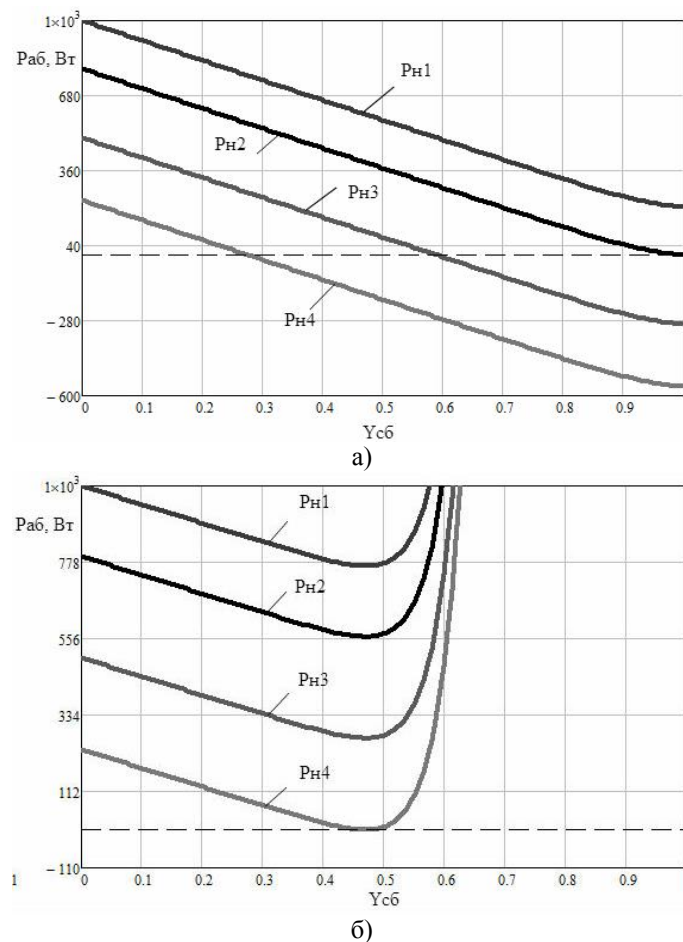


**Рис. 2** Зависимость мощности АБ  $P_{АБ}$  от  $\gamma_{СБ}$  для схемы преобразователя на основе ИТ



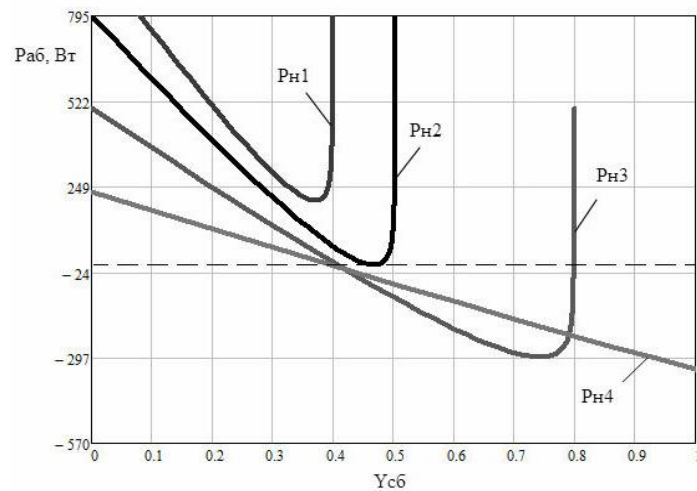
На рис. 2 приведены зависимости мощности генерируемой АБ  $P_{AB}$  от относительной длительности угла управления транзисторами инвертора СБ  $\gamma_{CB}$  для схемы преобразователя на основе инвертора тока.

На рис. 2, а, показано, что при ВАХ1 СБ и мощности нагрузки  $P_{H2} = 1000$  Вт инвертор  $I_{AB}$  осуществляет стабилизацию напряжения на нагрузке, обеспечивая необходимую добавку тока при условии, что инвертор  $I_{CB}$  работает в режиме ЭРМ СБ. Следовательно, 795 Вт передается в нагрузку от СБ и 205 Вт – от АБ (при  $\gamma_{CB} = 1$ ). При мощности нагрузки  $P_{H2} = 795$  Вт  $I_{CB}$  работает в режиме ЭРМ СБ, солнечная батарея автономно питает нагрузку, при этом АБ не используется. При мощности нагрузки  $P_{H3} = 500$  Вт и  $P_{H4} = 234$  Вт в режиме ЭРМ СБ инвертор  $I_{CB}$  осуществляет заряд АБ, что на характеристике отражено в виде участка с отрицательными значениями.

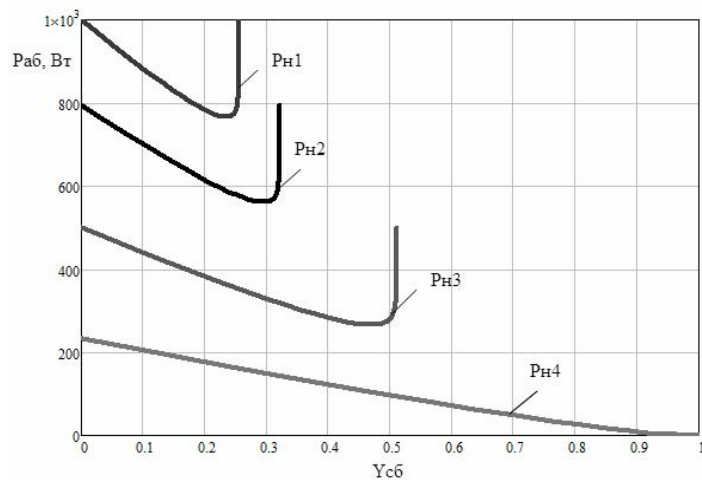
На рис. 2, б, показано, что при ВАХ2 СБ несмотря на то, что  $I_{CB}$  работает в режиме ЭРМ СБ (при  $\gamma_{CB} = 0,47$ ), при любых значениях мощностей нагрузки заряд АБ не будет осуществляться. При этом автономно СБ питает нагрузку только при мощности нагрузки  $P_H$  равной мощности СБ в оптимальной точке ее ВВХ.

Для схемы преобразователя на основе инвертора напряжения зависимости мощности генерируемой АБ  $P_{AB}$  от относительной длительности угла управления транзисторами инвертора  $\gamma_{CB}$  приведены на рис. 3.

Согласно рис. 3 перераспределение мощностей СБ и АБ для схемы преобразователя на основе ИН аналогично перераспределению мощностей источников электропитания в схеме преобразователя на основе ИТ при мощностях нагрузки  $P_{H1}$ ,  $P_{H2}$ ,  $P_{H3}$ . Однако, при  $P_{H4} = 234$  Вт и  $\gamma_{CB} = 1$ , система не может обеспечить режим ЭРМ СБ и солнечная батарея генерирует 568 Вт, 334 Вт из которых идут на заряд АБ.



а)



б)

Рис. 3. Зависимость мощности АБ  $P_{AB}$  от  $\gamma_{CB}$  для схемы преобразователя на основе ИН

На рис 3, а, по характеристикам видно, что при ВАХ1 СБ и при мощности нагрузки  $P_n$  меньше 374,5 Вт в системе наблюдается избыток мощности и инвертор И<sub>СБ</sub> не может работать в точке ВАХ СБ с максимальной мощностью. Следовательно, для обеспечения режима ЭРМ СБ во всем диапазоне дрейфа ВАХ СБ, необходимо уменьшение коэффициента трансформации  $k_{тр\_ин}$  до значения 0,437 (рис. 4).

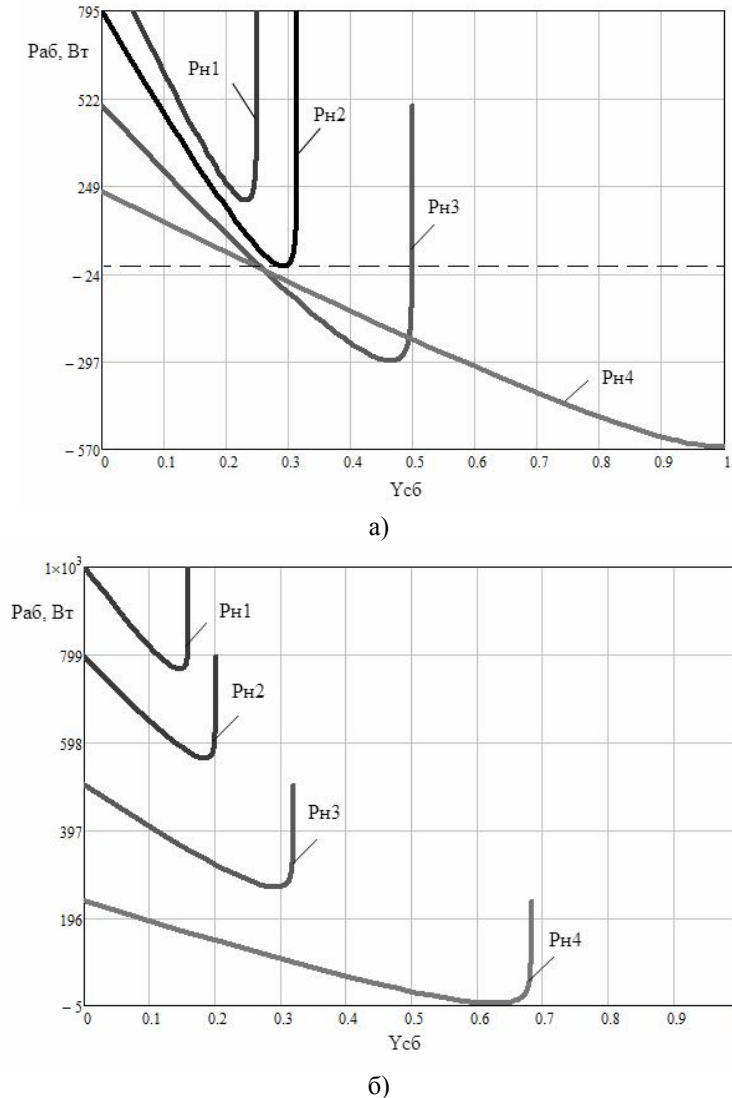


Рис. 4 Зависимость мощности АБ  $P_{AB}$  от  $\gamma_{СБ}$  при  $k_{тр\_ин} = 0,437$  для: а) ВАХ1; б) ВАХ2

Результаты, полученные методами математического моделирования и отражающие перераспределение мощностей источников энергии в системах электропитания автоматических космических аппаратов на основе инверторно-трансформаторных структур приведены в таблице 2.

Характеристики  $P_{AB}$  от  $\gamma_{СБ}$  преобразователя на основе инвертора тока (рис. 2) при различных мощностях нагрузки показывают, что дрейф напряжения оптимальной точки ВАХ СБ требует пропорционального изменения длительности импульсов тока СБ инвертора  $\gamma_{СБ}$ , при этом при изменении мощности нагрузки оптимальное значение  $\gamma_{СБ}$  не меняется. Перераспределение токов первичного и вторичного источников энергии происходит без изменения  $\gamma_{СБ}$  и  $\gamma_{AB}$ .

В схеме на основе инвертора напряжения характеристики зависимости  $P_{AB}$  от  $\gamma_{СБ}$  (рис. 3) показывают, что оптимальное значение  $\gamma_{СБ}$  существенно зависит от мощности нагрузки, что объясняется прямой связью между током СБ и током нагрузки.

Согласно таблице 2 в схеме на основе ИН для обеспечения режима ЭРМ СБ при минимальной нагрузке и ВАХ1 (ВВХ1) уменьшение  $k_{тр\_ин}$  до значения равного 0,437 привело к существенному сдвигу и сужению диапазонов регулирования  $\gamma_{СБ}$  как в режиме стабилизации

мощности для ВАХ1 и ВАХ2, так и в режиме ЭРМ СБ, что в свою очередь приводит к завышению габаритных мощностей элементов схемы.

**Таблица 2.** Перераспределение мощностей СБ и АБ при изменении мощности нагрузки

| Тип инвертора                      | Мощность нагрузки |                            | 1000 Вт | 795 Вт | 500 Вт | 234 Вт |
|------------------------------------|-------------------|----------------------------|---------|--------|--------|--------|
| ИТ ( $k_{\text{ТР\_ИТ}} = 1,486$ ) | ВАХ1 и ВВХ1       | $P_{\text{СБ}}, \text{Вт}$ | 795     | 795    | 795    | 795    |
|                                    |                   | $P_{\text{АБ}}, \text{Вт}$ | 205     | 0      | - 295  | - 561  |
|                                    |                   | $\gamma_{\text{СБ опт}}$   | 1       | 1      | 1      | 1      |
|                                    | ВАХ2 и ВВХ2       | $P_{\text{СБ}}, \text{Вт}$ | 234     | 234    | 234    | 234    |
|                                    |                   | $P_{\text{АБ}}, \text{Вт}$ | 766     | 561    | 266    | 0      |
|                                    |                   | $\gamma_{\text{СБ опт}}$   | 0,47    | 0,47   | 0,47   | 0,47   |
| ИН ( $k_{\text{ТР\_ИН}} = 0,7$ )   | ВАХ1 и ВВХ1       | $P_{\text{СБ}}, \text{Вт}$ | 795     | 795    | 795    | 568    |
|                                    |                   | $P_{\text{АБ}}, \text{Вт}$ | 205     | 0      | - 295  | - 334  |
|                                    |                   | $\gamma_{\text{СБ опт}}$   | 0,39    | 0,47   | 0,75   | -      |
|                                    | ВАХ2 и ВВХ2       | $P_{\text{СБ}}, \text{Вт}$ | 234     | 234    | 234    | 234    |
|                                    |                   | $P_{\text{АБ}}, \text{Вт}$ | 766     | 561    | 266    | 0      |
|                                    |                   | $\gamma_{\text{СБ опт}}$   | 0,24    | 0,29   | 0,47   | 1      |
| ИН ( $k_{\text{ТР\_ИН}} = 0,437$ ) | ВАХ1 и ВВХ1       | $P_{\text{СБ}}, \text{Вт}$ | 795     | 795    | 795    | 795    |
|                                    |                   | $P_{\text{АБ}}, \text{Вт}$ | 205     | 0      | - 295  | - 561  |
|                                    |                   | $\gamma_{\text{СБ опт}}$   | 0,24    | 0,29   | 0,47   | 1      |
|                                    | ВАХ2 и ВВХ2       | $P_{\text{СБ}}, \text{Вт}$ | 234     | 234    | 234    | 234    |
|                                    |                   | $P_{\text{АБ}}, \text{Вт}$ | 766     | 561    | 266    | 0      |
|                                    |                   | $\gamma_{\text{СБ опт}}$   | 0,15    | 0,19   | 0,3    | 0,65   |

*Работа выполнена в рамках Программы стратегического развития Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники 2012-2016, проект 2.3.1, подпроект 2.3.1.2.*

#### Список литературы:

1. Раушенбах Г. Справочник по проектированию солнечных батарей: Пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 360 с.
2. Черная М.М., Шиняков Ю.А. Осипов А.В. Анализ преобразователей постоянного напряжения фотоэлектрических систем электропитания // Материалы международной научно-технической конференции «Актуальные проблемы электронного приборостроения». – г. Саратов, 2014. – Т. 2. – С. 174-181.
3. Системы электропитания космических аппаратов на основе регулируемых преобразователей с промежуточным звеном повышенной частоты / А.В. Осипов, Ю.А. Шиняков, А.И. Отто, М.М. Черная // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. – № 4. – С. 126-132.
4. Системы электропитания космических аппаратов на основе регулируемых инверторов тока / А.В. Осипов, Ю.А. Шиняков, А.И. Отто, М.М. Черная, А.А. Ткаченко // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 324. – № 4. – С. 102-109.

#### Особенности частотного управления вентильным двигателем с постоянными магнитами

*Кодкин В.Л., Шмарин Я.А.*

*Национальный исследовательский Южно-Уральский государственный университет, г. Челябинск, Россия*

Вентильные электродвигатели с постоянными магнитами находят широкое применение в современных регулируемых электроприводах, что объясняется произошедшими за последними годы существенными улучшениями в технологии производства магнитов и снижением их цены. Вентильные электроприводы имеют хорошие регулировочные показатели и по энергетическим характеристикам – вес, габариты, КПД,  $\cos \varphi$  – не уступают асинхронным электроприводам. Чаще всего отечественным разработчикам электроприводов приходится проектировать и электронные коммутаторы (ЭК), управляемые датчиками углового положения ротора электродвигателя [1]. Такие схемы управления создают значительные пульсации механического момента из-за ошибок в работе коммутаторов. Что снижает энергетические характеристики привода и ставят под вопрос преимущества данного привода перед асинхронными. К тому же, выпускаемые малыми партиями

электронные коммутаторы не обладают необходимой надежностью. В связи с этим, представляет особый интерес решение проблемы создания надежной высококачественной системы управления вентильными электродвигателями.

Несмотря на большое разнообразие алгоритмов управления работой ЭК (дискретная коммутация, ШИМ-регулирование напряжения, векторное управление) по своей внутренней структуре ЭК представляет собой автономный инвертор напряжения, который формирует на выходе переменное напряжение необходимой частоты для питания обмоток электродвигателя [2, 3]. Аналогичными функциями и структурой обладают преобразователи частоты и напряжения (ПЧН), широко используемые, в основном, в асинхронном электроприводе. Использование некоторых ПЧН для питания синхронных (вентильных) электродвигателей предусматривается их инструкцией по эксплуатации, однако примеров практического использования ПЧН в таком режиме очень мало.

Принято считать, что частотное управление вентильными двигателями с постоянными магнитами обладает рядом недостатков:

- частотное управление позволяет поддерживать скорость с высокой точностью, но при набросах нагрузки возможно выпадение из синхронизма;
- вращающееся магнитное поле, создаваемое статором, наводит переменный магнитный поток в железе ротора, который взаимодействуя с магнитным полем, создаваемым постоянными магнитами, установленными на роторе, уменьшает момент и ухудшает энергетику привода;
- преобразователи частоты работают с синхронными двигателями, только если магнитный поток, создаваемый постоянными магнитами ротора синусоидален.

С целью изучения описанных выше вопросов были проведены экспериментальные исследования особенностей работы электропривода, включающего синхронный электродвигатель с возбуждением от постоянных магнитов установленных на роторе ЭДБН-25 (600 В, 25 кВт, 6000 об/мин), разработанный ОАО «НПО «Электромашина» г. Челябинск, питаемый от стандартного промышленного ПЧН *Schneider Electric ATV71*. Следует отметить, что магнитное поле создаваемое ротором в указанном двигателе имеет ярко выраженную трапецеидальную форму. Испытания электропривода проводились согласно функциональной схеме, представленной на рисунке 1.

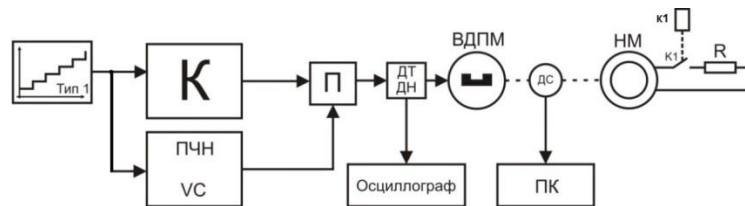


Рис. 1. Функциональная схема экспериментальных исследований

В программе испытаний изучались статические и динамические режимы работы. Исследование статических режимов проводилось согласно схеме (рис. 1) путем подачи на вход электрического преобразователя - коммутатор (К) или преобразователь частоты (ПЧН) (определяется переключателем П) - ступенчатого сигнала задания скорости вращения на двигатель с постоянными магнитами (ВДПМ), а также изменением величины сопротивления R цепи нагрузочной машины (НМ). Исследования динамических характеристик осуществлялось путем сброса и наброса нагрузки с помощью управляемого контактора К1. Выходные координаты электропривода регистрировались с помощью системы прямого измерения скорости, механического момента, тока и напряжения (ДС, ДТ, ДН).

В ходе испытаний использовались режимы управления ПЧ – векторный (SVC) и скалярный (SC) для асинхронного двигателя, а также изменялся базовый магнитный поток статора отношением амплитуды и частоты питающего напряжения ( $U/f$ ). Обнаружено, что изменение базового статорного магнитного потока позволяет в несколько раз изменять амплитуду статорных токов при одной и той же нагрузке. Поскольку ЭДБН-25 не рассчитан на 3-фазное напряжение переменного тока, и для него не определены номинальная частота и амплитуда напряжений на статоре, выбор базового магнитного потока статора очень важен. Определение оптимального соотношения  $U/f$  было произведено экспериментальным путем (таблица 1, рис. 2). Исследования показали, что при скалярном управлении оптимальным базовым соотношением является напряжение амплитудой 200В при частоте 50 Гц, а для скалярного режима – 220В при частоте

50 Гц. На рисунке 2 показана зависимость статорного тока от принятого базового напряжения при частоте 50 Гц, имеющая ярко выраженный оптимальный характер. Следует отметить, что отклонения статорного потока от базового существенно снижает перегрузочную способность привода.

Таблица 1 – Выбор оптимального отношения  $U/f$ 

|                                                    |                     |      |      |     |     |     |      |      |
|----------------------------------------------------|---------------------|------|------|-----|-----|-----|------|------|
| ATV 71<br>$F_{зАд}=50\text{Гц}$<br>Холостой<br>Ход | $U_{НОМ}, \text{В}$ | 180  | 190  | 200 | 210 | 220 | 230  | 240  |
|                                                    | $I_{SC}$            | 13,5 | 10,3 | 8,7 | 6,5 | 4,2 | 6,7  | 10,1 |
|                                                    | $I_{VC}$            | 12,4 | 6,7  | 3,9 | 5,7 | 8,3 | 11,4 | 13,6 |

Статические режимы работы электропривода формировались подачей на вход электрического преобразователя ступенчатого сигнала задания скорости. Диаграммы механических моментов электродвигателя при вращении с различными скоростями (от 100 до 3000 об/мин) и приложенными моментами исследовались как для частотного управления, так и для работы двигателя с позиционным коммутатором. Диаграммы момента электродвигателя на малых скоростях приведены на рисунках 3, 4.

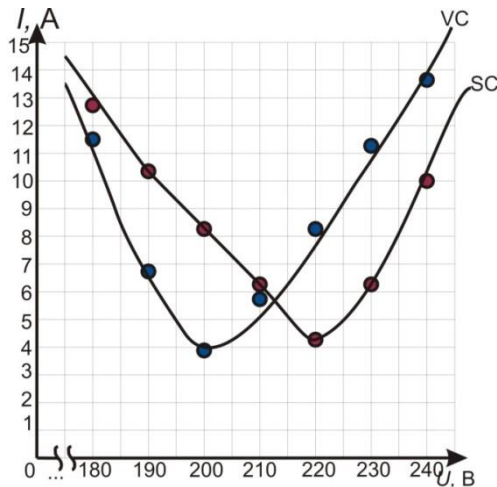
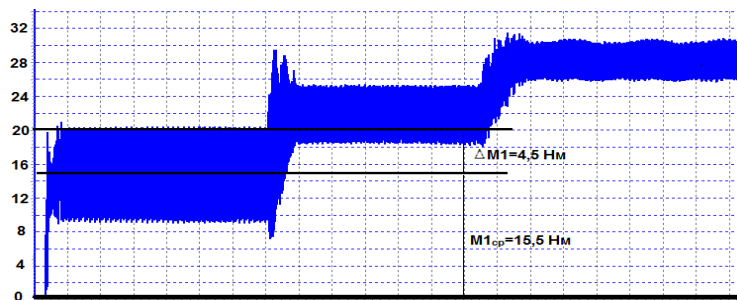


Рис. 2. Зависимость тока холостого хода от потока при номинальном значении задания скорости

Необходимо отметить высокий уровень пульсаций момента на малых скоростях при работе электропривода с ЭК. Данный факт объясняется конструкцией двигателя (две пары полюсов ротора), а также позиционными ошибками в электронной коммутации. При увеличении скорости вращения пульсации момента снижаются, однако их уровень при работе двигателя с ПЧН заметно ниже. В процессе экспериментальных исследований также фиксировались данные энергетических потоков электропривода (таблица 2). Из таблицы 2 видно, что потери в системах с различными преобразователями практически одинаковы, однако



максимальное значение, все же, в системе с ЭК. Также значительно больше – порядка 100% - значение напряжения двигателя при работе с ЭК.

Рис. 3. Диаграмма момента электродвигателя при работе с ПЧН

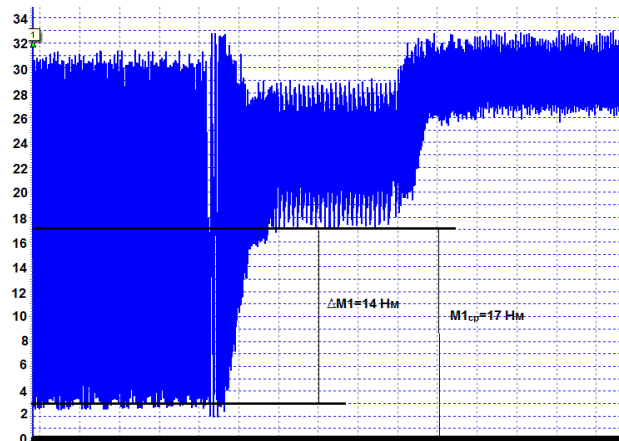


Рис. 4. Диаграмма момента электродвигателя при работе с ЭК

Исследования динамических характеристик электропривода проводились набросом-сбросом нагрузки (рис. 5, 6). Эксперименты проводились при разных значениях скоростей и разных нагрузках электродвигателя. При работе с ПЧН изучалось также различие скалярного и векторного режимов управления.

Таблица 2. Энергетические потоки в системе ВДПМ-ЭК и ВДПМ-ПЧ

| $f_{\text{ЗАД}}$ , Гц                         | $U_{\text{ДВ}}$ , В | $I_{\text{ДВ}}$ , А | $P_{\text{ДВ}}$ , Вт | $P_{\text{ВАЛ}}$ , Вт | $\Delta P$ , Вт | $M_{\text{ВАЛ}}$ , Нм | $n_{\text{ВАЛ}}$ , об/мин |
|-----------------------------------------------|---------------------|---------------------|----------------------|-----------------------|-----------------|-----------------------|---------------------------|
| Преобразователь частоты. Скалярное управление |                     |                     |                      |                       |                 |                       |                           |
| 20                                            | 87                  | 14,2                | 2140                 | 1790                  | 350             | 28,4                  | 600                       |
| 25                                            | 110                 | 17                  | 3239                 | 2700                  | 539             | 34,2                  | 750                       |
| Преобразователь частоты. Векторное управление |                     |                     |                      |                       |                 |                       |                           |
| 20                                            | 86                  | 14,2                | 2115                 | 1787                  | 328             | 28,4                  | 600                       |
| 25                                            | 107                 | 17                  | 3150                 | 2680                  | 470             | 34,1                  | 750                       |
| Коммутатор                                    |                     |                     |                      |                       |                 |                       |                           |
| 20                                            | 161                 | 13,4                | 2157                 | 1800                  | 357             | 28,7                  | 600                       |
| 25                                            | 204                 | 15,9                | 3243,6               | 2690                  | 553             | 34,3                  | 750                       |

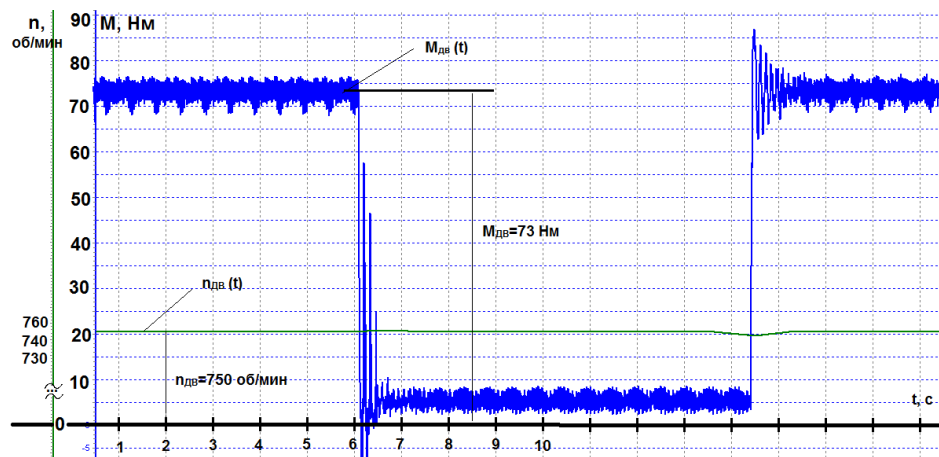


Рис. 5. Диаграмма момента и скорости электродвигателя при работе с ПЧН при сбросе/набросе нагрузки

Ступенчатые изменения нагрузки, осуществляемые путем переключения сопротивлений статорной цепи нагрузочной машины, показали, что набросы момента величиной до 70 Нм практически не вызывают динамического и статического изменения скорости. При скалярном (SC) управлении изменения незначительны, а при векторном управлении (VC) сброс нагрузки на угловой скорости вращения вала вообще не сказывается, что свидетельствует о статической и динамической жесткости вентильного электропривода с частотным управлением. Этот результат заслуживает особого внимания, поскольку в работах, посвященных частотному управлению вентильных двигателей с постоянными магнитами (синхронными двигателями) часто говорится об опасности выпадения из синхронизма при больших нагрузках [4, 5, 6]. Исследования же показали, что частотное управление в векторном режиме управления обеспечивает довольно высокие показатели поддержания скорости.

Электропривод, работающий с коммутатором, при набросах/сбросах нагрузки испытывал значительные изменения скорости, а в некоторых случаях и колебания (рис. 6).

Проведенные исследования позволяют сделать следующие выводы:

- вентильный электродвигатель с постоянными магнитами, несмотря на несинусоидальный магнитный поток, создаваемый ротором, качественно управляется стандартным преобразователем частоты, обеспечивая диапазон регулирования скорости от 100 до 3000 об/мин;

- оптимизация базовых параметров частоты и амплитуды напряжения, подаваемого на статор двигателя, позволяет существенно улучшить перегрузочную способность, уменьшая статорные токи в 2-3 раза;



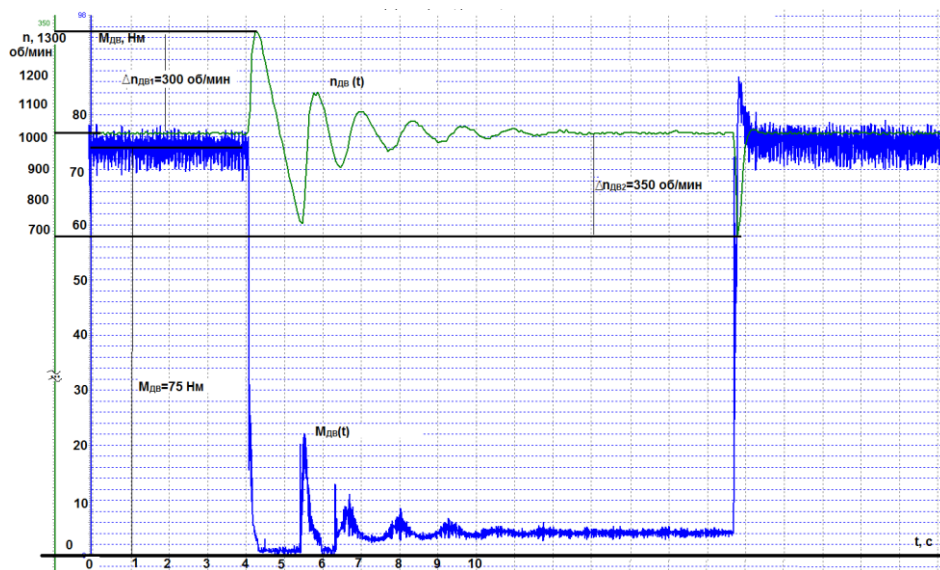


Рис. 6. Диаграмма момента и скорости электродвигателя при работе с ЭК при сбросе/набросе нагрузки

- реакция электропривода на набросы нагрузки (до номинального момента электродвигателя) составляет не более одного двух процентов при скорости вращения от 100 до 3000 об/мин номинальной скорости, что существенно лучше, двигателей постоянного тока или вентильного двигателя с позиционным электронным коммутатором;

- энергетические потери в вентильном приводе с частотным управлением соизмеримы с потерями при работе электродвигателя с позиционным коммутатором.

#### Список литературы:

1. Зиннер Л.Я., Скороспешкин А.И. Вентильные двигатели постоянного и переменного тока. – М.: Энергоиздат, 1981. -136 с.
2. Воронин С.Г. Управляемый электропривод: конспект лекций. — Челябинск: ЧГТУ, 1996. — Ч. 2. – 64 с.
3. Терехов В.М. Системы управления электроприводов: Учебник для студ. высш. учеб. Заведений. – М.: Издательский центр «Академия», 2005. – 302 с.
4. Вольдек А.И., Попов В.В. Электрические машины переменного тока: Учебник для вузов. – СПб: Питер, 2008. – 350 с.: ил.
5. <http://esis-kgeu.ru/elements/760-elements;>
6. [http://www.life-prog.ru/1\\_28087\\_osobennosti-chastotnogo-regulirovaniya-sd.html.](http://www.life-prog.ru/1_28087_osobennosti-chastotnogo-regulirovaniya-sd.html)

#### Эффективность использования ферромагнитных экранов для снижения внешнего электромагнитного поля асинхронного двигателя

Шумилов Е.А., Горшков Р.Г.

Филиал ФГБОУ ВПО «Самарский государственный технический университет», г. Сызрань, Россия

Основным источником внешнего электромагнитного поля (ВЭМП) асинхронного двигателя (АД) являются лобовые части обмотки статора [1], поэтому экранирование, в первую очередь, ориентировано на них. В настоящее время одним из перспективных методов исследования электромагнитных полей является компьютерное моделирование, использующее метод конечных элементов. Сложная геометрия лобовых частей статорной обмотки предполагает использование трехмерного моделирования [2]. Такая модель была создана в пакете Ansoft Maxwell 14.0 (рис.1).

В ходе компьютерного эксперимента измерялись значения индукции ВЭМП в точках К, L, M, N и О. Ширина полос ферромагнитного экрана составляла 35 мм над лобовыми частями обмотки статора и 10 мм над сердечнике [3]. Источник питания двигателя - преобразователь с ШИМ напряжения и несущей частотой  $f_n=600$  Гц. Полученные в результате моделирования графики

изменения индукции ВЭМП АД с ферромагнитным экраном и без него представлены на рис.2-4.

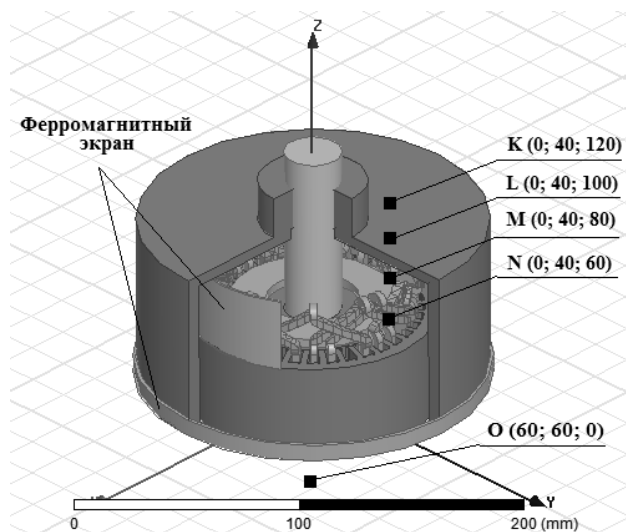


Рис.1. Компьютерная трехмерная модель АД

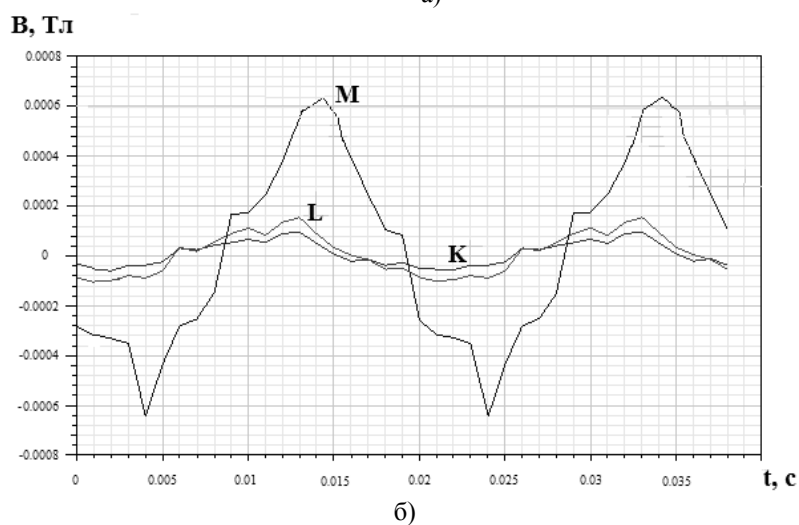
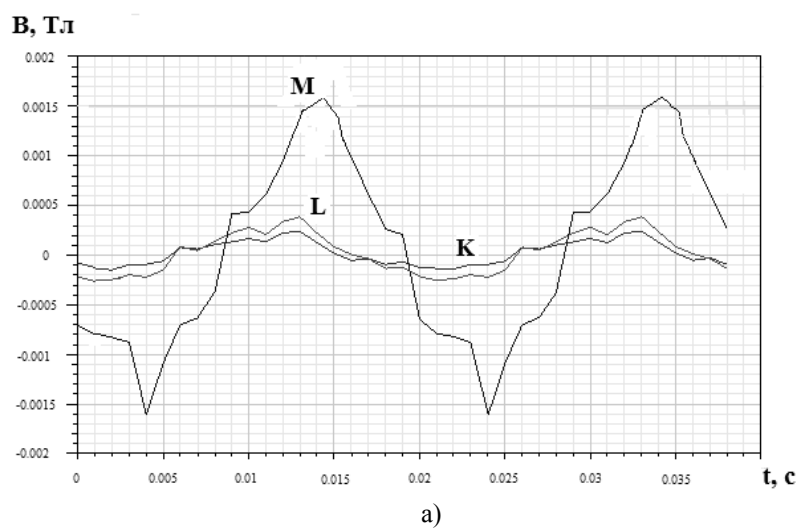
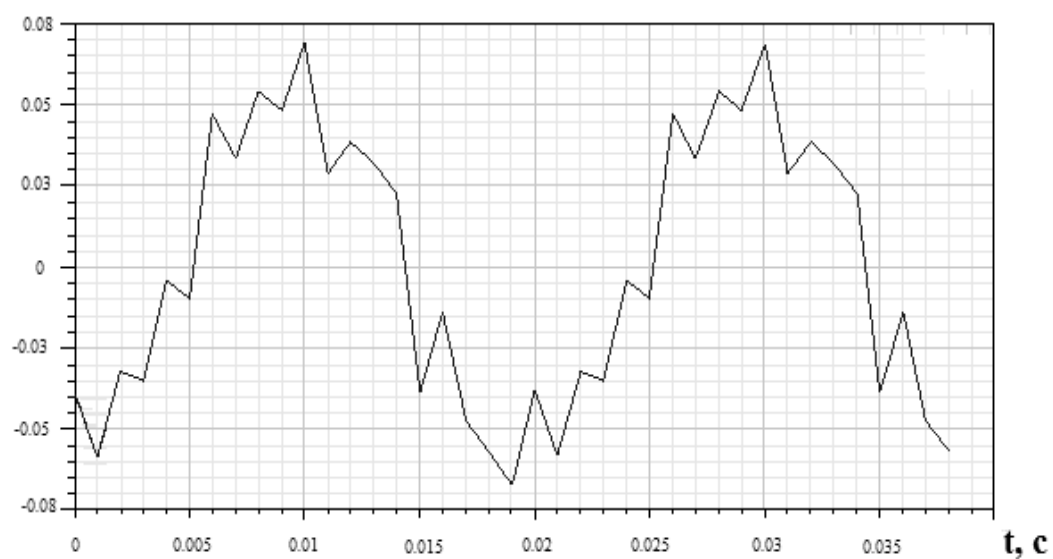
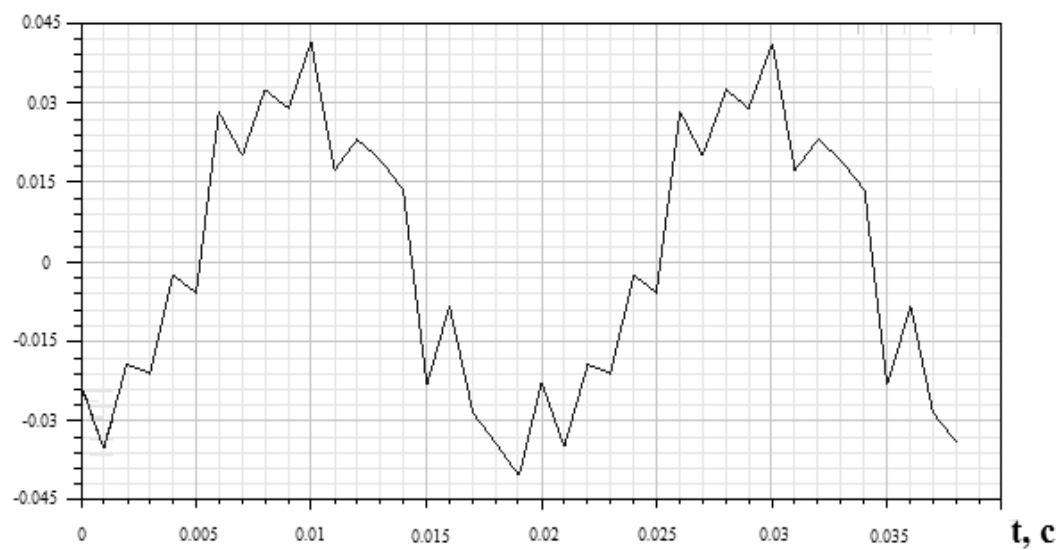


Рис. 2. Временная зависимость индукции внешнего магнитного поля от лобовых частей обмотки статора в точках К, Л, М: а – без экрана, б – с экраном



**В, Тл**

а)

**В, Тл**

б)

**Рис. 3.** Временная зависимость индукции внешнего магнитного поля от лобовых частей обмотки статора в точке N: а – без экрана, б – с экраном

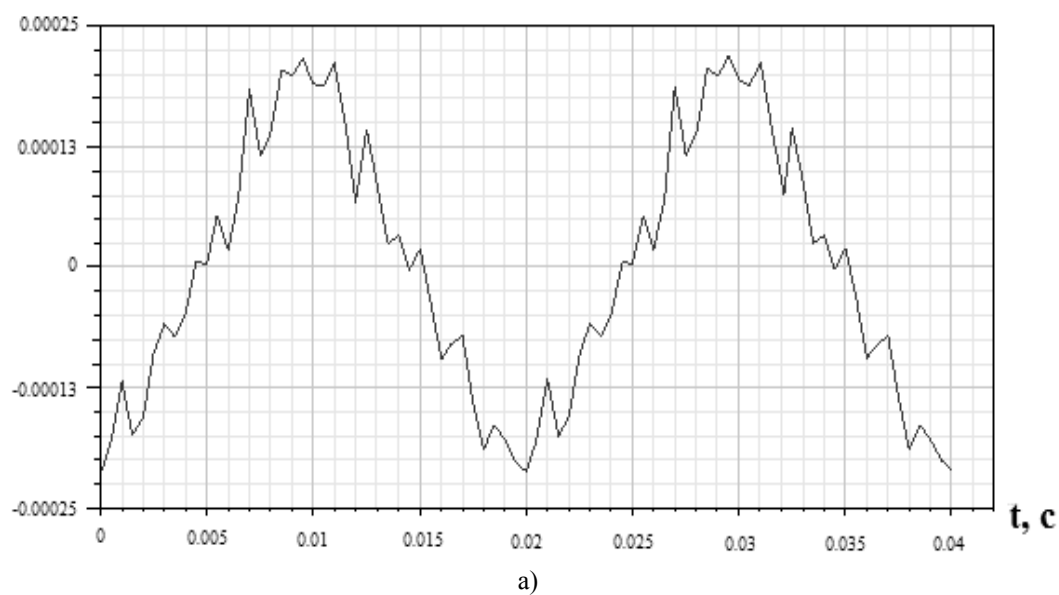
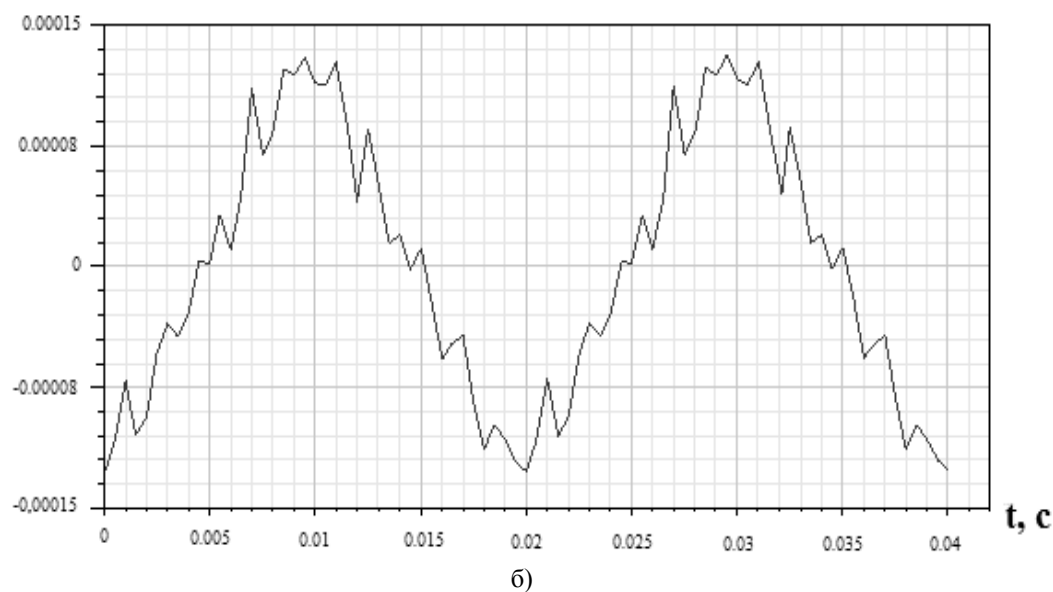
**В, Тл****В, Тл**

**Рис. 4.** Временная зависимость индукции внешнего магнитного поля от лобовых частей обмотки статора в точке О: а – без экрана, б – с экраном

Анализ графиков временной зависимости индукции ВЭМП АД с ферромагнитным экраном и без (рис.2-4) показывает, что: использование ферромагнитных экранов позволяет снизить уровень ВЭМП АД на величину более 50% (табл.1).

**Таблица.1.** Эффективность экранирования.

| Точка | Амплитудное значение индукции ВЭМП АД, мкТл |           |
|-------|---------------------------------------------|-----------|
|       | Без экрана                                  | С экраном |
| К     | 250                                         | 100       |
| L     | 400                                         | 160       |
| М     | 1600                                        | 640       |
| N     | 74000                                       | 42000     |
| О     | 230                                         | 130       |

Таким образом, проведено компьютерное моделирование ВЭМП, которое показало эффективность использования комбинированных экранов с целью снижения ВЭМП. Полученные конечно-элементные компьютерные модели, позволяют исследовать ВЭМП АД при работе в различных режимах.

**Список литературы:**

1. Казаков Ю.Б., Шумилов Е.А. Расчетное исследование методов и способов снижения ВЭМП АД: Электрические аппараты и электротехнические комплексы и системы: Международная научно-практическая конференция (Россия, г. Ульяновск, 22-25 мая 2012 года). В 2 т. Т.2. – Ульяновск : УлГТУ, 2012.-421 с.
2. Компьютерное моделирование внешних электромагнитных полей асинхронного частотно-регулируемого электродвигателя: Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии: VI Международная научно-техническая конференция: сборник трудов: в 2 ч. / отв. за вып. А.А. Шевцов. – Тольятти: Изд-во ТГУ, 2012. – Ч. 1. стр 161– 166 с.
3. Сотников В.В.: Развитие теории внешнего магнитного поля асинхронных двигателей, способов его снижения и измерения: автореф. дис. на соиск. учен. степ. д-ра техн. наук: специальность 05.09.01 / Марийский государственный технический университет.- Йошкар-Ола, 2002.- 38 с.

## Секция 2

## Эффективность теплоэнергетических установок и систем

УДК 621.483

**Оценка эффективности отопительной теплонасосной установки с горизонтальным трубным контуром отбора тепла сухого грунта***Мезенцева Н.Н., Мезенцев И.В., Елистратов Д.С., Елистратов С.Л.**Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН, г. Новосибирск, Россия*

Большая часть территории России находится в умеренно-холодной и холодной климатических зонах. Традиционными средствами теплоснабжения коттеджей и загородных домов являются газовые и электрические нагревательные устройства. Тепловые насосы (ТН) представляют реальную энергосберегающую альтернативу традиционным видам отопления и широко используются в странах с умеренным климатом. Мнения специалистов о проблеме эффективного использования теплонасосных установок (ТНУ) в природно-климатических условиях Сибири расходятся. С учетом наметившейся тенденции, по созданию в сибирском регионе новых жилых поселков эта проблема приобретает высокую социальную значимость. В научном плане интерес представляет задача определения эффективности работы ТНУ с применением горизонтальной, вертикальной или горизонтально-наклонной прокладки трубопроводов низкопотенциального контура отбора тепла от сухого грунта. Затраты на их создание нередко превышают стоимость самих ТН.

Для оценки эффективности теплонасосного теплоснабжения в подвальном помещении двухэтажного коттеджа площадью 270 м<sup>2</sup>, расположенного в пригородной зоне г. Новосибирска, был установлен тепловой насос марки Vitocal-350 (рис. 1), работающий на озонобезопасном смесевом хладагенте R407C. На прилегающем к коттеджу земельном участке на глубине 1,5...2,0 м проложен горизонтальный контур общей протяженностью 1000 м из дюймовых полипропиленовых труб с наружным диаметром 26 мм, по которому циркулирует незамерзающий теплоноситель. В теплое подвальное помещение выведены все присоединительные коллекторы системы отопления здания и горизонтального контура отбора тепла от грунта. Все системы теплового насоса оборудованы измерительными приборами, сбор данных производится в автоматическом режиме.



а)



б)

**Рис. 1.** Тепловой насос (а) и подземный горизонтальный контур трубопроводов (б) для отбора тепла от верхних слоев сухого грунта.

Экспериментальные измерения показали, что средняя температура теплоносителя низкопотенциального контура на входе в испаритель теплового насоса при вышеуказанной глубине закладки трубопроводов подземного контура в ноябре составила +2°С, а на выходе из него снижалась до -7°С. С понижением температуры наружного воздуха при работе ТНУ происходило дальнейшее вымораживание верхних слоев грунта. Оценка эффективности работы

ТНУ на начальном этапе работы была проведена на основе эксергетического метода с использованием данных экспериментальных замеров температур в узловых точках термодинамического цикла (рис. 2 и табл. 1).

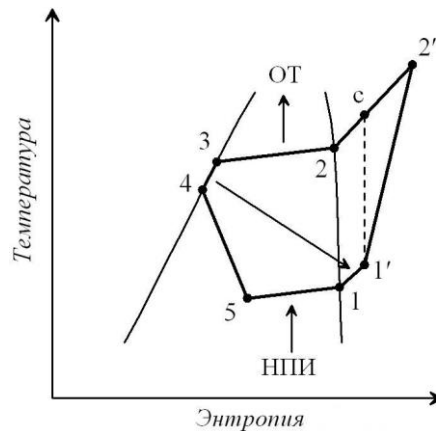


Рис. 2. Термодинамический цикл парокompрессионного ТН для неазеотропных рабочих тел.

Процессы кипения (5-1) в испарителе и конденсации (2-3) в конденсаторе происходят у неазеотропных смесей при постоянном давлении, но при переменной температуре. Неизотермичность таких фазовых переходов принято характеризовать величиной «глайда», т.е. температурной разницей в начале и конце соответствующих процессов испарения ( $T_5 - T_1$ ) и конденсации ( $T_2 - T_3$ ). В этом заключается их принципиальное отличие от циклов с однокомпонентными рабочими телами (R-134a и др.), где процессы протекают изотермически. В остальном циклы схожи: сухой насыщенный пар поступает в пароперегреватель (1-1'), сжимается в компрессоре (1'-2') конденсат после конденсатора охлаждается (3-4), регенеративно осуществляя перегрев насыщенного пара (1-1') и дросселируется (4-5) в испаритель. Значение температуры в точке 2' вычисляется с учетом индикаторного КПД компрессора.

Таблица 1. Экспериментальные значения температур, °C

| Узловые точки цикла |    |    |    |    |    |     | «Глайд»       |               |
|---------------------|----|----|----|----|----|-----|---------------|---------------|
| 1                   | 1' | 2  | 2' | 3  | 4  | 5   | $(T_5 - T_1)$ | $(T_2 - T_3)$ |
| -3                  | 4  | 45 | 77 | 41 | 37 | -10 | 7             | 4             |

При обработке опытных данных свойства исследуемой неазеотропной смеси R407C определялись по международной базе данных REFPROP Version 8.0. Расчет эффективности одноступенчатого теплонасосного цикла на R407C для низкопотенциального контура с горизонтальной прокладкой земляного контура представлен в табл. 2.

Таблица 2. Результаты расчета термодинамических параметров.

| Параметр                                                           | Хладагент R407C |
|--------------------------------------------------------------------|-----------------|
| Теоретическая работа компрессора, $Al$ (процесс 1'-2'), Дж/кг      | 36,73           |
| Действительная работа компрессора $Al_d$ (процесс 1'-2'), кДж/кг   | 50,08           |
| Удельная теплопроизводительность ТН, $q_k$ (процесс 2'-3'), кДж/кг | 202,74          |
| Коэффициент преобразования ТН, $\phi = q_k / Al_d$                 | 4,05            |

Следует отметить, что данные расчеты справедливы только для ноября месяца, в дальнейшем эффективность работы ТНУ будет снижаться вследствие прогрессирующего промерзания верхних слоев грунта.

Эксергетический подход к оценке эффективности ТНУ позволяет судить о термодинамическом совершенстве процессов преобразования энергии. На основании результатов эксергетического анализа становится возможным определить целесообразность и последовательность возможных конструктивных улучшений. Показателем термодинамического совершенства технического устройства является эксергетический КПД, равный отношению значений эксергии на выходе к ее значению на входе в установку:

$$\eta_{TH} = e^{ex} / e^{ex} = (e^{ex} - \sum d) / e^{ex}.$$

Здесь:  $e^{ex}$  - эксергия на выходе из установки;  $e^{ex}$  - подводимая эксергия к установке;  $\sum d$  - суммарные потери эксергии в элементах установки.

Таблица 3. Оценка эксергетической эффективности работы ТНУ с горизонтальным контуром отбора тепла от сухого грунта.

| Параметр                                            | Хладагент R407C |
|-----------------------------------------------------|-----------------|
| Эксергия на входе, $e^{ex}$ , кДж/кг                | 50,08           |
| Суммарные эксергетические потери, $\sum d$ , кДж/кг | 30,18           |
| Эксергетический КПД, $\eta_{TH}$                    | 0,40            |

Анализ показал, что максимальные потери эксергии имеют место в компрессоре, конденсаторе и дроссельном устройстве (табл.3) Снизить эксергетические потери можно за счет включения в схему ТН дополнительного теплообменника, находящегося за конденсатором, для нагрева воды для систем горячего водоснабжения, отопления теплиц, подогрева воды в бассейне и т.п.

Тепловые насосы для малоэтажного теплоснабжения в Сибири являются реальным средством энергосбережения, обеспечивая экологически чистые условия проживания. Однако в климатических условиях Сибири использование тепла верхних слоев грунта не позволяет достичь высоких показателей эффективности ТНУ без применения низкотемпературных систем теплоснабжения и восстановления температурного потенциала подземного контура тепла в летний период.

*Работа выполнена при финансовой поддержке гранта № 14-08-31621*

#### Список литературы:

1. Мезенцев И.В., Мезенцева Н.Н., Малов Н.М., Елистратов С.Л., Елистратов Д.С. Разработка и комплексное исследование эффективности теплонасосной технологии теплоснабжения коттеджей в природно-климатических условиях Сибири. Сборник трудов научно-практической конференции «Энерго- и ресурсоэффективность малоэтажных жилых зданий». – Новосибирск. 2013, С. 32-33.
2. Бродянский В.М., Фратшер В., Михалек К. Эксергетический метод анализа и его приложения. Под ред. В.М. Бродянского. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.
3. Александров А.А. Термодинамические основы циклов теплоэнергетических установок. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 158 с.

#### Предложения по совершенствованию технической политики при выполнении работ по реконструкции, капитальному, аварийному и текущему ремонту элементов тепловых сетей с применением и внедрением новых технологий

*Москалёв И.Л.*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

E-mail: [moskalew@tpu.ru](mailto:moskalew@tpu.ru)

В данной работе рассмотрена система централизованного теплоснабжения на примере одного из крупных городов Российской Федерации. Проведен анализ существующей системы формирования работ по подготовке города к отопительному сезону. Разработаны предложения для включения в раздел технической политики в разрезе выполнения работ по реконструкции, капитальному, аварийному и текущему ремонту оборудования тепловых сетей (ТС) с применением и внедрением новых технологий, обеспечивающих более эффективную работу оборудования.

Рассматриваемая система теплоснабжения помимо источников тепловой энергии и потребителей тепла, включает в себя совокупность магистральных и распределительных трубопроводов общей протяженностью 553924 м в 2-х трубном исполнении и инженерных сооружений (перекачивающие насосные станции, центральные тепловые пункты, контрольно-регулирующие пункты) в количестве 98 шт. (рисунок 1).

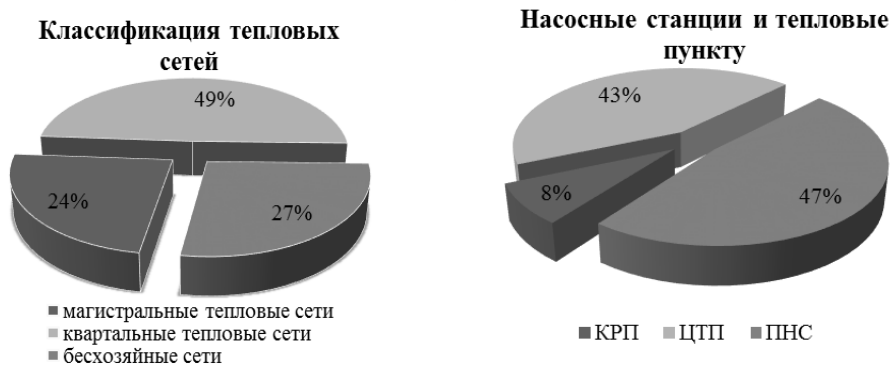


**Рис. 1.** Общая характеристика системы транспортировки тепла (тепловых сетей)

Для выполнения работ по подготовки города к отопительному сезону за анализируемый период (с 2009 по 2013 гг.) ежегодно выделяются денежные средства в следующем размере:

- ремонт магистральных сетей – 19% (от общей суммы);
- ремонт арендованных сетей – 81%, в том числе аварийно-восстановительный ремонт бесхозных объектов – 5%.

Необходимо отметить, что магистральные и распределительные трубопроводы отличаются условиями эксплуатации (режим использования, износ и т.д.), качеством ремонта, диаметром труб. В связи с этим далее анализ текущих и капитальных ремонтов будем производить раздельно для магистральных и распределительных сетей:

В настоящее время на балансе находится 130884 м магистральных трубопроводов (в двухтрубном исчислении). Протяжённость магистралей со сроком эксплуатации свыше 25 лет (100 % износ) равна 86169 м, что составляет 66% от общей протяженности, причем 42934 м из них - это трубопроводы подземной прокладки.

Общая протяженность распределительных сетей составляет 423040 м, и классифицируются по балансовой принадлежности следующим образом:

- собственные квартальные сети – 11402 м;
- распределительные (квартальные) ТС, находящиеся в аренде у энергоснабжающей организации (ЭСО) – 261448 м;
- бесхозные тепловые сети, находящиеся на обслуживании ЭСО – 150190м.

На рисунке 2 представлен анализ повреждаемости сетей с 2009 по 2013 гг.



**Рис. 2.** Анализ повреждаемости ТС с 2009 по 2013 гг.

Данные повреждения были выявлены и устранены по результатам плановых гидравлических испытаний в ходе летних ремонтных кампаний. Анализ данных повреждений

показывает, что количество повреждений на протяжении последних лет неизменно растет и остаётся на высоком уровне.

Последняя перекладка магистральных ТС по статье капитального ремонта производилась в 2002 году. В последующие годы ремонт магистралей из-за недостаточного финансирования при выявлении повреждений ограничивался заменой лишь части участка поврежденного трубопровода, а то и вовсе установкой заплаток.

Происходит огромное отставание в выполнении необходимых объемом переключков (рисунок 3).



**Рис. 3.** Анализ замены магистральных и распределительных трубопроводов с 2009 по 2013 гг.

Согласно нормативной документации, замена участков ТС должна проводиться не реже одного раза в 16 лет, что составляет 22,6 км ежегодно.

Помимо ремонта трубопроводов ежегодно выполняется текущий ремонт тепломеханического оборудования ЦТП и ПНС, необходимость выполнения ремонта вызвана следующими факторами:

- невозможностью поддержания оборудования в работоспособном состоянии;
- повышением возможности возникновения аварийных ситуаций;
- снижением надежности теплоснабжения потребителей Города, возможность возникновения аварийных ситуаций в условиях низких температур, изменение качества предоставляемых услуг населению может повлечь за собой наложение штрафных санкций со стороны контролирующих органов.

Рассмотрим распределение затрат на ремонт ТС за рассматриваемый период:



**Рис. 4.** Распределение затрат на текущий ремонт

Согласно рисунку 4, самым затратным фактором при текущем ремонте для магистральных сетей является заработная плата (57%), а для распределительных – материалы (67%). Это



обусловлено характером выполняемых работ и высокой стоимостью трубопроводов больших диаметров. Так, например, магистральные сети характеризуются большими диаметрами (более 200 мм) и малым количеством повреждение по отношению к повреждениям распределительных сетей, соответственно ремонт данных сетей сопровождается минимальной перекладкой по протяженности заменяемых участков и дороговизной трубопроводов большого диаметра. Ориентировочная стоимость строительства 1 метра подземной предизолированной трубы по каналу с благоустройством (2Ду) подземной прокладки и 1 метра надземной предизолированной трубы (2Ду) по данным на 2 кв. 2014 г. представлена на рисунке 5.

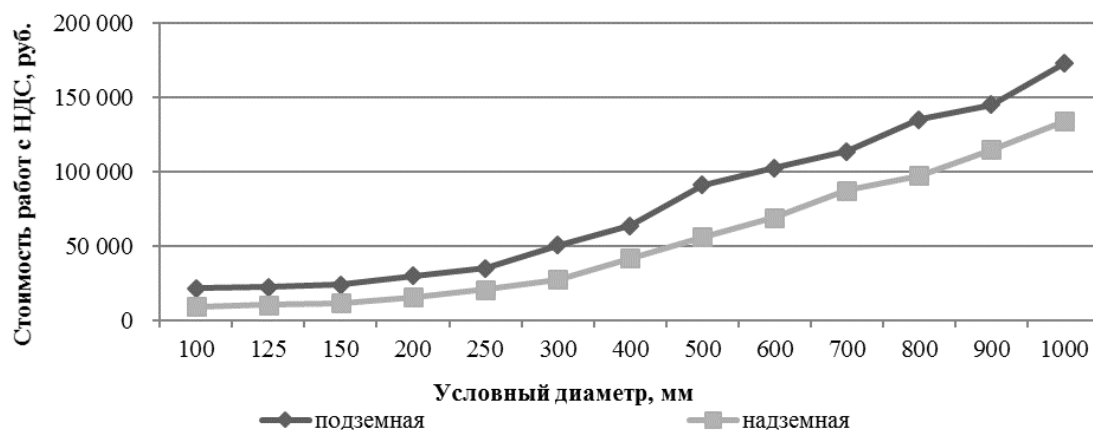


Рис. 5. Ориентировочная стоимость строительства 1 метра предизолированной трубы

Изменение затрат на выполнение работ по восстановлению нарушенного благоустройства обусловлено ежегодным увеличением повреждений в летнюю ремонтную кампанию и увеличением объемов выполнения работ по благоустройству мест проведения раскопок.

Финансирование ТС по способу выполнения работ распределилось следующим образом:

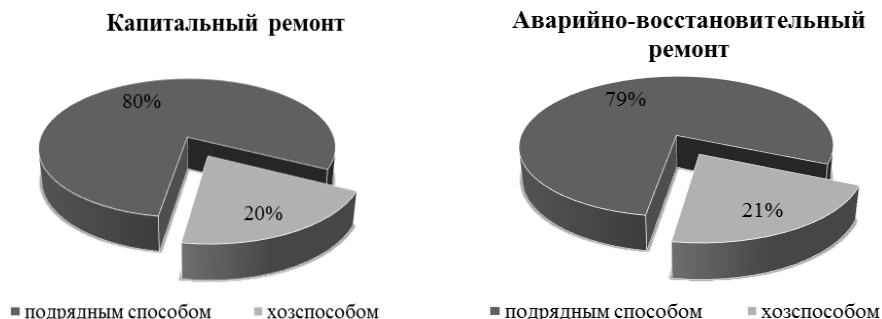


Рис. 6. Распределение затрат на аварийно-восстановительный и капитальный ремонты

Из рисунка 6 видно, что затраты распределяются пропорционально, как при капитальном, так и при аварийно-восстановительном ремонте 80% приходится на ремонт подрядным способом и 20% хозспособом. Текущий ремонт в полном объеме выполняется силами ЭСО.

При сложившейся на данный момент времени ситуации значительно повышается вероятность возникновения аварий на оборудовании и трубопроводах ТС.

Оценку возможных убытков в случае возникновения аварийной ситуации на магистралях в зимний период из-за недоремонта произвести сложно, так как они зависят от многих факторов: диаметра трубопровода, величины отключаемой тепловой нагрузки, характера повреждения и времени устранения, условий прокладки трубопровода, температуры теплоносителя и наружного воздуха, объема затопления и повреждений, а также ряда других факторов, но вероятнее всего, что ущерб может исчисляться миллионами, а возможно и десятками миллионов рублей. [1]

На основании вышесказанного, нами разработаны предложения по совершенствованию технической политики при выполнении работ по реконструкции, капитальному, аварийному и текущему ремонту элементов ТС с применением и внедрением новых технологий. Предложения

классифицированы по четырем критериям: рекомендации в части использования материалов, современного оборудования, организационные мероприятия и в части экономической эффективности и финансирования ремонтов ТС.

I. В части использования материалов при ремонте ТС:

1. Перейти на использование в качестве гидроизоляционного материала для трубопроводов в случаях мелкого ремонта (устранения повреждений) стеклоткань с обертыванием минимум в 2 слоя.

2. При мелком ремонте (устранении повреждений) использовать скорлупу с ППУ-изоляцией, а где это невозможно – использовать изоляцию из минеральных ват с повышенной плотностью волокна с оборачиванием в 2 слоя.

3. Отказаться от применения устаревших клиновых задвижек на трубопроводах с  $D_{\text{у}} \leq 150$  мм и перейти на более современные шаровые краны, специально изготовленные для двухфазных сред с твердыми включениями.

4. При новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции ТС перейти к практике строительства тепловых камер из монолитного железобетона с предварительным изготовлением сварного металлического каркаса из арматуры и последующей заливкой бетона марки не ниже М-200 и В-15, с применением специальной опалубки многократного использования.

5. Перейти на использование люков камер с неразборным шарнирным соединением крышек люков и с встроеными замками на крышках.

6. При проектировании крыш ЦТП и ПНС, учитывая отрицательный опыт использования конструкций из мягкой кровли, применять конструкции из жесткой кровли. [2]

7. При ремонте уже имеющихся зданий с мягкой кровлей использовать в качестве покрытия «бикрост» и его аналоги и полностью отказаться от использования рубероида.

8. Для антикоррозионной обработки (окраски) поверхности стальных труб, защиты стыков трубопроводов, мест переходов трубопровод в ППУ изоляции - трубопровод с другим типом изоляции рекомендуется применять однослойные покрытия Вектор 1025 М и Вектор 1025 толщиной 50-60 микрон или их аналоги.

9. При новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции ТС предусмотреть установку блочно-комплектных станций электрохимзащиты (например, по типу БКУ ЭХЗ-1...6 ПО «Стройкомплект»).

II. В части использования современного оборудования при ремонте ТС:

1. Отказаться от применения САГов и перейти на использование инверторных генераторов и инверторных сварочных аппаратов.

2. Внедрять в технологию ремонта роботизированные комплексы по поиску повреждений трубопроводов и автоматической сварке трубопроводов, в том числе с использованием плазменной резки и сварки.

3. Снабдить лабораторию металлов новым оборудованием и сертифицировать с учетом изменившихся требований.

4. Обеспечить эксплуатационный персонал приборами, использующими методы неразрушающего контроля за состоянием ТС и поиска утечек.

III. В организационной части:

1. Реорганизовать Аварийно-восстановительную службу:

- a. переименовать из Аварийно-восстановительной в Ремонтно-восстановительную;
- b. увеличить количество ремонтных бригад за счет ремонтного персонала эксплуатационных районов, для этого перевести 80% ремонтного персонала в АВС;
- c. укомплектовать каждую бригаду новым специализированным автомобилем-фургоном, оснащенным дизель-генератором, инверторным сварочным аппаратом, аппаратами газовой и плазменной резки, а также другим необходимым оборудованием и приспособлениями.

2. В связи сильно увеличившимся объемом работ по реконструкции, капитальному строительству вести в состав ЭСО должность заместителя директора (или заместителя главного инженера) по капитальному строительству.

3. Ввести в состав подразделения ЭСО группу технической экспертизы из 3х человек: эксперты по трубопроводам, зданиям и сооружениям, оборудованию с подчинением заместителю директора (или заместителя главного инженера) по капитальному строительству.

4. Разработать и создать типовую документацию по техническому заданию на проектирование.

5. Разработку проектно-сметной документации производить только при наличии и согласно техническому заданию, подписанному только главным инженером ТС.

6. Технические задания на проектирование ТС выдавать только с учетом анализа причин, повлекших преждевременный выход из строя, недавно проложенных трасс. Проекты выполнять со специальным разделом по защите от коррозии, в котором должно быть представлено обоснованием срока службы теплосети.

7. Включать в проекты раздел по производству металлического ограждения мест раскопок.

8. Как показала практика «Матрица критериев оценки воздействия отрицательных факторов, влияющих на надежность и безопасную эксплуатацию тепловых сетей» [3] не позволяет со 100% степенью достоверности определить фактический износ трубопроводов ТС по таким косвенным признакам как: удельная повреждаемость; наличие неблагоприятных факторов, приводящие к ускоренному коррозионному износу; срок межремонтного периода (период между капитальными ремонтами). Для более точной и надежной оценки физического износа трубопроводов необходимо внедрить программу по комплексной диагностике ТС с помощью методов неразрушающего контроля (МНК) в предремонтный и ремонтный период таких как:

а. метод акустической эмиссии (например, семейство цифровых акустико-эмиссионных систем A-Line 32D);

б. акустический метод разработки НПК «Вектор» (например, прибор "Вектор 2001" в комплекте со специальным программным обеспечением для компьютера, предназначенный для определения местоположения течи);

с. ультразвуковой метод диагностики (например, система Wavemaker TM G3, являющейся современной системой экспресс диагностики трубопроводов, которая используется для быстрого обнаружения коррозии и других дефектов на протяженных участках трубопроводов, расположенных в труднодоступных местах);

д. метод тепловизионной аэросъемки. [4, 5]

9. Создать службу по контролю по защите ТС от коррозии (СКЗК) и оснастить ее соответствующим оборудованием.

10. Возложить на СКЗК обязанности по контролю и координации работ по защите ТС от коррозии по направлениям:

а. по электрохимзащите;

б. по бактериальной защите;

с. по контролю состояния увлажнения изоляции;

д. по контролю загазованности тепловых камер и каналов;

е. по диагностики каждого вскрытого участка на предмет утонения стенок трубопровода с контролем восстановления на данных участках теплоизоляции, а также качественного влагозащитного и антикоррозионного покрытия.

11. Разработать программу мероприятий по уменьшению влияния коррозионных факторов, по осушению сетей, и увеличению срока службы действующих трубопроводов.

12. Разработать программу и постоянно уделять большое внимание актуализации используемых методов защиты сетей от коррозии и диагностики.

13. Организовать обязательную учебу эксплуатационного персонала и руководства ЭСО методам защиты от коррозии, требованиям нормативных документов.

14. Выносить на утверждение Совета директоров Общества проекты инвестиционных программ филиала с включением мероприятий по строительству, реконструкции тепловых магистралей и техническому перевооружению оборудования ТС в соответствии с действующим Регламентом формирования годовой и среднесрочной инвестиционных программ.

IV. В части экономической эффективности и финансирования ремонтов ТС:

1. Ввести штрафные санкции для эксплуатационного персонала за несоблюдение правил безопасности при ремонте, эксплуатации, либо строительстве трубопроводов.

2. Материально заинтересовать эксплуатационный персонал в увеличении срока службы ТС, в том числе и за счет средств, полученных от штрафных санкций.

3. Пересмотреть договорные отношения с подрядными организациями, в части выполнения гарантийных обязательств, сроком на 10 лет за выполненные работы по монтажу труб при реконструкции, капитальном ремонте ТС с применением предизолированных труб (ППУ). Данное условие необходимо включать в Техническое задание при проведении конкурсов. [6]

4. Ввести серьезные штрафные санкции (от 300 до 500 МРОТ) для подрядчиков за нарушение правил безопасности при строительстве или ремонте трубопроводов, за

необоснованное самовольное и несогласованное с проектировщиками и технадзором отклонение от проекта.

5. Нормативный период службы ТС - 25 лет. [7] Около 70% ТС всецело выработали свой нормативный ресурс, причем с каждым годом эта категория пополняется теми ТС, у которых срок эксплуатации приближается к 25 годам. Срок полной амортизации элементов ТС, также задан этим временным интервалом, но в большинстве случаев - это не соответствует фактическому эксплуатационному ресурсу сетей. На снижение нормативного срока службы оказывает влияние целый ряд факторов, приводящих к ускорению процессов коррозионного износа трубопроводов, что в конечном итоге выражается в повышенной повреждаемости ТС. Количество повреждений на ТС составило 1683 случая (1188 на квартальных сетях, включая бесхозные объекты, 495 на магистральных сетях). Ситуация с повреждениями имеет стойкую тенденцию к увеличению. Для того чтобы переломить ситуацию необходимо в год перекладывать не менее 5% сетей.

6. В настоящее время перекладывается порядка 4 - 6 км сетей в год в двухтрубном исполнении. Этого явно недостаточно. По нашим расчетам перекладку необходимо осуществлять в объемах не менее 23 км для квартальных сетей и 8 км для магистральных сетей. Для этого необходимо изыскивать средства в размере 210 млн. руб. без НДС для квартальных сетей и 400 млн. руб. без НДС для магистральных сетей ежегодно, что в 4 раза превышает текущее финансирование.

7. Необходимо организовать работу на всех уровнях с руководством ЭСО, с администрациями города, области и федерации, в рамках изыскания дополнительных средств финансирования программ по техперевооружению, реконструкции и капитальному ремонту ТС, за счёт федеральных или муниципальных средств, заёмных банковских средств и как вариант включения в тариф инвестиционной составляющей на реконструкцию ТС.

8. Обеспечить целевое использование средств, получаемых за счет технологического присоединения к ТС.

#### Список литературы<sup>6</sup>

1. Яковлев Б.В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения - Новости теплоснабжения, 2008 г., 2008. - 448 с.
2. Рожков Р.Ю., Хейфец А.И., Хотяков В.В. Планирование работ по капитальному ремонту и реконструкции на тепловых сетях// Новости теплоснабжения. - 2008. - Т. - № 10. - С. 33-36.
3. СО 34.20.610-2003 «Методические рекомендации по формированию и согласованию величины затрат на выполнение сверхтиповых работ по ремонту энергооборудования, зданий и сооружений электростанций».
4. Клименко А.В. Гашо Е.Г. Проблемы повышения эффективности коммунальной энергетики на примере объектов ЖКХ ЦАО г.Москвы. // Теплоэнергетика. 2004. № 6. - С. 35-40.
5. K. Detroja, R. Gudi and S. Patwardhan, 2005, Plantwide Detection and Diagnosis using Correspondence Analysis, Control Engineering Practice.
6. Самойленко Н.И., Сенчук Т.С. Функциональная надежность магистральных трубопроводных транспортных систем: Монография, Харьков: «НТМТ», 2009, 276 с.
7. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».

#### Эффективности комплексной автоматизации насосов холодного и горячего водоснабжения на центральном тепловом пункте

Ганбаатар Ш\*, Дамбиев Ц.Ц.\*\*, Тыскинеева И.Е.\*\*

\* Институт технологий, Государственного университета науки и технологий, г. Дархан, республика Монголия

\*\* Восточно-Сибирский государственный университет технологий и управления, г. Улан-Удэ, Россия

Применение системы автоматического программного регулирования отопления, горячего и холодного водоснабжения позволяет осуществлять дальнейшее совершенствование режима отопления. В настоящее время актуальны исследования, внедрению современных энергосберегающих технологий теплоснабжения. Сегодня одной из важных задач является определение способа рационального управления частотно-регулируемым приводом (ЧРП) холодного (ХВС) и горячего (ГВС) водоснабжения как единым комплексом, обеспечивающим максимальную экономию электроэнергии, воды и тепла.

Частотно-регулируемый привод как в новых районах, так и в районах старой застройки обычно устанавливают только на насосы ХВС. На ГВС, в связи с относительно небольшой мощностью насоса (не более 30% от ХВС), ЧРП не ставят, так как считают, что экономия электроэнергии недостаточно приемлема для обеспечения срока окупаемости оборудования.

Такое мнение нельзя признать верным и окончательным, поскольку цена электроэнергии по сравнению с ценой воды и теплоты ниже, и их экономию, если она есть, нужно учитывать.

Центральные тепловые пункты (ЦТП) являются важными элементами систем централизованного теплоснабжения городов. В г. Улан-Удэ в зоне высокой энергетической эффективности имеется комплекс из строений, включающий в себя жилые и офисные здания, обеспечиваемые горячей водой и отопливаемые от одного центрального теплового пункта, в котором установлены узлы учета тепловой энергии, частотно-регулируемые приводы холодного и горячего водоснабжения, имеющих специфику в проложенных коммуникациях горячего и холодного водоснабжения. Регулирование давления и температуры воды в системах водоснабжения этих зданий осуществляется путем дросселирования задвижками.

Специфика заключается в том, что здания подключены к одному тепловому пункту (ЦТП), этажность их различна (от 2 до 5 этажей), большая часть из них не требует второго подъема воды, им достаточно давления «городской» магистрали. В результате соотношение потребления холодной и горячей воды через ЦТП составляет приблизительно 30 на 70 %, а не наоборот, как в новой постройке. Насосы холодного водоснабжения, следовательно, обеспечивают потребителей горячей водой.

В связи с этим данный ЦТП был специально дооборудован необходимыми дополнительными средствами измерения и учета, и на этой экспериментальной базе были проведены обстоятельные исследования.

Для достижения экономии автоматизация должна минимизировать среднюю мощность ХВС, т.е. поддерживать минимальное давление в системе, а также минимизировать производство объема циркуляции горячей воды на разность температур воды на прямой и обратной линии ГВС. Ограничением указанных показателей является комфортность ХВС и ГВС – достаточный напор воды при максимальном водоразборе, достаточная и постоянная температура горячей воды.



Рис.1. Энергосберегающий комплект в составе «Универсал- 7,5(В)», СГУ3-В - 7,5(С); «Универсал- 2,2 (Б)», СГУ2-Б - 2,2

*Методы исследований*- экспериментальные исследования рациональных структур автоматизированного водоснабжения на ЦТП, обработка результатов экспериментов, определение полученной экономии электроэнергии, воды и тепла, сопоставление различных структур автоматизации, выбор наиболее рациональной структуры и расчет срока окупаемости комплектного оборудования для управления электроприводами насосов холодного и горячего водоснабжения (рис. 1).

*Объект исследований* – автоматизированный ЦТП, основные параметры расхода электроэнергии, воды и теплоты при работе следующего оборудования ХВС и ГВС (рис.2):

1. Насос типа КМ80-65-160 с приводными асинхронными двигателями ДА-112-7,5-3000У2 (напряжение питающей сети 380 В, частота 50 Гц, номинальная мощность 7,5 кВт),

используемый в качестве хозяйственного насоса на линии холодного водоснабжения (ХВС), снабженный станцией группового управления СГУЗ-В-7,5С с автоматическим регулятором «Универсал-7,5(В)».

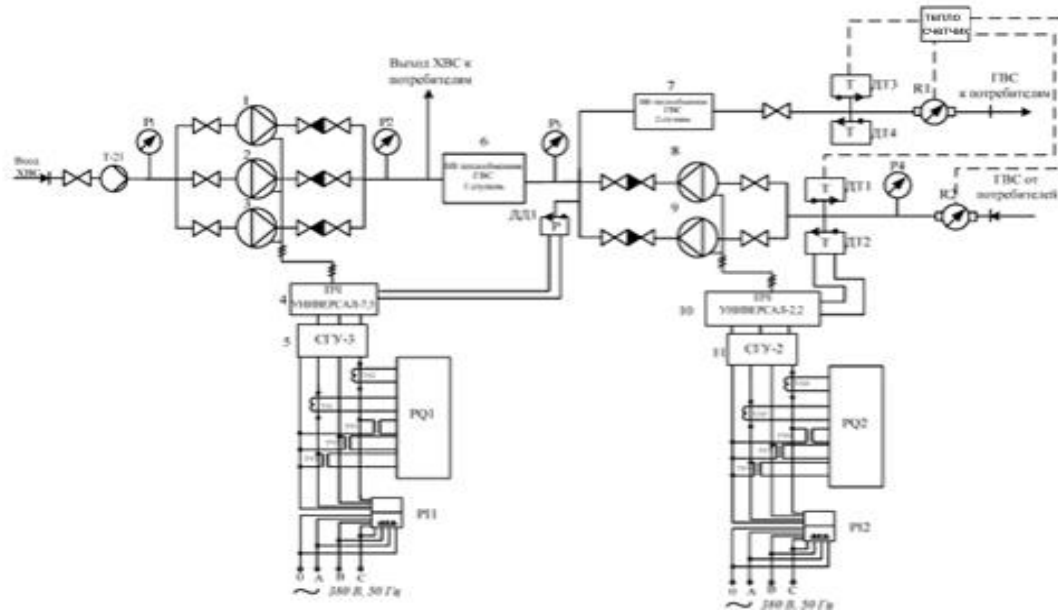


Рис. 2. Комплексная схема энергосберегающие приводы ГВС и ХВС

2. Насос типа ЦМНШ-80 с приводными асинхронными двигателями АИР80 (напряжение питающей сети 380 В, частота 50 Гц, номинальная мощность 1.5 кВт) используемый в качестве хозяйственного насоса на линии горячего водоснабжения (ГВС), снабженный станцией группового управления СГУ2-Б-2,2 с автоматическим регулятором «Универсал - 2,2 (Б)».

#### Программа исследований

1. На базе станции группового управления СГУЗ-В-7,5С, преобразователя частоты «Универсал-7,5(В)», датчика давления КРТ-2-1,0 и хозяйственного насоса линии ХВС создается замкнутая система регулирования давления.
2. На базе станции группового управления СГУ2-Б-2,2, преобразователя частоты «Универсал-2,2(Б)», датчика давления КРТ-2-0,6 или датчика температуры ТСМУ-205 и хозяйственного насоса линии ГВС создается замкнутая система регулирования давления или температуры.
3. Фиксируются основные параметры объекта исследования (давление, расход, температура воды, расход теплоты, мгновенная потребляемая мощность и потребление электроэнергии) при различных структурах управления не менее одной календарной недели, включающей пять рабочих и два выходных дня без дополнительных праздников, на каждую исследуемую структуру.
4. Основные параметры объекта исследования измеряются с помощью штатных приборов ЦТП и дополнительного измерительного оборудования, установленного на двух специализированных испытательных стендах, преобразуются в цифровую форму и записываются на персональный компьютер.
5. Сопоставление результатов исследования структур проводится по каждому сопоставимому дню недели и интегрально по неделям.

Поставленная задача экспериментальных исследований решается только в автоматизированной системе измерения, записи и обработки информации. Приборы учета Т-21-50 и КСТ-В, установленные на ЦТП, имеют цифровые порты RS-232 и выведены на персональный компьютер, прочие дополнительно установленные датчики с аналоговыми электрическими выходами также были подключены к компьютеру с помощью комплекта измерительного оборудования фирмы National Instruments – платы выборки и хранения SC-2040, платы мультиплицированного ввода-вывода MIO-16E и прикладное программное обеспечение LAB VIEW.

#### Процедура исследований

Путем дросселирования на выходе насоса ХВС устанавливалось давление около 6 МПа в период наибольшего водоразбора, этого было достаточно для подъема холодной воды в 5-

этажный дом, а также для преодоления гидравлического сопротивления двух теплообменников и всей разветвленной гидравлической сети ГВС. В часы минимального водоразбора и высокого давления в городской водопроводной сети это давление поднималось до 8 МПа. На входе насоса ГВС устанавливалось давление на 1,2-1,5 МПа ниже, чем на его выходе в часы наибольшего водоразбора, этим обеспечивались циркуляция горячей воды через теплообменник в системе ГВС и защита ее от остывания в период наименьшего водоразбора. Разрежение, обеспечиваемое насосом ГВС, было нестабильно, поскольку и давление, создаваемое насосом ХВС, находилось в существенной зависимости от водоразбора.

*Выводы:*

1. Определена наиболее эффективная структура по максимуму энерго- и ресурсосбережения (электроэнергия, вода и теплота) при комплексной автоматизации насосов ХВС и ГВС путем применения частотного регулирования электродвигателей насосов для ЦТП;
2. По сравнению с нерегулируемым режимом управления насосами получена экономия потребления (экономия – от расчетной договорной нагрузки):
  - 36 % по электроэнергии (34,3 % - ХВС, 44,5 % - ГВС);
  - 20,4 % по воде;
  - 29 % по теплоте;
3. Установлено, что комплексная автоматизация отличается высокой эффективностью- срок окупаемости комплектного энергосберегающего оборудования и затрат на его установку на данном ЦТП составляет 8,5 мес.;
4. Использование при автоматизации созданного комплектного энергосберегающего оборудования для управления насосами ХВС и ГВС на ЦТП в составе автоматического регулятора приводов переменного тока (преобразователя частоты) типа «Универсал», станции группового управления СГУ на 2 или 3 насоса и датчика технологического параметра (давления или температуры) на каждую из двух групп насосов (ХВС и ГВС) показало, что:
  - 1)оборудование обладает высокой надежностью;
  - 2)отличается всеми необходимыми для энергосбережения функциями;
  - 3)доступно для управления оперативным и электротехническим персоналом ЦТП без дополнительного обучения;
  - 4)приспособлено к специфике эксплуатации в условиях ЦТП;
  - 5)дешевле зарубежных аналогов.

**Список литературы:**

1. Соколов Е.А. Теплофикация и тепловые сети. 8-ое издание, стереотип., М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 472 с.: ил.
2. Сорокин А.М., Дамбиев Ц.Ц., Ганбаатар Ш., Баранова Е.А.. Экспериментальные исследования эффективности комплексной автоматизации насосов холодного и горячего водоснабжения на центральном тепловом пункте”. // Вестник ВСГУТУ. – Улан-Удэ: Изд-во ВСГУТУ, 2014. - № 2 (47). С, 40-43.
3. Авдошенко П.А., Воробьев А.К., Лебединец С.В. Автоматизация центральных тепловых пунктов на базе систем частотного регулирования // Теплоэффективные технологии, специальный выпуск, Информационный бюллетень 2007. -№2. С, 42-48.

**О зажигании под водой двухосновного твердого топлива с термостойким стаканом спиралью накаливания средней мощности**

*Барсуков В.Д. \*, Голдаев С.В., Минькова Н.П. \* Бабушкин Н.А.*

*\* НИИ прикладной математики и механики Национального исследовательского Томского государственного университета, г. Томск, Россия*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Открытые твердотопливные газогенераторы (ОГ) применяются при термическом и силовом воздействии на нефтеносные пласты [1], подъеме затонувших малогабаритных предметов [2] и др.

При наполнении эластичных оболочек понтонов с помощью ОГ требуется снизить температуру продуктов сгорания до уровня 373...400 К, допускаемого термостойкостью материала емкости. В монографии [2] описаны такие устройства, охлаждение газов которых достигалось за счет их барботажа через окружающую ОГ воду [2].

Конструктивно ОГ представляет собой шашку из двухосновного твердого топлива (ДТТ), предварительно покрытую прочным бронирующим составом по боковой поверхности и верхнему торцу.

В нижней части шашки имеется полость, в торцевой части которой выполнено углубление для спирали накаливания (СН). После подачи напряжения 25...40 В от внешнего источника питания осуществляется зажигание ДТТ. Для обеспечения устойчивости работы ОГ устанавливается на открытой снизу обечайке.

Недостатком такого варианта ОГ является необходимость нанесения прочного бронирующего состава на шашку и выполнение в ней полости для размещения СН. Это приводит к удорожанию его изготовления. Кроме того, в случае возникновения нештатной ситуации ОГ будет продолжать работу. Наличие обечайки исключает возможность использования этого пространства для размещения, например, необходимых при разогреве СН источников питания средней мощности, которые применяются в различных осветительных приборах под водой [3].

В работе [4] предложен способ подводного сжигания ДТТ, согласно которому в жидкости размещается цилиндрическая шашка 1 в вертикальном положении (рис.1).

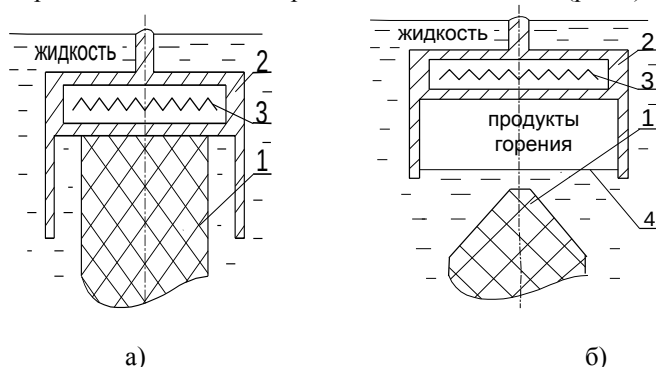


**Рис. 1.** Схемы расположения шашки и термостойкого стакана при различных стадиях зажигания и горения: а) при зажигании; б) при самопроизвольном прекращении горения

Локализация зоны предполагаемого горения на верхнем торце достигается использованием термостойкого стакана (ТС) 2, в днище которого размещена СН 3. ТС устанавливают с охватом его боковыми стенками верхней части шашки, причём жидкость может полностью заполнять образующийся между стенками и шашкой зазор (рис. 1а).

Перед зажиганием донная часть ТС нагревается до температуры, превышающей температуру воспламенения  $T_{bc}$ , и затем, в течение всего процесса сжигания, поддерживается эта температура.

После зажигания ДТТ по верхнему торцу осуществляется принудительное движение ТС вниз, для прекращения горения ТС отводится вверх (рис. 1б).

На верхнем торце шашки 1 возникает прослойка продуктов горения, которые вытесняют остатки жидкости из зазора с образованием свободной поверхности 4, затем они истекают наружу и всплывают.

При квазиравномерном движении ТС 2 верхняя часть шашки 1 приобретает форму усечённого конуса. В этом случае поверхность горения оказывается несколько возросшей. Если такое ее значение является излишним, то ТС 2 отводят назад (рис. 1б). В результате нижняя часть поверхности горения оказывается погружённой в жидкость. Топливо в этом месте гаснет.

Проверка реализуемости такого способа сжигания ДТТ в жидкой среде проводилась при околоатмосферном давлении следующим образом [5].

Образцы изготавливались из шашек ДТТ типа Н диаметром 20 мм, их длина изменялась в пределах 0,06...0,120 м. Они устанавливались в вертикальном положении на специальной подставке и помещались в емкость, заполненную водой. На верхний торец шашки надевался ТС в перевернутом положении, в донную часть которого была вмонтирована СН, изготовленная из нихромовой проволоки диаметром 0,25 мм и длиной 70 мм. ТС мог свободно перемещаться в вертикальном направлении. Зазор между поверхностью образца и внутренней поверхностью стакана составлял (1...2) мм и в исходном положении заполнялся жидкостью.

После подачи напряжения порядка 5 В, СН развивала мощность 15 Вт и через (6...10) с осуществлялось воспламенение торцевой поверхности образца. Когда процесс горения выходил на стационарный режим, ТС отводился вверх, и ДТТ погасало в течение долей секунды. Суммарное



время горения в зависимости от длины образцов изменялось в пределах (24...120) с. Результаты испытаний показали, что предложенный способ сжигания ДТГ обеспечивают безотказное воспламенение, стабильное горение, надёжное прерывание горения.

Параметры СН в работе [5] подбирались эмпирически, и они гарантированно обеспечивали зажигание шашки с используемыми размерами. Открытым оставался вопрос о возможности снижения мощности СН.

В настоящей работе осуществлена оценка зажигания ДТГ с помощью СН средней мощности, чтобы воспользоваться для ее разогрева существующими источниками питания, применяемыми в различных автономных светильниках под водой [3]. Расчет времени задержки зажигания плоской СН проводился с использованием критерия «температура вспышки» [6, 7]. Согласно данным работы [8] для ДТГ типа Н при его зажигании провололочкой накаливания  $T_{bc} \approx 500$  К.

Предлагаемая методика обобщена для рассматриваемого случая путем учета затрат на разогрев донной части ТС также, как для СН.

Время зажигания  $t_k$  определялось путем интегрирования уравнения теплопроводности для ДТГ, считавшимся инертным веществом

$$\rho_k c_k \frac{\partial T_k}{\partial t} = \lambda_k \frac{\partial^2 T_k}{\partial x^2}. \quad (1)$$

Начальное и граничные условия записывались следующим образом:

$$T_k(x;0) = T_0 = \text{const} \quad \text{при } t = 0, \quad (2)$$

$$T_k(\infty;t) = T_0 = \text{const} \quad \text{при } x \rightarrow \infty, \quad (3)$$

$$\text{при } x = 0 - \lambda_k \frac{\partial T_k}{\partial x} = q_h - (c_h \cdot \rho_h \cdot d_h + c_s \cdot \rho_s \cdot d_s) \frac{\partial T_k}{\partial t}. \quad (4)$$

Здесь  $\rho_k$  – плотность ДТГ, кг/м<sup>3</sup>;  $c_k$  – удельная массовая теплоемкость, Дж/(кг·К);  $\lambda_k$ ,  $a_k$  – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К);  $\rho_h$  – плотность сплава, кг/м<sup>3</sup>;  $c_h$  – его удельная массовая теплоемкость;  $d_h$  – диаметр проволоочки;  $\rho_s$  – плотность металла, из которого изготовлен ТС, кг/м<sup>3</sup>;  $c_s$  – его удельная массовая теплоемкость;  $d_s$  – толщина донной части ТС.

Плотность теплового потока на торцевой поверхности ДТГ площадью  $S_c$ , равна  $q_h = N_h / S_c$ . Здесь  $N_h = U_h^2 / R_l$  – мощность СН, имеющей электрическое сопротивление  $R_l$ , вычисляемое по известной формуле  $R_l = \rho_e l_h / \sigma_h$ , где  $\rho_e$  – удельное электрическое сопротивление сплава (нихром, константан);  $U_h$  – напряжение на СН, В;  $l_h$  – длина проволоочки;  $\sigma_h$  – площадь ее поперечного сечения.

Как видно из (4), в случае  $d_h = 0$ ,  $d_s = 0$ , или достаточно тонких СН и ТС, получаем вариант граничного условия второго рода. В монографии [9] отмечено, что при использовании СН из нихрома толщиной 5 мкм, граничное условие (4) допустимо заменить условием нагрева ДТГ постоянным тепловым потоком. Подобный режим описывается зависимостью

$$\bar{T}_k(t) = T_0 + (2q_h / \lambda_k) \sqrt{a_k t}. \quad (5)$$

Для изменения температуры поверхности контакта топлива со СН получено следующее выражение:

$$T_f(t) = T_0 \left\{ 1 + \frac{q}{b} \left( \frac{2b}{\sqrt{\pi}} \sqrt{Fo} - 1 + \exp(b^2 Fo) \right) \cdot [1 - \text{erf}(b \sqrt{Fo})] \right\}. \quad (6)$$

В решении (5) использованы такие безразмерные параметры:

$$q = q_h \cdot \delta_h / (\lambda_k \cdot T_0); \quad b = (c_k \cdot \rho_k \cdot d_h + c_s \cdot \rho_s \cdot d_s) / (c_h \cdot \rho_h \cdot d_h). \quad (7)$$

Критерий Фурье играл роль безразмерного времени

$$Fo = a_k \cdot t / \delta_h^2.$$

где  $a_k$  – коэффициент температуропроводности, м<sup>2</sup>/с;

При выполнении прикладных расчетов нахождение значений интеграла вероятностей  $\text{erf}(z)$  можно осуществлять по аппроксимационной формуле из [10]

$$\text{erf}(z) = \sqrt{1 - \exp(-1,26z^2)}.$$

Теплофизические свойства ДТГ типа Н согласно [6] равны:  $\lambda_k = 0,26$  Вт/(м·К);  $\rho_k = 1600$  кг/м<sup>3</sup>;  $c_k = 1460$  Дж/(кг·К);  $a_k = 10^{-7}$  м<sup>2</sup>/с.

Результаты расчета характеристик зажигания ДТГ Н для нескольких тепловых нагрузок СН из нихромовой проволоочки, использовавшийся в опытах, приведены в таблице 1. Мощность

варьировалась путем изменения  $U_h$  от 5 до 10 В.

**Таблица 1.** Влияние мощности СН на создаваемый ею тепловой поток и время зажигания

|                                   |       |       |       |       |       |       |
|-----------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $N_h$ , Вт                        | 15,79 | 19,11 | 22,74 | 26,69 | 30,96 | 35,54 |
| $q_h 10^{-4}$ , Вт/м <sup>2</sup> | 5,03  | 6,08  | 7,24  | 8,5   | 9,85  | 11,31 |
| $t_z$ , с                         | 8,60  | 5,90  | 4,20  | 3,0   | 2,30  | 1,70  |

В монографии [6] приведены результаты численного расчета времени зажигания ДТТ Н постоянным тепловым потоком. При  $q_c = 4,2 \cdot 10^4$  Вт/м<sup>2</sup> время  $t_z = 2,2$  с и температура зажигания равна 494 К.

Для сравнения была вычислена температура зоны контакта в зависимости от времени при этом же  $q_c$  по формуле (5). Оказалось, что при  $t = 2,70$  с,  $T_f = 499,4$  К, что подтверждает допустимость использования критерия «температура вспышки».

Проверка достоверности полученных расчетных результатов осуществлена сравнением их с опытными данными по зажиганию ДТТ Н, приведенными в таблице 2, которые выполнялись при начальной температуре 20 °С таким образом [11]. Между двумя плотно прижатыми друг к другу образцами вещества помещалась нихромовая фольга толщиной 5 мкм, по которой пропусклся постоянный электрический ток. Здесь  $t_h$  – время работы нагревательного элемента;  $q_h$  – средняя плотность теплового потока на «инертной» части зависимости температуры поверхности от времени  $T_s(t)$ .

**Таблица 2.** Влияние плотности теплового потока, создаваемого СН, контактирующей со стенками ДТТ, на время зажигания

|                                         |     |      |      |      |     |      |
|-----------------------------------------|-----|------|------|------|-----|------|
| $q_h \cdot 10^{-4}$ , Вт/м <sup>2</sup> | 5,3 | 6,7  | 8,4  | 9,2  | 12  | 15   |
| $t_z$ , с                               | 5,9 | 4,34 | 2,52 | 2,08 | 1,1 | 1,04 |

Хорошее качественное и удовлетворительное количественное соответствие свидетельствует о влиянии ТС на экранировку ДТТ, и о применимости предлагаемой упрощенной методики для подготовки эксперимента и анализа полученных результатов.

Таким образом, показано, что диапазон варьированных мощностей СН, используемых для зажигания ДТТ с термостойким стаканом, находится в пределах, обеспечиваемых автономными источниками подводного освещения.

#### Список литературы:

1. Термогазохимическое воздействие на малодебитные и осложненные скважины /Г.А.Чазов, В.И. Азаматов, В.В. Якимов, А.М. Савич. – М.:Недра, 1986. – 150 с.
2. Барсуков В.Д., Голдаев С.В. Подводное зажигание и горение унитарных твердых топлив. Теория, эксперимент, технические предложения – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2003. – 343 с.
3. Стопцов Н.А., Груздев М.А. Средства подводного освещения – Л.: Судостроение, 1985 – 200 с.
4. Способ сжигания унитарного твердого топлива в жидкой среде. Патент 2345277 Рос. Федерация //В.Д. Барсуков, С.В. Голдаев, Н.П. Минькова, С.Н. Поленчук. – Оpubл. в БИ №3 от 27.01.2009. – 7 с.
5. Новый способ подводного сжигания унитарного твёрдого топлива при движении фронта горения сверху вниз /В. Д. Барсуков, С. В. Голдаев, Н. П. Минькова, С. Н. Поленчук // Фундаментальные и прикладные проблемы современной механики: Материалы конференции. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2006. – С. 64–65.
6. Вилонов В.Н. Теория зажигания конденсированных веществ. – Новосибирск: Наука, 1984. – 185 с.
7. Альтман Д., Грант А. Теория зажигания твердых горючих накалиной проволокой /В кн.: Материалы IV международного симпозиума по вопросам горения и детонации волн /Пер. с англ. под общ. ред. Предводителя А.С. – М.: Оборон. издат. – С.126 – 129.
8. Зарко В.Е., Хлевной С.С. Зажигание баллистического пороха накаливаемыми проволочками//Физика горения и взрыва – 1968 –Т.4, №2 –С.165–169.
9. Голдаев С.В. Тепловое воздействие на конденсированные вещества плоскими и цилиндрическими нагревателями – Томск: Изд-во ТПУ, 2012. – 180 с.
10. Резников А. Н., Резников Л.А. Тепловые процессы в технологических системах – М.: Машиностроение, 1990. – 288 с.
11. Земских В.И., Лейпунский О.И. Определение кинетики тепловыделения конденсированных реагирующих веществ при зажигании по зависимости температуры поверхности от времени //Физика горения и взрыва – 1987 – Т.23, №3 – С.3–8.

### Схемные решения для очистки дымовых газов пылеугольных котлов от оксидов азота и серы

Агеев М. А.

Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.,  
г. Саратов, Россия

В настоящее время тепловой энергетике принадлежит определяющая роль в производстве электроэнергии. Доля ТЭС в выработке электроэнергии составляет около 70 %. При этом увеличивается доля угля в топливном балансе с 25,8 до 44,4 % [1]. Преобладающие позиции тепловой энергетики сохраняются, очевидно, и в обозримой перспективе. С экологической точки зрения тепловые электростанции представляют собой непрерывно действующие уже в течение десятков лет источники выбросов в атмосферу продуктов сгорания топлива. Все это должно привести к радикальному пересмотру сложившегося отношения к проблеме негативного воздействия твердотопливных электрических станций на окружающую среду. Одними из загрязняющих атмосферу веществ являются оксиды азота. Например, выход оксидов азота при использовании углей кузнецкого, донецкого, экибастузского месторождений составляет от 0,0064 до 0,016 м<sup>3</sup>/кг топлива [2]. При дальнейшем увеличении выработки электроэнергии на ТЭС и использование для этих целей углей проблема очистки дымовых газов становится чрезвычайно актуальной.

В настоящее время существует множество способов подавления оксидов азота в процессе их образования в топочной камере. Среди них «нестехиометрическое сжигание» [3], топки МЭИ с перекрещивающимися струями, вихревая топка НПО ЦКТИ, γ-топки ВТИ, трехступенчатое сжигание [4] и другие. Однако эти способы не обеспечивают требуемой степени удаления оксидов азота из дымовых газов. Для того чтобы максимально снизить содержание оксидов азота в дымовых газах, приходится использовать различные методы очистки дымовых газов. Наиболее перспективным и эффективным методом удаления оксидов азота является их селективное каталитическое восстановление (СКВ) аммиаком на твердом катализаторе. Этот метод позволяет уменьшить выбросы NO<sub>x</sub> более чем на 90 % [5],[6].

Радикальным решением в этой ситуации может быть сооружение отдельной от котельных агрегатов системы глубокой очистки дымовых газов. Схемы глубокой очистки дымовых газов от вредных выбросов, представленные на рис. 1 и 2. Различие этих схем заключается в использовании для подогрева дымовых газов перед реактором СКВ в одном варианте - воздуха, в другом варианте - насыщенного пара из барабана котла.

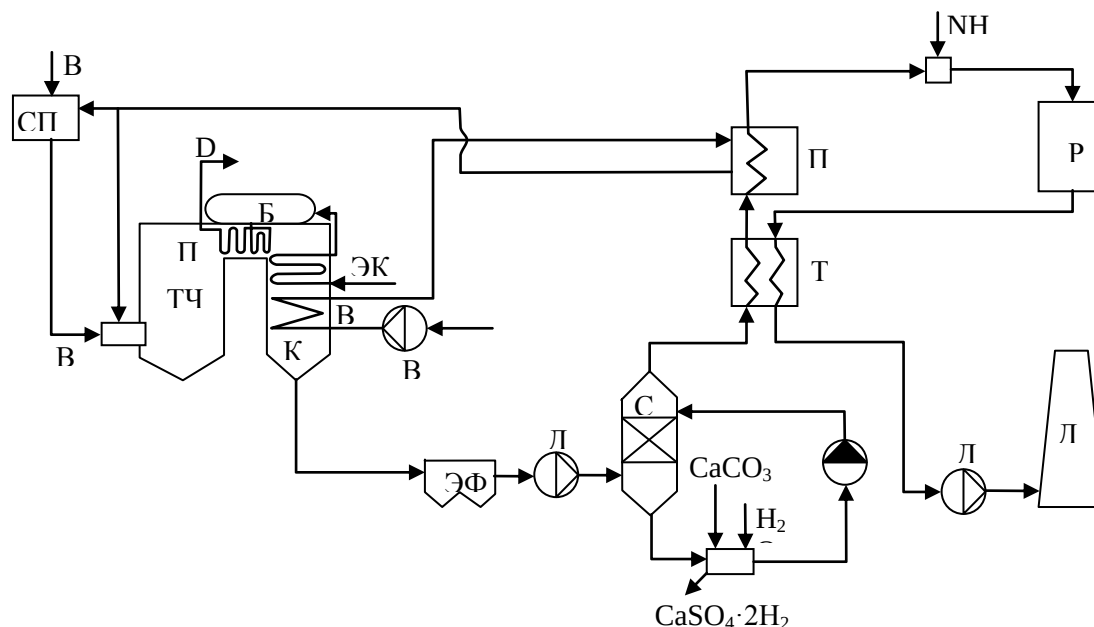


Рис. 1. Схема системы глубокой очистки дымовых газов пылеугольных энергетических котлов (греющий теплоноситель – воздух)

СПП – система пылеприготовления; ТЧ, КЧ – топочная и конвективная части котла; Б – барабан; ПП – пароперегреватель; ЭК – экономайзер; ВП – воздухоподогреватель; ЭФ – электрофильтр; СО

– сероочистка; ТР – теплообменник-регенератор тепла; П – подогреватель; Р – реактор селективного каталитического восстановления оксида азота; В – вентилятор; Д – дымосос; ДТ – дымовая труба.

Извлечение диоксида серы из дымовых газов осуществляется на установке сероочистки СО (рис. 1), после которой их температура снижается. Для реализации селективного каталитического восстановления оксидов азота температура в зоне реакции должна соответствовать 250 – 350 °С [7]. В приведенном на рис. 1 варианте схемы необходимый нагрев дымовых газов в подогревателе П осуществляется с помощью воздуха, подаваемого затем в систему пылеприготовления и на горение топлива. В связи с этим при модернизации пылеугольных котлов и оснащении их системами очистки требуется реконструкция конвективной шахты с увеличением площади поверхности воздухоподогревателя. Это обстоятельство потребует увеличения расхода топлива для обеспечения дополнительного подогрева воздуха. Модернизация твердотопливных котлов заключается в использовании более эффективных оребренных поверхностей нагрева. Штатная замена гладкотрубной поверхности экономайзера на поверхность из труб с поперечным спиральным оребрением делает его более компактным. Этим достигается уменьшение занимаемого экономайзером объем в газоходе котла [8]. В освободившийся объем газохода помещается дополнительная поверхность воздухоподогревателя.

В другом варианте, представленном на рис. 2, подогрев дымовых газов перед подачей их в реактор СКВ осуществляется насыщенным паром из барабана котла. Реализация этой схемы при соблюдении условия  $D_n = const$  сопровождается (как и вариант рис. 1) определенным увеличением расхода топлива в котел.

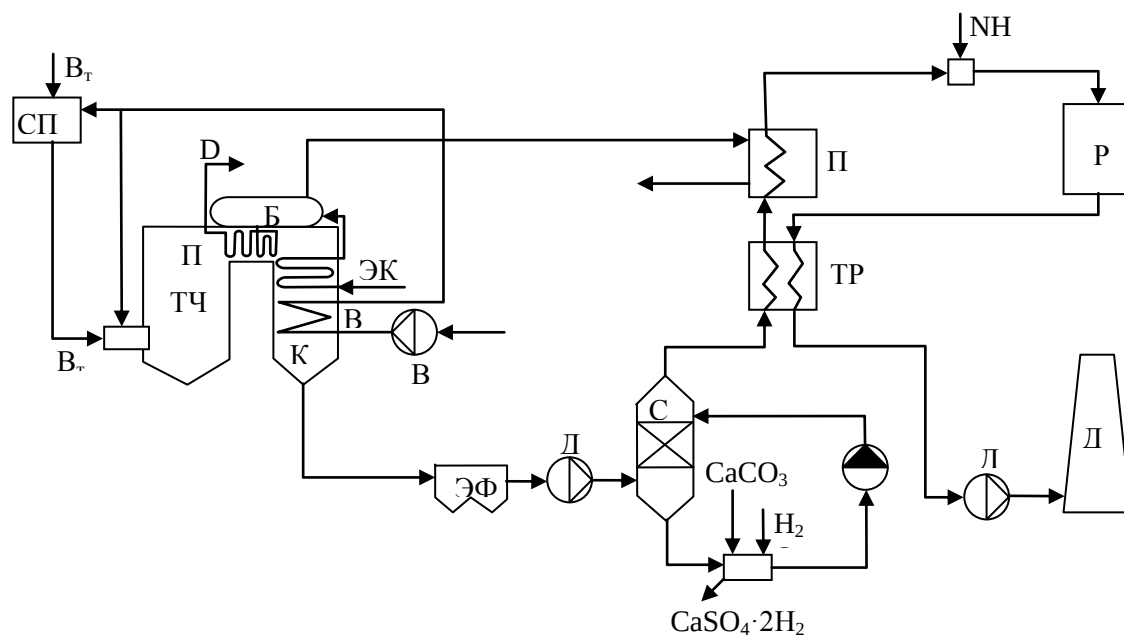


Рис. 2. Схема системы глубокой очистки дымовых газов пылеугольных энергетических котлов (греющий теплоноситель – насыщенный пар)

СПП – система пылеприготовления; ТЧ, КЧ – топочная и конвективная части котла; Б – барабан; ПП – пароперегреватель; ЭК – экономайзер; ВП – воздухоподогреватель; ЭФ – электрофильтр;

СО – сероочистка; ТР – теплообменник-регенератор тепла; П – подогреватель; Р – реактор селективного каталитического восстановления оксида азота; В – вентилятор; Д – дымосос; ДТ – дымовая труба.

Из анализа приведенных на рис. 1 и 2 схем систем глубокой очистки дымовых газов от пылеугольных котлов следует большое влияние эффективности теплопередающих поверхностей на выходные экономические показатели внедрения. В связи с этим при разработке экономико-математического описания системы в целом предусматривается решение внутренних задач оптимизации теплопередающих устройств.

Важным моментом, способствующим активному внедрению технологий глубокой очистки дымовых газов от пылеугольных котлов является обеспечение наилучших с позиций экономики массогабаритных характеристик используемого оборудования и оптимальных рабочих параметров системы. Из анализа имеющихся на данный момент работ, посвященных глубокой очистке дымовых газов от вредных компонентов ( $\text{NO}_x$  и  $\text{SO}_2$ ), можно сделать вывод, что ни в одной работе не рассматривается комплексная оптимизация рабочих и конструктивных параметров системы очистки дымовых газов и источника. Для котла традиционно определяется оптимальная температура отходящих газов, для реактора СКВ – в лучшем случае массогабаритные характеристики аппарата и температура восстановления оксида азота. То есть определяются условия работы отдельного элемента схемы. Основное внимание уделяется разработке способов и методов, обеспечивающих снижение выбросов до установленных нормативными документами значений.

Вывод: представленные схемы вынесенной системы глубокой очистки дымовых газов от пылеугольных котлов могут быть использованы как при строительстве новых промышленных энергоустановок на твердом топливе, так и при модернизации работающих агрегатов в связи с ужесточением требований по предельно допустимым выбросам вредных ингредиентов в окружающую среду. Второй вариант внедрения существенно отличается от первого и во многом зависит от состава оборудования, уже имеющегося в конкретном варианте модернизируемого котла. Следует отметить, что второй вариант внедрения, как правило, может быть связан с определенными изменениями конструкции конвективной шахты модернизируемого котла и расхода топлива при неизменной основной части конструкции.

#### Список литературы:

1. Гаврилин А. С. Об «Энергетической стратегии России на период до 2020 г.» и структурной реформе в электроэнергетике. // Энергетическая политика. 2001. Вып. 1. с. 3-14
2. М. А. Агеев Проблемы очистки дымовых газов пылеугольных парогенераторов /Актуальные вопросы промышленной теплоэнергетики и энергосбережения. Межвузовский научный сборник. Саратов: СГТУ, 2004. 233 с.
3. Котлер В. Р. Оксиды азота в дымовых газах котлов. / Котлер В. Р. М.: Энергоатомиздат, 1987. С. 144
4. Development of MACT – in furnace  $\text{NO}_x$  – removal process for utility steam generators/ Y. Takahashi e. a. // Proceedings of the American Power Conference. 1982. Vol. 44. P. 402-412.
5. Сиддики А. А., Тенины Дж. У. Методы снижения выбросов оксидов азота // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1981, № 10. С. 136-144.
6. Котлер В. Р. Снижение выбросов оксидов азота котлами ТЭС при сжигании органического топлива // Итоги науки и техники ВИНТИ. Сер. «Котельные установки и водоподготовка». – М., 1987. Вып. 7. С. 60-68.
7. Марценюк-Кухарук, М. Г. Разработка процесса СКВ для очистки отходящих газов от оксидов азота / М. Г. Марценюк-Кухарук, С. Н. Орлик, В. А. Остапюк, В. Н. Орлик, И. Ф. Миронюк, Г. С. Марченко // Химическая промышленность. – 1996. - № 4. – С. 29-33.
8. Медведев, В. А. Эффективность комплексной модернизации хвостовой части действующих пылеугольных котлов / В. А. Медведев, А. У. Липец, Н. В. Пономарева, Г. Д. Бухман, С. М. Кузнецова // Теплоэнергетика. -1999. -№ 8. – С. 43-47.

#### Исследование ГТУ-ТЭЦ с газификацией кавитационного жидкоугольного топлива

*А.Н. Антонов, О.К. Григорьева*

*Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия*

Основные факторы, которые тормозят развитие энергетики в целом и отражаются на конечных потребителях, в частности: оборудование имеет высокую степень износа, паротурбинные энергоблоки работают с очень низким кпд.

В связи с этим считается актуальным исследование технологических схем ТЭЦ с современными газотурбинными установками и использованием нового топлива на основе угольных технологий.

Для исследования были сформулированы задачи, в число которых входит: разработка методики расчета технологической схемы ГТУ-ТЭЦ с газификацией кавитационного жидкоугольного топлива, определение и анализ схемно-параметрических и технико-

экономических показателей, а также разработка рекомендаций по выбору рациональных схем и параметров ГТУ-ТЭЦ.

Технологическая схема представлена на рисунке 1. ГТУ-ТЭЦ с газификацией кавитационного жидкоугольного топлива (КЖТ) состоит из газификатора (ГФ), в который подводится КЖТ, циклона, после которого синтез-газ (СГ) идет в камеру горения (КГ) газотурбинной установки, а часть возвращается в газификатор для завершения процесса газификации. Также имеется компрессор, газовая турбина, генератор, подогреватели сетевой воды. Часть отработанного газа после турбины идет на сетевые подогреватели, а часть - в газификатор.

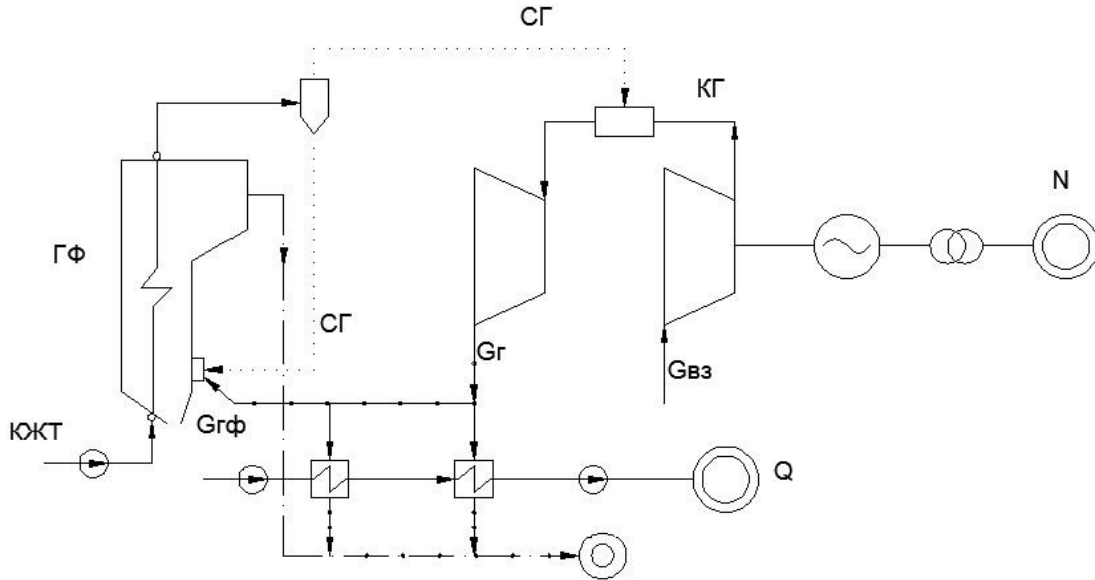


Рис. 1. Технологическая схема ГТУ-ТЭЦ с газификацией кавитационного жидкоугольного топлива

Физическая модель газификации КЖТ представляется в виде трехстадийного процесса: первая стадия - выпаривание жидкости из КЖТ, вторая - выход летучих, третья - паровая газификация углерода угольных частиц КЖТ.

Были рассмотрены схемы с отечественными и зарубежными газовыми турбинами, мощностью от 75 МВт до 294 МВт. При расчётах приняты следующие параметры:

- температура синтез-газа  $t_{CT} = 1000 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ,
- температура окружающего воздуха  $t_a = -10 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ,
- температура уходящих газов  $T_{yx} = 373 \text{ K}$ ,
- КПД газовой турбины и компрессора  $\eta_T = \eta_K = 0,9$ ,
- теплоемкость воздуха  $c_p = 1 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{K})$ ,
- температурный график задан  $t_{nc}/t_{oc} = 110 \text{ }^{\circ}\text{C}/70 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Основные результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1. Показатели энергетических ГТУ и результаты расчёта

| Наименование                                    | Газовая турбина |         |         |         |            |         |
|-------------------------------------------------|-----------------|---------|---------|---------|------------|---------|
|                                                 | AE64.3A         | ГТУ-100 | ГТЭ-180 | V94.3A  | MW701F     | AE94.3A |
| Производитель ГТУ                               | Ansaldo         | -       | ЛМЗ     | Siemens | Mitsubishi | Ansaldo |
| Мощность ГТУ, МВт                               | 75,4            | 100     | 178,2   | 225,0   | 270,3      | 294,0   |
| Начальная температура газа, $^{\circ}\text{C}$  | 1427            | 1200    | 1250    | 1315    | 1350       | 1454    |
| Степень сжатия воздуха в компрессоре            | 18,1            | 20      | 15      | 17      | 17         | 18,2    |
| Температура воздуха на выходе из компрессора, K | 639,75          | 658,13  | 604,76  | 627,86  | 627,86     | 640,81  |
| Температура газов за турбиной, K                | 832             | 710     | 816     | 850     | 859        | 853     |

КПД ГТУ равен 38,8...46,3%, КПД ГТУ-ТЭЦ в "конденсационном" режиме в зависимости от мощности ГТУ 30,1...35,9% (рис.2). Как видно из расчётов, схемы с турбинами завода Ansaldo имеют самый высокий коэффициент полезного действия из рассматриваемых вариантов.

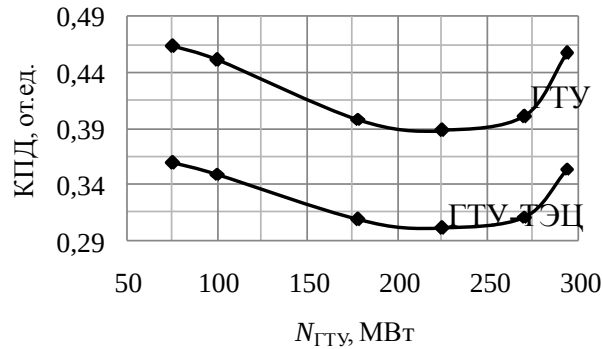


Рис. 2. КПД ГТУ и ГТУ-ТЭЦ в зависимости от мощности ГТУ.

Согласно приближенной оценке капиталовложения составляют для ГТУ с учетом сетевой установки от 30,2 млн долл до 108 млн долл, для газификатора с учетом системы КЖТ от 63 млн долл до 261 млн долл. Удельные капиталовложения составляют 1235...1396 долл/кВт (рис. 3). Как видно на графике, наибольшие показатели удельных капиталовложений соответствуют схеме с газовой турбиной Siemens мощностью 225 МВт, наименьшие - схеме с турбинами Ansaldo мощностью 75 и 294 МВт.

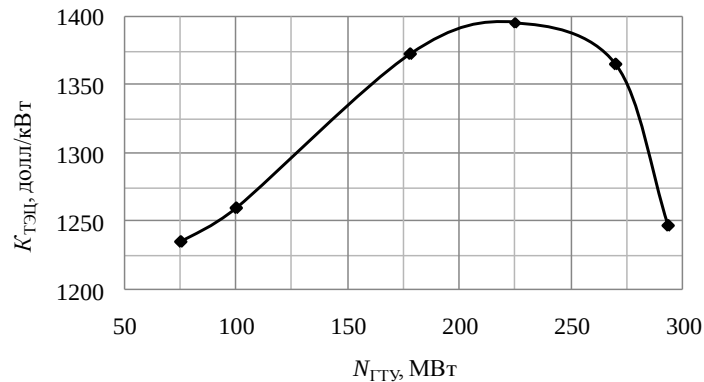


Рис. 3. Удельные капиталовложения в схему в зависимости от мощности газотурбинной установки.

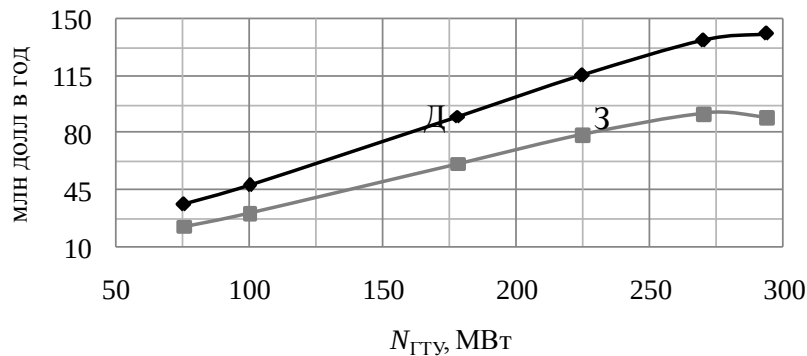


Рис. 4. Доходы и затраты в энергоблок в зависимости от мощности ГТУ.

При определении затрат (З) на обслуживание энергоблоков в год и годового дохода (Д), получаемого от блока, были приняты следующие параметры: тариф на электроэнергию 2,18 руб./кВт, число часов использования установленной мощности 6000 ч/год. Получаемая прибыль, в данном случае, находится на уровне от 13,187 млн долл до 44,851 млн долл. На графике (рис. 4) отчетливо видно, как растёт разница между затратами и доходами при увеличении мощности ГТУ в составе исследуемой схемы.

Опираясь на полученные значения ежегодных доходов и затрат в схему, определен простой срок окупаемости ГТУ-ТЭЦ (рис. 5), его значения укладываются в современные нормы по сроку окупаемости, которые для большой энергетики составляют 5...10 лет. Причём меньшие значения приходятся на блоки с газовыми турбинами завода Ansaldo.

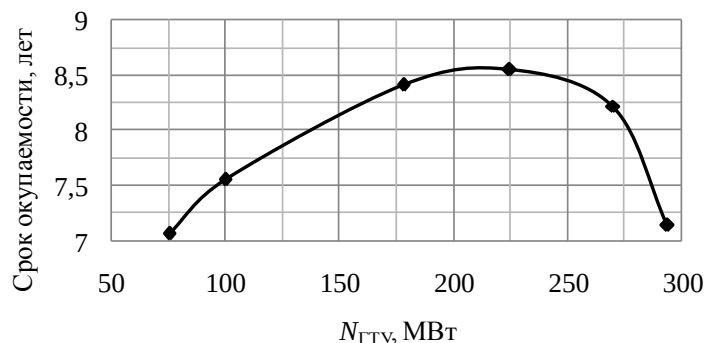


**Рис. 5.** Простой срок окупаемости схемы ГТУ-ТЭЦ с газификацией КЖТ в зависимости от мощности ГТУ.

Вывод: разработана и рассмотрена схема ГТУ-ТЭЦ с газификацией кавитационного жидкоугольного топлива. Среди всех рассмотренных схем, наиболее экономичными являются схемы с газовыми турбинами Ansaldo самой малой и самой большой мощности, наименее экономичной - схема с турбиной Siemens. Однако согласно оценке технико-экономических показателей, можно заключить, что все рассмотренные схемы укладываются в современные нормы срока окупаемости (для рассмотренных 7...9 лет), а также их использование является экономически целесообразным.

#### Список литературы:

1. Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций./ Учебное пособие для вузов. Под ред. С.В. Цанева.- М.: Изд. МЭИ, 2002. - 584 с.
2. Ольховский Г.Г. Энергетические газотурбинные установки. М.: Энергоатомиздат, 1985. - 304 с., ил.

#### Ресурс тепловой энергии речной воды в нижнем бьефе Саяно-Шушенской ГЭС

*Ботов И.Е., Немченко Н.И.*

*Сибирский Федеральный Университет Саяно-Шушенский филиал, пгт. Черёмушки, Россия*

Енисей, как первичный источник энергии, обеспечивает установленную мощность СШ ГЭС равную 6400 МВт. Среднегодовая выработка электроэнергии составляет 24 Млрд кВт ч. ГЭС поставляет электроэнергию крупным потребителям: Саяногорскому, Хакасскому, Красноярскому и Новокузнецкому алюминиевым заводам, а также Кузнецкому ферросплавному заводу. Одновременно Енисей обладает огромным запасом практически не используемой тепловой энергии.

Участок реки в границах от плотины Саяно-Шушенской ГЭС до города Абакан, не замерзающий в зимнее время, является источником низкопотенциальной теплоты, удобной для использования в теплонасосных установках (ТНУ). В [2, с. 51] показана возможность применения ТНУ в качестве источника теплоснабжения поселка Черемушки. Замена электротепловой установки на ТНУ позволит сократить расход электроэнергии в 1,5-3,0 раза.

Целью настоящей работы является оценка ресурсов тепловой энергии воды в нижнем бьефе Саяно-Шушенской ГЭС.



На рис.1,2 показаны годовые графики расхода и температуры воды в нижнем бьефе гидроэлектростанции за период с 2010 по 2013 гг., построенные по данным лабораторных измерений СШ ГЭС [3].

Величина расхода зависит от режима работы станции, времени года, метеорологических условий и других факторов. Графики расходов имеют сложную форму.

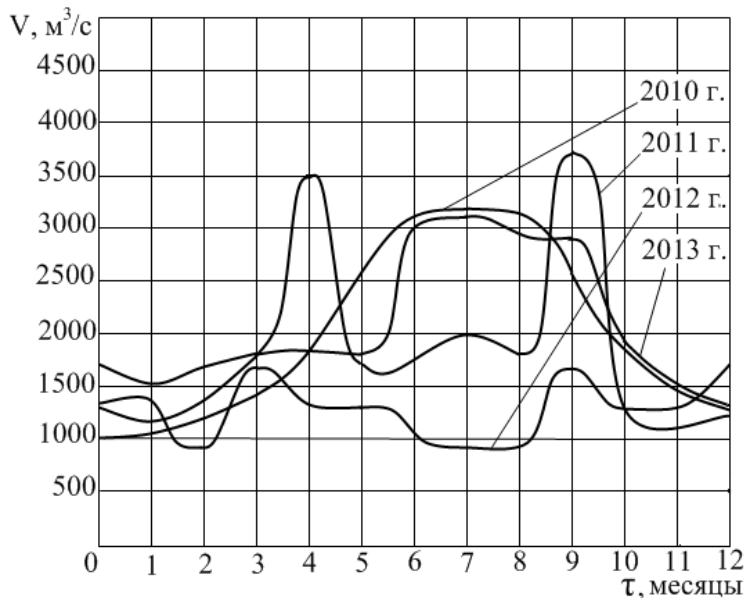


Рис. 1. Годовые графики расходов воды в нижнем бьефе ГЭС

Температура воды в рассматриваемом четырехлетнем периоде принимала значения от 1,5 до 15 °С. Наиболее высокая температура характерна для сентября, наиболее низкая – для февраля. На величину температуры в нижнем бьефе ГЭС влияет слив воды через береговой и плотинный водосбросы.

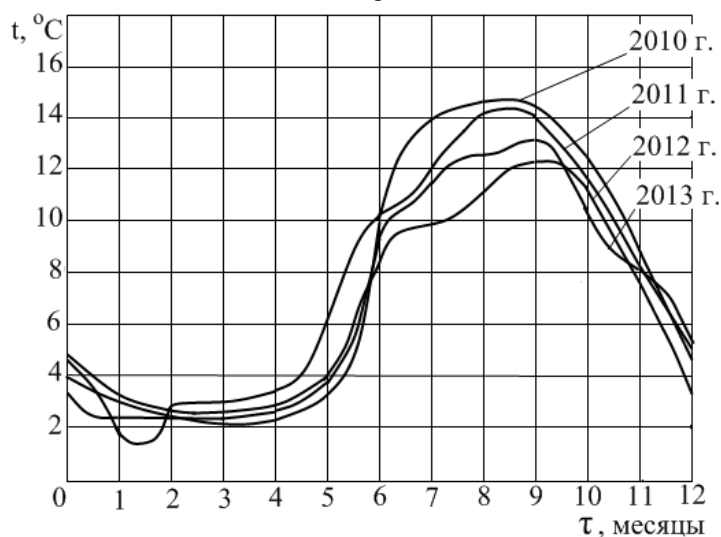


Рис. 2. Годовые температурные графики воды в нижнем бьефе ГЭС

На основании имеющегося экспериментального материала нами рассчитаны для каждого месяца средние арифметические значения за четыре года параметров, характеризующих ресурс низкопотенциальной тепловой энергии. Такими параметрами являются массовый расход и удельная энтальпия воды, тепловая мощность водотока.

Массовый расход воды,  $\text{кг}/\text{с}$ , вычислен по известному объемному расходу и средней в рассматриваемом диапазоне температур плотности воды  $\rho=999,8 \text{ кг}/\text{м}^3$ .

Годовой график среднего массового расхода показан на рис. 3.

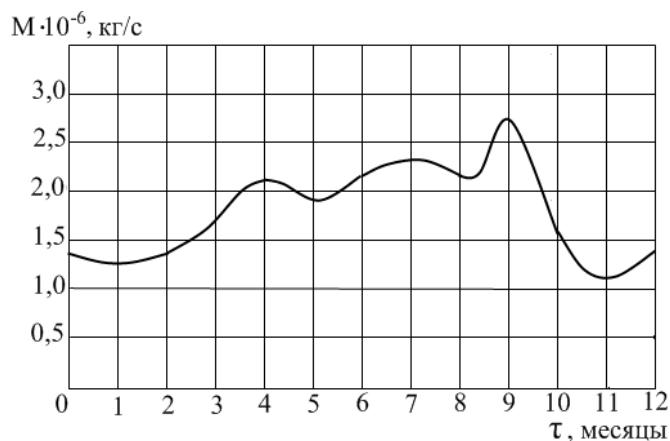
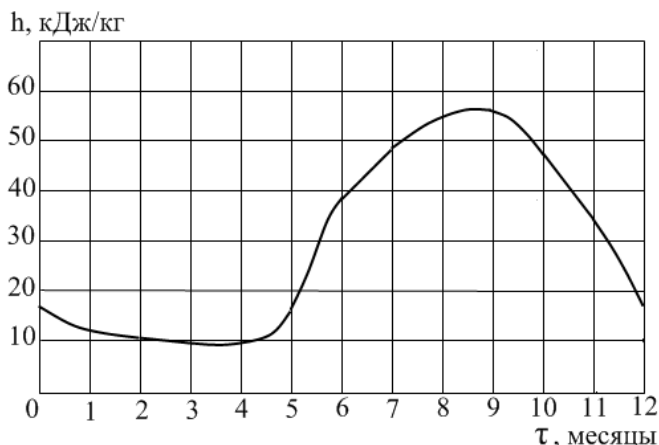


Рис. 3. Средний за период 2010-2013 гг. массовый расход воды в нижнем бьефе СШ ГЭС

Удельная энтальпия воды  $h$ , кДж/кг, при давлении 150 кПа в зависимости от температуры была принята по справочнику [1, с. 43]. Абсолютное давление 150 кПа соответствует давлению воды на глубине 5 м.

Энтальпия вещества представляет собой совокупность внутренней энергии и потенциальной энергии внешнего давления. Началом отсчета внутренней энергии воды принято считать тройную точку. Удельная энтальпия воды при давлении 150 кПа и температуре около 0 °С составляет 0,1 кДж/кг.



Годовой график средней удельной энтальпии приводится на рис.4.

Рис.4. Средняя за период 2010-2013 гг. удельная энтальпия воды в нижнем бьефе СШ ГЭС

Тепловая мощность водотока представляет собой количество теплоты, переносимой водой через контрольный створ реки за единицу времени, и равна произведению массового расхода воды на ее удельную энтальпию, Вт:  $q = M \cdot h$

Результаты расчетов тепловой мощности водотока показаны в графической форме на рис. 5.

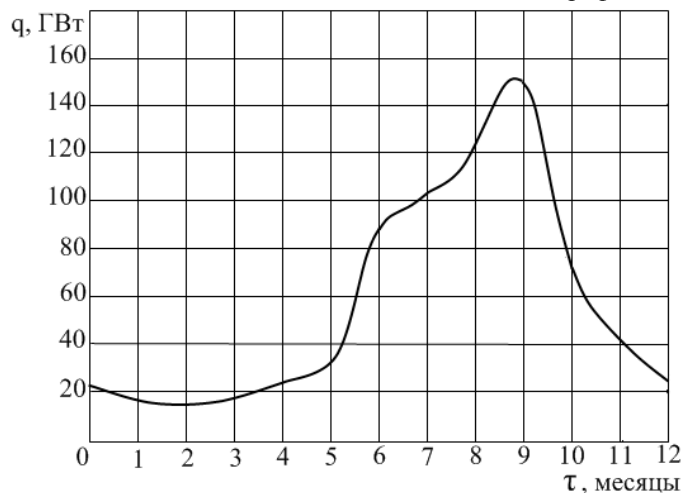


Рис. 5. Средняя за период 2010-2013 гг. тепловая мощность водотока в нижнем бьефе СШ ГЭС

Количество теплоты, переносимой за конечный промежуток времени может быть приближенно рассчитано по формуле, кДж:  $Q = q_{\text{ср}} \cdot \Delta\tau$ ,

где  $q_{\text{ср}}$  – среднее за рассматриваемый промежуток времени значение тепловой мощности водотока, кВт;  $\Delta\tau$  – величина промежутка времени, с.

По нашим расчетам наибольшая тепловая мощность водотока приходится на сентябрь, она составляет 153,3 ГВт, наименьшая – на февраль – 13,2 ГВт. Количества теплоты, переносимой за сентябрь и февраль, соответственно равны  $3,7 \cdot 10^8$  ГДж и  $3,6 \cdot 10^7$  ГДж.

Среднегодовой расход и температура воды составили, соответственно, 1785 м<sup>3</sup>/с и 6,9 °С.

Отвод теплоты через теплообменные устройства и охлаждение речной воды на 1 °С позволит получить 7494 МВт тепловой энергии, что превышает установленную электрическую мощность СШ ГЭС.

#### Список литературы:

1. Александров, А. А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара: Справочник / А. А. Александров, Б. А. Григорьев. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 168 с.
2. Немченко, Н. И. Теплонасосная установка – перспективный источник теплоснабжения поселка / Н. И. Немченко // Промышленная энергетика. – 2013. – №10. – С. 51–54.
3. Сведения предоставлены службой мониторинга гидротехнических сооружений филиала ОАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного».

УДК 621.165

#### Вдув перегретого пара в каналы сопловых решеток влажнопаровых ступеней турбин как способ повышения эффективности и эрозионной стойкости

Усачев К.М.

ОАО «Силловые машины» г. Санкт-Петербург, Россия

В большинстве ступеней насыщенного пара, а также в последних ступенях конденсационных турбин перегретого пара, процесс расширения происходит ниже пограничной кривой. Таким образом, в этих ступенях рабочим телом является двухфазная среда. Жидкая среда во влажном паре может находиться в мелкодисперсном состоянии — в виде тумана, в крупнодисперсном состоянии — в виде капель и, наконец, в виде пленки, движущейся по твердым поверхностям профилей лопаток, стенок каналов, а также в виде струй, срывающихся с этих поверхностей.

Наличие влаги приводит как к снижению КПД по сравнению с работой перегретым паром, так и к эрозионному износу элементов проточных частей турбин, в первую очередь рабочих лопаток. Для уменьшения вредного влияния влаги предпринимаются комплексные мероприятия, условно разделяемые на пассивные (повышение эрозионной стойкости деталей) и активные, направленные на уменьшение влажности и изменение дисперсного состава капельной влаги. Весьма действенным способом локального снижения влажности является внутриканальное влагоудаление, то есть отвод влаги с поверхностей сопловых (а в ряде случаев и рабочих) решеток профилей. Вместе с тем, вопрос о применении частичного испарения и дробления влаги на поверхностях проточных частей как альтернативное решение заслуживает внимания по следующим причинам.

Выполнение щелей и отверстий на профильных поверхностях может создать условия на переменных режимах для выбрасывания из щелей влаги, т.е. система внутриканальной сепарации может превратиться в генератор крупнодисперсной влаги. Отрицательную роль играют щели, вызывая образование зон вихрей, негативно действующих на работу рабочих лопаток. Кроме того через щели вместе с влагой уходит некоторая часть пара, не совершающая полезной работы в последней ступени. Внутриканальная сепарация не ликвидирует полностью источник крупнодисперсной влаги за счет отвода пленок и капель, не улавливаются капли, отскакивающие в поток при ударе влаги о поверхность сопловых лопаток, покрытую пленкой воды [3]. Следует отметить, что в связи с тем, что параметры насыщения во внутренних полостях сопловых лопаток и наружных тел диафрагм значительно ниже, чем в каналах сопел последних ступеней, возможно значительное захлаживание лопаток в зонах влагоотводящих щелей и, соответственно, возникновении дополнительной внепроцессной влаги.

В работе [2] указывается, что можно добиться полного удаления пленочной влаги, комбинируя отсос ее через щели, ведущие во внутренние полости сопловых лопаток с испарением

влаги в струе пара, выходящей через щели в выходных кромках. Недостаток такого решения заключается в неизбежности значительного утолщения выходных кромок и соответствующего увеличения кромочных потерь, а также в снижении надежности конструкции сопловых лопаток и направляющих аппаратов в целом. Альтернативным вариантом может быть выдув пара более высоких параметров (возможно перегретого) в канал через щели на вогнутой поверхности сопловых лопаток, расположенные на некотором расстоянии от выходных кромок. Такое решение более перспективно с точки зрения технологичности конструкции. Исследования

внутриканального наддува через щели, расположенные вблизи выходной кромки со стороны вогнутой поверхности, проведенные в МЭИ, показали возможность снижения профильных потерь на величину до 0,75% при отношении расхода вдуваемого пара к расходу через ступень, равном 0,01 и до 1,1% при отношении расходов, равном 0,02 [2]. Согласно [1] при внутриканальном наддуве с отношением расхода вдуваемого пара к общему расходу пара через ступень, равным 0,12 удавалось добиться снижения максимальных размеров капель влаги примерно в два раза.

Обогрев и наддув двухфазного пограничного слоя позволяет получить более высокую по сравнению с сепарацией экономичность и надежность влажнопаровых ступеней. Опыты МЭИ [1] показывают заметное снижение размеров капель и более равномерное распределение дисперсности по шагу за решеткой. Приводятся данные об исследовании трех вариантов моделей сопловых решеток:

- Сопловые лопатки имеют щели на выходных кромках, на вогнутых поверхностях (по одной щели), на выпуклых поверхностях (по две щели). Ввода греющего пара нет.
- Сопловые лопатки имеют щели на выходных кромках, на вогнутых поверхностях (по одной щели), на выпуклых поверхностях (по две щели). Подается греющий пар.
- Сопловые лопатки имеют щели на вогнутых поверхностях (по одной щели), на выпуклых поверхностях (по две щели). Подается греющий пар.

При наддуве в количестве до 1,2% от расхода через ступень размер модальных капель снижается с 65 мкм до 38 мкм (примерно на 40%), снижение профильных потерь составило 2% (с 7,8 % до 5,8%) при начальной влажности, равной 10%. Кроме того, происходит некоторое выравнивание распределения дисперсности влаги вдоль шага сопловых решеток.

Опыты, проводившиеся на ЛМЗ, показали, что эффективным с точки зрения дробления капель является выдув рабочего тела из выходных кромок сопловых лопаток при относительной скорости струи (отношение скорости вдуваемого пара к скорости потока на выходе из сопловой решетки), равной 0,7 - 0,75 и отношении расхода вдуваемого пара к расходу через ступень, составляющему около 1%. Имело место снижение дисперсности капельного потока в 2-2,5 раза. Данный результат важен, поскольку по некоторым данным интенсивность эрозионного износа пропорциональна характерному размеру капель во второй степени [6].

В последнее время в НИУ МЭИ выполнены работы по исследованию характеристик сопловой решетки при вдуве пара на поверхность профиля [5]. Исследования включали в себя вдув перегретого пара в каналы модельной сопловой решетки. Для изучения влияния вдува на динамику жидкой фазы использовалась система лазерной диагностики. Исследования показали, что вдув греющего пара вдоль вогнутой поверхности профиля способствует разрушению и дроблению водяной пленки. При этом наблюдается снижение потерь кинетической энергии основного потока. Влияние вдува сосредоточено на узком участке кромочного следа. Вдув приводит к увеличению углов выхода жидкой фазы на 1-2 градуса.

Еще одним вариантом системы сепарационно-испарительного или испарительного влагоудаления может быть выпуск пара на торцевых поверхностях канала. Следует отметить, что вблизи торцевых поверхностей межлопаточных каналов имеет место низкоэнергетический слой пара, потерявший часть своей энергии в пограничном слое. Вследствие наличия градиента давления поперек канала, не уравновешенного полем центробежных сил, возникают вторичные течения от корытца к спинке. Данные течения вместе с трением на торцевой поверхности обуславливают наличия вторичных потерь. Развитое вторичное течение проявляется вблизи концов лопаток в виде парных вихрей (от корытца к спинке у торцов, от спинки к корытцу вдали от торцов).

В случае выпуска на торцевую поверхность греющего пара, последний создает заградительную пелену, сносимую вторичными течениями от корытца к спинке. Вследствие нагрева торцевой поверхности канала она становится несмачиваемой или малосмачиваемой. Капли, приобретшие шаровую форму, скатываются под действием потока быстрее, чем при течении по хорошо смачиваемой поверхности. В [3] приводится информация о том, что в одном из опытов при скорости основного потока 400 м/с, при этом отдельные капли двигались со

скоростью 25-40 м/с, а пленка конденсата со скоростью 0,5 -0,7 м/с. Таким образом, нагрев торцевых поверхностей следует рассматривать как мероприятие, направленное не на полное испарение влаги, а на превращение поверхности в плохо смачиваемую и получение большего разгона капельной и пленочной влаги.

В общем случае при наличии на поверхности проточной части жидкой пленки под действием потока пара происходит развитие волнового процесса на границе раздела фаз, срыв частиц и унос их потоком. Динамика срыва определяется скоростью потока, плотностью газового потока и толщиной пленки. Согласно [4] в одном из опытов при увеличении числа Маха от 0,3 до 0,7 происходит уменьшение модального размера капель от 80 до 35 мкм.

Начало срыва капель с поверхности пленки определяется числом Вебера

$$We = \frac{\rho_g C_g^2 \delta_{пл}^3}{\sigma},$$

где:  $\rho_g$  – плотность газа,  $C_g$  – скорость газа относительно пленки;  $\delta_{пл}$  – толщина пленки;  $\sigma$  – коэффициент поверхностного натяжения жидкости.

При использовании вдува в канал через торцевую стенку преследуются следующие цели:

1. Снижение количества влаги, оседающей на поверхностях торцевых стенок и поверхностях периферийных частей направляющих лопаток.
2. Уменьшение смачиваемости вышеуказанных поверхностей и интенсификация срыва капель осевшей влаги до ее схода с выходных кромок. В работе [3] приводятся данные об исследовании движения капельно-пленочной влаги по поверхностям, смачиваемость которых была минимизирована нанесением специальных покрытий на силиконовой основе. Отмечено, что при этом наблюдалось движение частиц, близких к шаровым. Если диаметр модальных капель меньше толщины пограничного слоя, то капли в пристеночной зоне получают вращательное движение от соприкосновения со слоями текущего с высокой скоростью пара. Возникающая подъемная сила, действующая на вращающуюся каплю, перемещает ее к внешней границе пограничного слоя с дальнейшим выбросом ее в поток. Несмачиваемость снижает концентрацию влаги у периферии проточной части, но не решает полностью проблемы эрозии.
3. Разрушение пограничного слоя и парных вихрей в периферийных зонах каналов.

Современные мощные турбины имеют значительные углы раскрытия меридиональных обводов проточных частей низкого давления. Это связано со значительным изменением удельных объемов пара в последних ступенях. В турбинных ступенях с относительно длинными лопатками с резким изменением у периферии высоты проточной части происходит конфузотно-диффузотное течение, сопровождающееся срывными явлениями. Срывы потока на входном участке направляющего аппарата вызывают сильные вторичные течения в периферийной зоне. В зонах сильных вторичных течений вследствие увеличения углов  $\alpha_1$  и малой расходной составляющей скорости поток входит в рабочие лопатки с большими отрицательными углами атаки, что значительно увеличивает потери энергии. Одним из эффективных методов борьбы с вторичными потерями в диффузных областях ступеней большой веерности является разделение крупных вихрей на более мелкие. Срывные явления развиваются при малых объемных пропусках пара, что сопровождается дополнительным снижением экономичности и надежности. При значительном снижении объемного расхода на периферии могут возникать отрывы в виде тортовых вихрей. Скорость вращения вихревого потока достигает 250 м/с [2]. Большое влияние на развитие отрыва потока оказывает форма профиля направляющего аппарата и располагаемый перепад на ступень. С увеличением меридионального угла раскрытия вследствие незаполнения потоком периферийных сечений, особенно на режимах малых объемных расходов возникают отрывы потока на безлопаточном участке меридионального обвода и на вогнутой поверхности профилей у входных кромок. Нарушается обтекание выпуклой стороны лопаток.

Кроме тортового вихря может возникнуть зона прикорневого отрыва в сопловых и рабочих решетках, это явление сопровождается эрозийным износом выходных кромок рабочих лопаток.

В качестве одного из активных методов по снижению вредного явления вышеуказанных явлений можно рассматривать наддув в сопловые каналы перегретого пара с целью заполнения диффузных участков и разрушения периферийных и прикорневых вихрей.

При организации подвода греющего пара от внешнего источника следует предусматривать использование регулирующего органа (клапана) с целью подвода минимально необходимого расхода на номинальном режиме и увеличенного расхода на режимах с уменьшенными объемными расходами.

Важным вопросом является выбор конструкции сопловых лопаток и диафрагм. Очевидно, что целесообразно применение полых сопловых лопаток и комбинирование вдува перегретого пара через полые лопатки (в том числе в прикорневые зоны) с вдувом через наружные бандажы в зоны периферийных вторичных течений. Еще более сложной перспективной задачей является комбинирование отсоса влаги с поверхностей лопаток со вдувом перегретого пара в сопловые каналы. Работы в этом направлении в настоящее время проводятся в ОАО «Силовые машины» и Московском Энергетическом Институте.

#### Список литературы

1. Дейч М.Е., Филиппов Г.А. Двухфазные течения в элементах теплоэнергетического оборудования - М. "Энергоатомиздат", 1987.- 328 с.
2. Носовицкий А.И., Шпензер Г.Г. Газодинамика влажнопаровых турбин. - Л. "Машиностроение", 1977. -184 с.
3. Фаддеев И.П. Эрозия влажнопаровых турбин. - Л. "Машиностроение" Ленинградское отделение, 1974. - 208 с.
4. Филиппов Г.А., Поваров О.А. Сепарация влаги в турбинах АЭС. - М. "Энергия", 1980. - 320 с.
5. V.G. Gribin, A.S. Lisyansky, A.A. Tischenko, A.L. Nekrasov, K.M. Usachev. An experimental study of influence of steam injection on the profile surface on the turbine nozzle cascade performance //Доклад на выставке [ASME Turbo Expo 2014](#). Дюссельдорф 16-20 июня 2014 г.
6. Byeong-Eun Lee, Kap-Jong Riu, Se-Huin Shin, Soon-Bum Kwon Development of water droplet erosion model for large steam turbine blades//KSME journal. Vol.17 №1, pp.114-121, 2003.

#### Оценка масштабов тепловых потерь в распределительных трубопроводах теплоснабжения на обогрев спутников ХВС

Ветлов Е.С. Щербинин К.А.

ФГАОУ ВПО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», г. Екатеринбург, Россия

Передача тепла в системах централизованного теплоснабжения всегда обусловлена потерями энергии в окружающую среду. Величина этих потерь является важным показателем эффективности функционирования систем теплоснабжения. Определение величины тепловых потерь при тарифообразовании регламентируется [1] и определяется исходя из табличных нормативных значений, зависящих от температурных условий работы трубопроводов, типа прокладки и года разработки проектной документации. Нормативные показатели, изложенные в этих правилах, предполагают, что эксплуатируемые сети соответствуют этим значениям. Но на практике нормативные тепловые потери зачастую существенно ниже фактических.

Появление сверхнормативных тепловых потерь связано с износом изоляции, ее разрушением, уплотнением, увлажнением и другими всевозможными факторами.

Определение величины фактических потерь является довольно сложной задачей, которая зависит от большого количества факторов. Отсутствие точных методик для их определения затрудняют проведение качественной оценки масштабов потерь в той или иной системе теплоснабжения.

Наиболее точные результаты при оценке фактических тепловых потерь позволяет получить методика [2], основанная на натурных замерах температуры сетевой воды проходящей по замкнутому кольцу труб испытываемой системы теплоснабжения. В такое кольцо замыкается ветка тепловой сети наиболее «характерная» по диаметру, типу прокладки и материалу изоляции. Состоятельность данного метода подтверждается опытными результатами, полученными в [3].

Проведение таких испытаний является довольно трудоемкой работой, требующей высокой степени технического и материального оснащения эксплуатационных служб. Также немаловажную роль при проведении испытаний играет протяженность закольцованной ветки, с уменьшением длины кольца, одновременно понижается достоверность результатов, что делает непригодным использование данной методики за пределами крупных населенных пунктов.

При анализе систем теплоснабжения небольших по мощности теплоисточников применяются расчетные методы, позволяющие качественно охарактеризовать систему транспорта тепла. Выполнение работ по разработке схем теплоснабжения городских округов Свердловской области позволило накопить большой объем статистических данных и материалов обследований по системам теплоснабжения небольших котельных с установленной мощностью от 0.5 до 12 МВт. Системы транспорта таких котельных не предусматривают открытого водоразбора теплоносителя, на большинстве котельных отсутствуют системы подготовки сетевой воды. Системы тепло- и

водоснабжения организованы по четырех трубной схеме с отдельным трубопроводом ГВС и циркуляцией. Приготовление воды на ГВС осуществляется через пластинчатые, либо кожухотрубные теплообменники нагревом скважинной воды. Основной тип прокладки сетей надземный, при этом материалы обследований этих сетей показали, что почти во всех населенных пунктах с надземной прокладкой совместно с трубопроводами ГВС в одном пучке уложены трубы холодного водоснабжения.

Понятно, что такая совместная укладка трубопроводов обусловлена защитой водовода от замерзания в зимний период. Теплоизоляция такого пучка трубопроводов выполнена единой оплеткой, при этом сам трубопровод холодного водоснабжения не имеет собственной теплоизоляции, что естественно приводит к потерям тепловой энергии в водовод. При эксплуатации этих сетей в теплоснабжающих организациях сталкиваются с рядом проблем, связанных с понижением качества теплоносителя за счет снижения его температуры в результате теплообмена между трубопроводами горячего и холодного водоснабжения. Такие потери являются сверхнормативными и не покрываются тарифом на теплоснабжение и полностью ложатся на плечи теплоснабжающих организаций. При этом необходимо отметить, что собственником сетей тепло- и водоснабжения зачастую являются разные организации и это затрудняет внедрение энергосберегающих мероприятий.

Одним из таких энергосберегающих решений может стать вынос сетей водоснабжения и устройство их подземным способом в грунте на глубине ниже точки промерзания. Но такой способ укладки дорогостоящий и местные бюджеты не в состоянии провести эти работы. Также не стоит забывать, рассматриваемые системы теплоснабжения расположены в местах с низкой плотностью и малой этажностью застройки, что снижает экономическую эффективность таких программ. Наиболее оптимальным решением данной проблемы может стать укладка водовода в общем пучке с трубопроводами горячего водоснабжения с устройством дополнительной отдельной изоляции для водовода.

В любом случае для оценки масштабов теплопотерь и определения экономического эффекта от внедрения инвестиционных проектов на реконструкцию систем транспорта, необходима методика расчета и оценки потерь. В связи с повышенным интересом к данной проблематике со стороны как энергоснабжающих организаций, так и муниципальных органов власти, вызванных судебными исками первых к последним на компенсацию потерь. В настоящей статье предложена упрощенная методика качественной оценки теплопотерь на обогрев спутника ХВС.

На рисунке 1 показана наиболее характерная для обследованных населенных пунктов Свердловской области конструкция совместной прокладки трубопроводов горячего и холодного водоснабжения. В качестве расчетной модели вычислений используется схема, применяемая при расчетах теплообмена в теплоизоляционных конструкциях обогреваемых продуктопроводов [4]. Данная методика удобна при проведении численного анализа конструкции представленной на рисунке 1, и позволяет наглядно показать значение потерь тепла трубопроводами горячего водоснабжения, а также определить доли потерь тепла приходящиеся на рассеивание в окружающую среду и на нагрев водовода.

Для вычисления тепловых потоков использовалось уравнение теплопередачи [5]:

$$Q = k(t_1 - t_2)F \quad (1)$$

где  $k$  – коэффициент теплопередачи, Вт/(м<sup>2</sup> · К);  $F$  – площадь поверхности теплообмена;  $(t_1 - t_2)$  – разность температур, °С.

Так как конструкция на рисунке 1 представляет собой набор элементарных поверхностей расчет теплопередачи производился для каждой такой поверхности отдельно. Результаты, представленные на графиках, определены по известным значениям диаметров трубопроводов, толщин изоляции, температур воды в трубопроводах и наружного воздуха. Значения температур воздуха в полостях образованных теплоизоляционным кожухом и трубами определялось из балансового уравнения 2 и 3:

$$Q_{\text{пол-н.в.}} + Q_{\text{тр-пол}}^{i1} + Q_{\text{тр-пол}}^{i2} = 0 \quad (2)$$

$$Q_{\text{тр-пол}}^{\text{хвс}} + Q_{\text{тр-пол}}^{\text{гвс}} + Q_{\text{тр-пол}}^{\text{цирк}} = 0 \quad (3)$$

где  $Q$  – тепловые потоки через поверхности образующие полость, Вт/м<sup>2</sup>;  $Q_{\text{пол-н.в.}}$  – теплоизоляционный слой;  $Q_{\text{тр-пол}}^{i1}$  – сектора трубопроводов.

Основываясь на данной методике, были получены результаты и зависимости, характеризующие процесс переноса тепла в пучке трубопроводов. На рисунке 2 представлены значения потерь энергии от температуры наружного воздуха в трубопроводе с теплоизоляционной

оплеткой толщиной  $\delta_{\text{изол}} = 30$  мм для наиболее характерного набора диаметров обследуемых сетей. На рисунке 3 показано влияние толщины общей теплоизоляционной оплетки на характер распределения тепловых потерь. Так для среднегодовых условий работы системы теплоснабжения  $0,6^\circ\text{C}$  и толщине изоляции 30 мм полные линейные тепловые потери составляют 25 Вт/м, а доля потерь в спутник ХВС составляет 61% (15 Вт/м).

Укладка трубопровода ХВС в отдельной теплоизоляции позволяет значительно снизить тепловые потери (рис. 4), так для тех же условий ( $\tau_{\text{н.в.}} = 0,6^\circ\text{C}$ ,  $\delta_{\text{изол}} = 30$  мм) и толщине изоляции ХВС 20 мм полные линейные тепловые потери составляют 19 Вт/м, а доля потерь в спутник ХВС составляет 35% (6 Вт/м). То есть за счет изоляции водовода холодной водоснабжения потери снизятся на 24%.

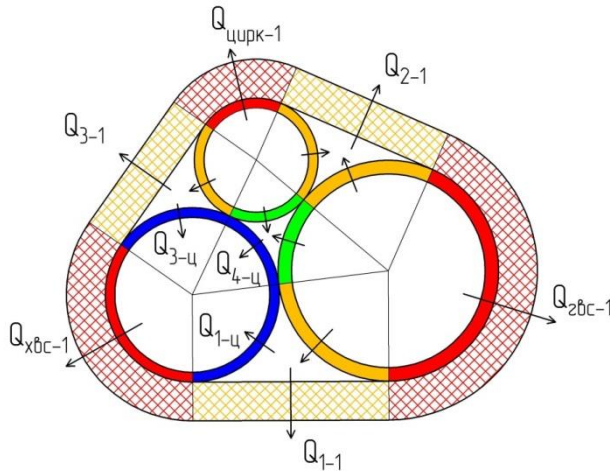


Рис. 1. Расчетная схема пучка трубопроводов; трубопроводы: гвс – горячее водоснабжение; цирк – циркуляция горячей воды; хвс – холодное водоснабжение

На рисунке 5 представлены результаты расчетов для наиболее распространенных сочетаний диаметров трубопроводов. Из рисунка видно, что вклад потерь водовода в общем балансе тепловых потерь с уменьшением диаметров трубопроводов в пучке увеличивается.

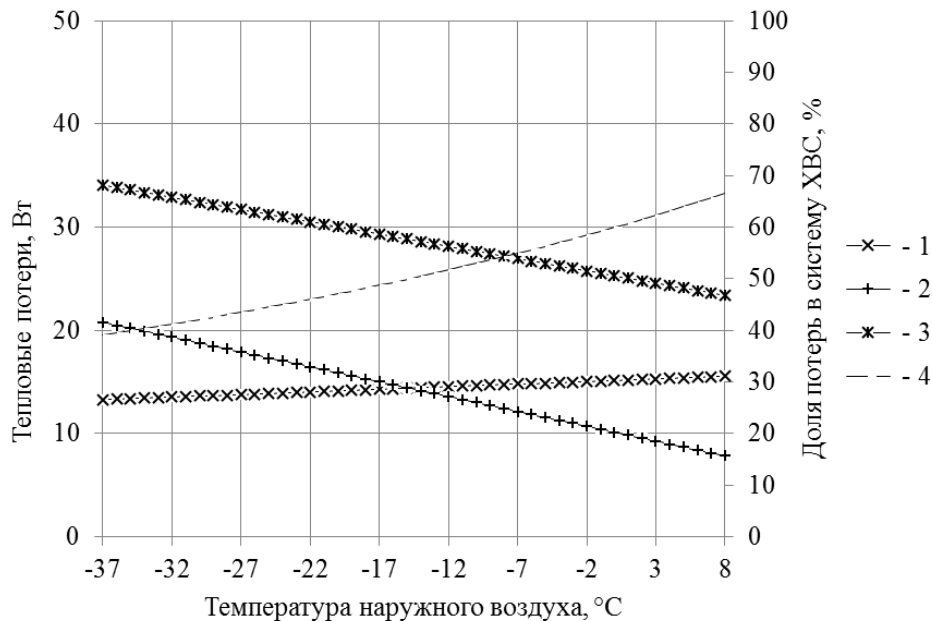


Рис. 2. Зависимость тепловых потерь в пучке трубопроводов со спутником ХВС от температуры наружного воздуха ( $D_{\text{гвс}} = 50$  мм,  $D_{\text{цирк}} = 27$  мм,  $D_{\text{хвс}} = 50$  мм,  $\delta_{\text{изол}} = 30$  мм,  $\tau_{\text{гвс}} = 60,6^\circ\text{C}$ ,  $\tau_{\text{цирк}} = 46,8^\circ\text{C}$ ,  $\tau_{\text{хвс}} = 5^\circ\text{C}$ )

1 – потери в спутник ХВС; 2 – потери в окружающую среду;  
3 – суммарные потери; 4 – доля потерь в спутник ХВС



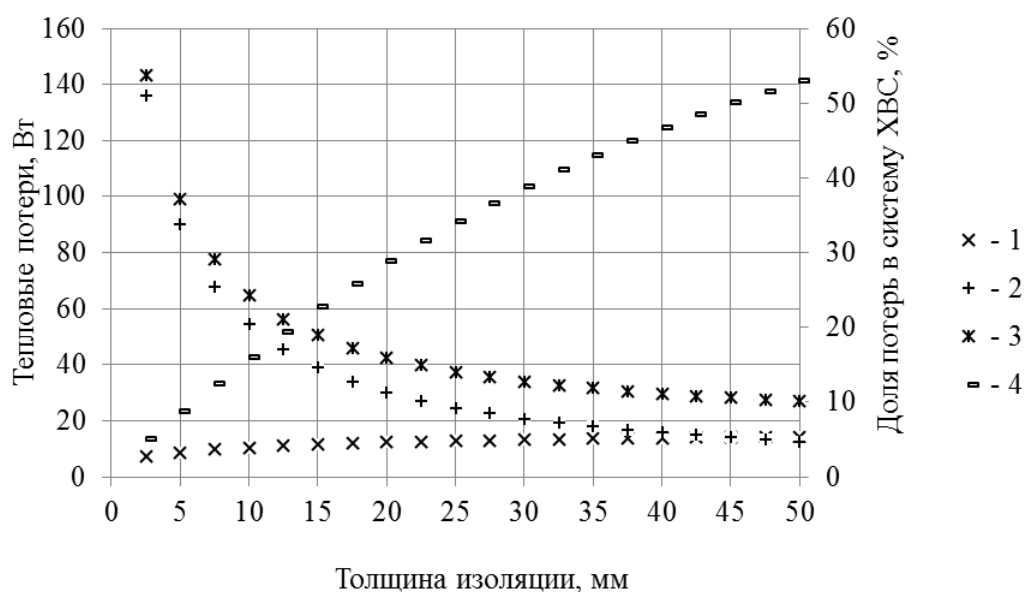


Рис. 3. Зависимость тепловых потерь в окружающую среду и в спутник ХВС от толщины изоляции ( $D_{гвс} = 50$  мм,  $D_{цирк} = 27$  мм,  $D_{хвс} = 50$  мм,  $\tau_{н.в.} = -37^\circ\text{C}$ ,  $t_{гвс} = 60,6^\circ\text{C}$ ,  $t_{цирк} = 46,8^\circ\text{C}$ ,  $t_{хвс} = 5^\circ\text{C}$ )

1 – потери в спутник ХВС; 2 – потери в окружающую среду;  
3 – суммарные потери; 4 – доля потерь в спутник ХВС

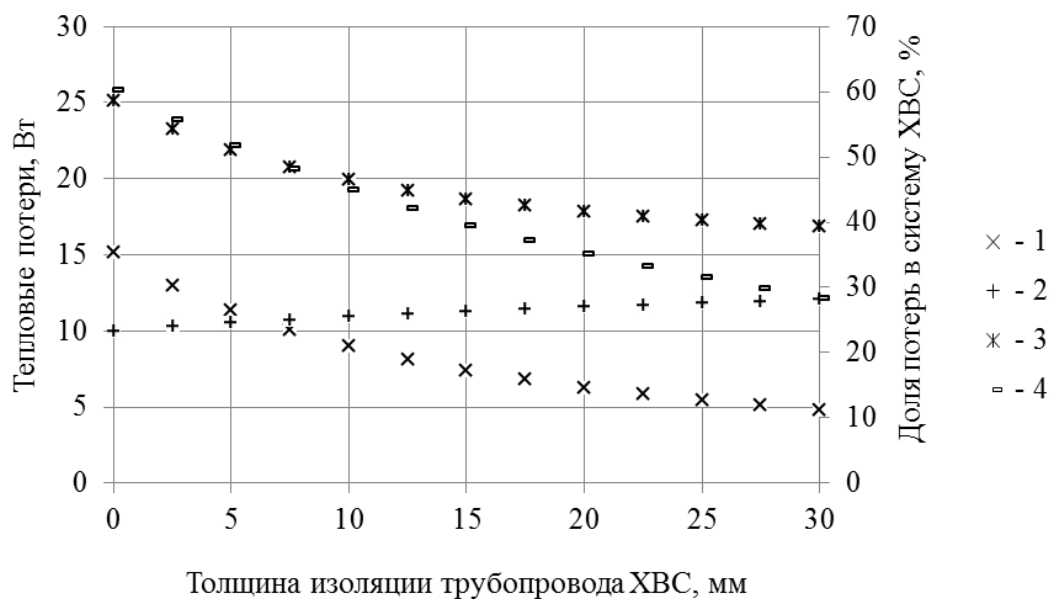


Рис. 4. Зависимость тепловых потерь в окружающую среду и в спутник ХВС от толщины теплоизоляции покрывающей трубопровод ХВС ( $D_{гвс} = 50$  мм,  $D_{цирк} = 27$  мм,  $D_{хвс} = 50$  мм,  $\delta_{изол} = 30$  мм,  $\tau_{н.в.} = 0,6^\circ\text{C}$ ,  $t_{гвс} = 60,6^\circ\text{C}$ ,  $t_{цирк} = 46,8^\circ\text{C}$ ,  $t_{хвс} = 5^\circ\text{C}$ )

1 – потери в спутник ХВС; 2 – потери в окружающую среду;  
3 – суммарные потери; 4 – доля потерь в спутник ХВС

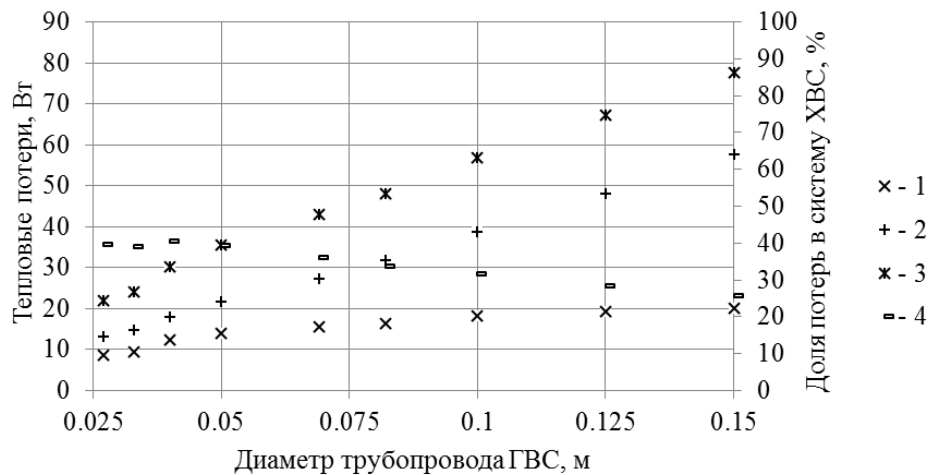


Рис. 5. Зависимость тепловых потерь в окружающую среду и в спутник ХВС для пучков трубопроводов различного диаметра ( $D_{\text{вн}}$  150/40/150, 125/40/125, 100/40/100, 82/33/82, 69/33/69, 50/33/50, 40/27/40, 33/14/33, 27/14/27); тепловые потери при температуре наружного воздуха  $t_{\text{н.в.}} = -37^{\circ}\text{C}$ , сетевой воды  $t_{\text{гвс}} = 60,6^{\circ}\text{C}$ ,  $t_{\text{цирк}} = 46,8^{\circ}\text{C}$ , холодной воды  $t_{\text{хвс}} = 5^{\circ}\text{C}$  и толщине изоляции дюзол = 30 мм:  
 1 – потери в спутник ХВС; 2 – потери в окружающую среду;  
 3 – суммарные потери; 4 – доля потерь в спутник ХВС

Расчеты, представленные в настоящей статье, отражают характер тепловых потерь в системе трубопроводов замкнутых в общем теплоизоляционном кожухе, а также влияние теплоизоляционного покрытия трубопровода холодного водоснабжения на этот баланс. Необходимо отметить, что при расчетах не учитывалось влияние крепежных теплопроводных включений, поэтому результаты расчетов ниже фактических значений в реальных тепловых сетях. Данные представленные в настоящей статье могут быть использованы при оценке экономической эффективности энергосберегающих мероприятий по изоляции спутников ХВС на сетях теплоснабжения.

#### Список литературы:

1. Инструкцию по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, утвержденную приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 декабря 2008 г. N 325
2. РД 34.09.255-97. Методические указания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях. – М. 1998.
3. Димидов Г. Ш. Об испытаниях теплопроводов в ППМ-изоляции / «Новости теплоснабжения», №4, 2006, С. 37 – 40.
4. Хижняков С. В. Практические расчеты тепловой изоляции (для промышленного оборудования и трубопроводов). Изд.3-е, перераб. М., «Энергия», 1976.
5. Королев В. Н. Тепломассообмен: учеб. пособие. Екатеринбург, «УПИ», 2006.

#### Надстройка турбины пт-80/100-130/13 контуром на низкокипящем рабочем теле

Винокуров А.Е., Григорьева О.К.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия

Как известно, большинство ТЭЦ были построены еще во времена СССР, и часть из них была ориентирована на обеспечение паром технологических нужд различных заводов и фабрик. Для этой цели на станциях устанавливались турбоагрегаты типа ПТ с промышленным и отопительным отборами пара. После прекращения существования СССР, промышленность пришла в упадок, потребители пара промышленного отбора в большинстве своем либо прекратили существование, либо снизили потребление, вследствие чего, сейчас П-отборы турбин перекрыты и турбина вынуждена работать в неоптимальном, а значит в неэкономичном режиме.

В последние годы государственная программа направлена на повышение энергосбережения, в частности для снижения энергоемкости отечественной экономики на 40% к 2020 году[1]. Для решения этой задачи необходимо повышать эффективность работы энергогенерирующего оборудования. Одним из вариантов решения проблемы является замена отработавшего нормативный ресурс оборудования на современное. Однако энергетическое оборудование требует больших капитальных вложений и имеет долгий срок окупаемости, что практически лишает возможности привлечения частных инвесторов, создавая необходимость государству инвестировать все в полном объеме. Другим способом является повышение КПД существующих энергоблоков.

Применение фреонов в качестве рабочих тел фреоновых турбин позволяет создавать более эффективные парофреоновые циклы за счет использования процессов с закритическими параметрами фреонового пара и процессами конденсации при температуре ниже 273 К.

В работе рассмотрен вариант надстройки паровой турбины ПТ-80/100-130/13 фреоновым контуром. В качестве рабочего тела фреоновой турбины используется хладагент R134a. Фреоновый контур состоит из последовательно установленных и гидравлически соединенных фреоновой турбины, сухой вентиляционной градирни, насоса, испарителя и регенератора. При этом паровая турбина, электрический генератор и фреоновая турбина расположены на одном валу.

Установка работает следующим образом: водяной пар поступает в паровую турбину, затем часть пара идет в производственный отбор паровой турбины, откуда поступает в испаритель, где конденсируется за счет поступающего в испаритель фреона. Оставшаяся часть водяного пара срабатывает в паровой турбине и конденсируется в конденсаторе. По фреоному циклу поступающий в испаритель фреон переходит в парообразное состояние за счет тепла водяного пара, после чего фреоновый пар поступает на фреоновую турбину, где, срабатывая, его внутренняя энергия переходит в механическую энергию вращения ротора турбины, которая в свою очередь расходуется на вращение ротора электрического генератора и выработку электрической энергии. Отработанный фреон поступает в регенератор, в котором отдает оставшееся количество теплоты охлажденному фреону после сухой вентиляционной градирни. После регенератора и сухой вентиляционной градирни сконденсировавшийся фреон подогревается в регенераторе и подается насосом в испаритель, тем самым, образуя замкнутый фреоновый контур.

Таким образом, турбина типа ПТ-80/100-130/13 при отсутствии потребителей производственного пара может работать с расчетным номинальным КПД. Кроме того, в фреоном контуре вырабатывается дополнительная электрическая энергия.

Применение низкотемпературных рабочих тел в качестве рабочего тела позволяет создать компактную малогабаритную турбину, так как объемный расход пара через последнюю ступень в случае применения НРТ уменьшится. Например, при температуре конденсации 25 °С, удельный объем водяного пара составляет 43,34 м³/кг при давлении 0,032 бар, в то время как у фреона R134a – 0,031 м³/кг при давлении 6,653 бар. Это позволяет создавать конструкции минимальных габаритов из обычных материалов (низкий уровень температур, минимальные окружные скорости и напряжения), что не требует больших капиталовложений.

В работе был рассчитан цикл энергоустановки[2-5] при четырех различных температурах: расчетная температура окружающего воздуха -39 °С, среднеотопительной -9,5 °С, среднегодовой температуре +2 °С (все для Новосибирска) и +15 °С. При повышении температуры окружающего воздуха в этих пределах повышается давление конденсации фреонового пара в районе 0,874..6,654 бар и энтальпия пара на выходе из фреоновой турбины в районе 535,28..598,72 кДж/кг, а так же существенно меняется температура фреона на выходе из сухой вентиляционной градирни с -29,3..+25 °С.

Согласно расчетам, количество теплоты, переданное водяным паром в испарителе фреону при номинальном значении промышленного отбора пара в 185 т/ч позволяет испарять различное количество фреона R134a, которое зависит от температуры окружающего воздуха и изменяется в пределах 876,43...1655,5 кг/с при ее повышении. При этом располагаемый теплоперепад турбины при увеличении температуры окружающего воздуха уменьшается в районе 132,58..69,14 кДж/кг.

Эти зависимости обеспечивают мощность фреоновой турбины, слабо зависящую от температуры воздуха и равную 115 МВт, определяемую по (1).

$$N_{ф.т.} = D_{ф.п.} \cdot H \cdot \eta_{эм}, \quad (1)$$

где:  $D_{ф.п.}$  - расход фреонового пара, кг/с;  $H$  - располагаемый теплоперепад турбины кДж/кг;  $\eta_{эм}$  - электромеханический КПД.

Также для указанных выше температур была рассчитана проточная часть фреоновой турбины. При расчетах использовались следующие входные параметры и конструктивные особенности:

- потери в стопорных клапанах 3%;
- установка принята одновальной, частота вращения ротора фреоновой турбины 3000 об/мин;
- отношение  $u/c_f$  принято близким к оптимальному и находится на уровне 0,55;
- теплоперепад на всех ступенях турбины принят одинаковым;
- коэффициенты расхода заданы постоянными и составляют 0,965 и 0,95 для сопловых и рабочих решеток соответственно.

Фреоновая турбина мощностью 115 МВт с начальными параметрами фреонового пара  $T_0=574^\circ\text{K}$  и  $P_0=50$  бар имеет 3 ступени. Для сравнения в таблице 1 показаны характеристики проточной части первой и третьей ступеней паровой турбины при разных температурах окружающего воздуха.

Таблица 1. Газодинамические характеристики фреонового турбоагрегата

| Параметр                             | Значение         |                 |                 |                 |                 |                 |
|--------------------------------------|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Температура окружающего воздуха, С   | -39              |                 | -9,5            |                 | +15             |                 |
| Давление конденсации, бар            | 0,874            |                 | 2,975           |                 | 6,654           |                 |
| Номер ступени                        | 1                | 3               | 1               | 3               | 1               | 3               |
| Окружная скорость, м/с               | 165,4            | 162,6           | 138,1           | 138,9           | 117,8           | 118,2           |
| Средний диаметр ступени, м           | 1,053            | 1,035           | 0,879           | 0,884           | 0,750           | 0,753           |
| Высота лопаток, мм                   | 96,73/<br>100,5* | 698,8/<br>726,8 | 132,4/<br>137,5 | 421,1/<br>437,8 | 197,2/<br>204,9 | 371,9/<br>386,8 |
| Число лопаток, шт.                   | 35/106*          | 33/99           | 33/99           | 29/20           | 29/86           | 24/73           |
| Потери с выходной скоростью, кДж/кг  | 3,84             | 12,32           | 2,68            | 9,0             | 1,95            | 6,52            |
| Относительный внутренний КПД ступени | 0,971            | 0,907           | 0,972           | 0,906           | 0,972           | 0,906           |

\* - сопловая/рабочая решетки.

Несмотря на различные потери с выходной скоростью, КПД турбины, рассчитанный по (2), при любых температурах остается неизменным, вследствие того, что одновременно и изменением потерь с выходной скоростью изменяется и теплоперепад турбины.

$$\eta_{oi} = 1 - \sum \xi_{mp} - \xi_{вс}, \quad (2),$$

где суммарные потери на трение  $\sum \xi_{mp} = 5 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{d_{cp}^2}{\sqrt{F_1 \cdot F_2}} \cdot \left( \frac{u}{c_\phi} \right)^3 \square 10^{-4}$  и не оказывают существенного

влияния на значение КДП, а  $\xi_{вс} = \frac{\delta h_{вс}}{H}$  - потери с выходной скоростью.

При расчете общего КПД турбины учитывалось, что энергия выходной скорости используются в последующих ступенях, за исключением последней ступени турбины, где выходная энергия потока теряется полностью.

Таким образом, средние диаметры составляют 0,75...1,053 м, высоты лопаток последних ступеней фреоновой турбины находятся в приемлемом диапазоне по условиям допустимых напряжений и составляют 386,8...726,8 мм, а внутренний относительный КПД сопоставим с традиционными турбинами на водяном паре. При этом капитальные затраты в фреоновую турбину составят в районе 8,6 млн. долларов.

#### Список литературы:

1. Указ президента РФ № 889 от 4 июня 2008 года «О некоторых по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики» // [Электронный ресурс] // Режим доступа:  
[http://www.minenergo.samregion.ru/norm\\_base/fed\\_norm\\_base/NPA\\_fed\\_energossnab/1133/](http://www.minenergo.samregion.ru/norm_base/fed_norm_base/NPA_fed_energossnab/1133/) (дата обращения: 2.03.2014)
2. Алтунин В.В. Метод составления уравнения состояния реального газа по ограниченному количеству исходных опытных данных / В.В. Алтунин // Теплоэнергетика. – 1962. – № 3. – С. 72 – 78.

3. Алтунин В.В. Метод расчета термодинамических свойств смесей реальных газов по ограниченному количеству исходных опытных данных / В.В. Алтунин // Теплоэнергетика. – 1963. – № 4. – С. 78 – 84.
4. В.В. Алтунин, В.З. Геллер, Е.А. Кременевская, И.И. Перельштейн, Е.К. Петров. Теплофизические свойства фреонов – Под ред. С.Л. Ривкина – М.: Изд-во стандартов, 1985. – в двух томах.
5. Курьянов А.А. Эффективность ПГУ с фреоновой паротурбинной ступенью // Энергетика и теплотехника: сб. науч. трудов / под ред. акад. РАН В.Е. Накорякова. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2011. – вып. 16. – С. 73 – 79.

#### Способы повышения надежности и износостойкости рабочих лопаток паровых турбин

*Волгина Н.А., Ямалтдинов А.А., Рябчиков А.Ю.*

*Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина,  
г. Екатеринбург, Россия*

Многолетний опыт эксплуатации паровых турбин различных типов на тепловых и атомных электрических станциях позволил выявить серьезные проблемы, вызванные негативным влиянием постоянно действующих эксплуатационных факторов. К ним относятся износ и повреждение рабочих лопаток турбин, в том числе:

- абразивный эрозионный износ;
- язвенная коррозия;
- коррозионное растрескивание под напряжением и коррозионно-усталостные повреждения в зоне фазового перехода;
- каплеударный эрозионный износ в зоне влажного пара;
- эрозионно-коррозионный износ[1].

Длительные сроки эксплуатации оборудования на электростанциях вызывают необходимость искать эффективные способы обеспечения надежности работающих турбин, в том числе благодаря повышению прочности и износостойкости рабочих лопаток.

Большинство способов повышения прочности и износостойкости рабочих лопаток заключается в упрочнении поверхностей рабочей части. С некоторой долей условности эти способы можно разделить на две большие группы: активные и пассивные. Активные способы направлены на снижение степени влажности и уменьшение размеров жидких частиц двухфазного потока. Пассивные способы ориентированы на улучшение свойств поверхностных слоев (упрочнение) и создания различного рода износостойких покрытий[2].

В настоящей статье мы рассмотрим пассивные способы защиты лопаток, которые нашли наиболее широкое применение в эксплуатации (Рис. 1).

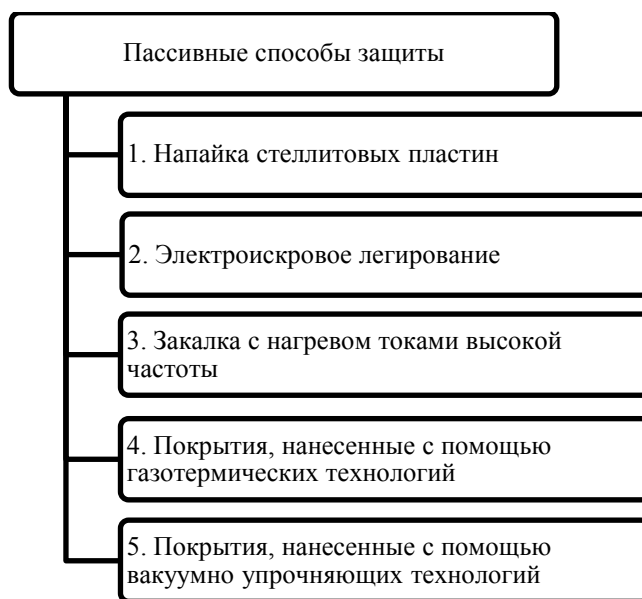


**Рис. 1.** Пассивные способы защиты

### 1. Напайка стеллитовых пластин

Пластинки специальной формы охватывают входную кромку со стороны спинки и припаиваются к лопатке серебряным припоем. Метод напайки на входную кромку стеллитовых пластинок является способом защиты рабочих лопаток от каплеударного эрозионного износа в зоне влажного пара [3].

Основные преимущества данного метода:

- простота технологического процесса;
- имеется многолетний опыт применения.

Основные недостатки данного метода:

- изменения аэродинамической формы профиля;
- возможность отрыва пластин;
- возможный эрозионный износ поверхностей лопаток ниже стеллитовых напайки и в промежуточных зонах между напайными пластинами;
- разброс твердости поверхностного слоя пластинок;
- невозможность использования стеллитовых пластин в турбинах для АЭС с одноконтурными схемами (в связи с опасностью появления радиоактивного изотопа кобальта), а также для лопаток из титановых сплавов (из-за значительных отличий физических свойств).

### 2. Электроискровое легирование

Электроискровое легирование основано на явлении электрической эрозии и полярного переноса материала электрода на поверхность обрабатываемой детали при протекании электрических разрядов в воздушной среде. Обычно легирующий материал – это металлокерамический твердый сплав Т15К6. Метод электроискрового легирования используется в качестве способа защиты рабочих лопаток от каплеударного эрозионного износа в зоне влажного пара.

Основные преимущества данного метода:

- обеспечивает высокую прочность сцепления слоя покрытия с основным металлом;
- простота технологического процесса;
- не оказывает влияние на основную структуру металла;
- отсутствие термического влияния на материал;
- неизменность геометрических размеров.

Основные недостатки данного метода:

- неоднородность покрытия;
- неравномерность толщины;
- уменьшение параметров шероховатости поверхности;
- снижение усталостной прочности лопатки;
- получение растягивающихся остаточных напряжений в упрочненном слое.

Эффективность стеллитовых пластин выше, чем эффективность электроискрового легирования, однако этот способ может быть использован в качестве дополнительной защиты поверхности лопаток в зонах, не защищенных пластинами [1].

### 3. Закалка с нагревом токами высокой частоты (ТВЧ)

Процесс закалки ТВЧ входных кромок лопаток из хромистых сталей позволяет создать твердую поверхность со структурой мартенситного типа, которая определяет высокую эрозионную стойкость.

Основные преимущества данного метода:

- простота технологического процесса;
- неизменность геометрических размеров;
- отсутствие в упрочненном слое кобальта, как элемента образующего долгоживущие изотопы (тем самым имеется возможность применения данной технологии для упрочнения лопаток турбин АЭС, работающих на активном паре).

Основные недостатки данного метода:

- возможность неравномерного объемно - поверхностного нагрева сложной формы лопатки;
- относительно малая толщина слоя;
- возможность возникновения трещин напряжения, связанная с малой пластичностью структуры мартенситного типа.

Данный метод имеет более низкую противозерозионную стойкость по сравнению с лопатками со стеллитовыми пластинами.

Как показали сравнительные испытания, лопатки закаленные ТВЧ, по сравнению с лопатками, упрочненными электроискровым методом, имели менее развитый и более однородный эрозионный износ.

#### 4. Покрyтия, нанесенные с помощью газотермических технологий

Нанесение покрытия позволяет существенно продлить жизненный цикл лопатки за счет создания на их поверхности слоя с заданными свойствами: твердостью, электропроводностью, коррозионной стойкостью.

Сущность процессов газотермического нанесения покрытий заключается в образовании направленного потока дисперсных частиц напыляемого материала, обеспечивающего перенос их на поверхность лопатки при оптимальных для формирования слоя покрытия значениях температуры и скорости. Процессы газотермического напыления покрытий классифицируют по видам используемого источника энергии (Рис. 2) [4]. Рассмотрим способы газотермического напыления покрытий, которые наиболее часто применяют для рабочих лопаток паровых турбин.

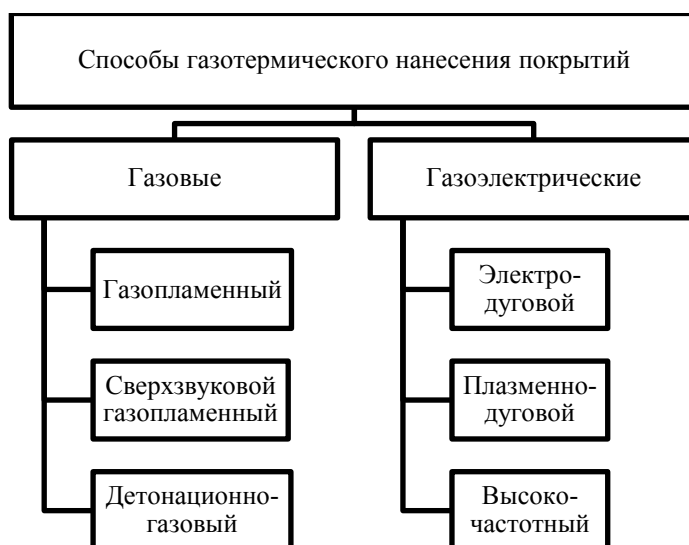


Рис. 2. Классификация процессов газотермического напыления покрытий

**Плазменно-дуговой способ** нанесения покрытий заключается в формировании на поверхности лопатки слоя из частиц порошка в результате взаимодействия со струей дуговой плазмы.

**При газопламенном напылении покрытий** распыление частиц порошка происходит в результате взаимодействия их с пламенем смеси горючий газ – кислород.

Основные преимущества данных методов:

- возможность получения покрытий из большинства материалов;
- неизменность геометрических размеров;
- простота технологического процесса;
- использование расходуемых материалов в порошковой форме;
- относительно малое тепловое воздействие на поверхность.

Основные недостатки данных методов:

- низкая прочность сцепления покрытий с основой;
- высокая пористость получаемых покрытий.

Для получения более плотного покрытия данными способами необходимо дополнительно термообработать лопатки после нанесения покрытия.

**При детонационно-газовом напылении** нагрев и разгон частиц напыляемого материала осуществляется за счет энергии продуктов детонации газовой смеси.

Основные преимущества данного метода:

- возможность получения покрытий из большинства материалов;
- неизменность геометрических размеров;
- использование расходуемых материалов в порошковой форме;
- возможность получения покрытий с более высокой плотностью по сравнению с плазменно-дуговым и газопламенным способами нанесения покрытий.

Основные недостатки данного метода:

- нанесение покрытия на воздухе характеризуется низкой адгезионной прочностью и выносливостью из-за возникновения окисных пленок.

**При сверхзвуковом газопламенном способе** распыление частиц порошка происходит в результате взаимодействия их с высокоскоростным газовым потоком.

Основные преимущества данного метода:

- возможность получения покрытий из большинства материалов;
- неизменность геометрических размеров;
- использование расходуемых материалов в порошковой форме;
- низкая пористость покрытия;
- высокая адгезионная прочность.

Основные недостатки данного метода:

- имеется мало опыта применения в России.

#### **5. Покрытия, нанесенные с помощью вакуумно упрочняющих технологий**

Вакуумные упрочняющие технологии – метод повышения коррозионной и эрозионной стойкости рабочих лопаток паровых турбин [5].

Вакуумные упрочняющие технологии по способу реализации подразделяются на:

- ионно – имплантационные (ионное легирование поверхности детали);
- ионно-плазменные;
- совмещение и комбинирование первых двух методов обработки.

##### **Ионное легирование**

Ионное легирование основано на добавлении в состав поверхностного слоя материала легирующего элемента с помощью пучков ионов с высокой энергией. Данный метод приводит к изменению физико-химических, механических и эксплуатационных свойств поверхностных слоев материала.

##### **Ионно-плазменные технологии**

Процесс ионно-плазменной технологии заключается в низкоэнергетическом насыщении обрабатываемой поверхности легируемым веществом. В результате процесса получается моно- и многослойные высокотвердые покрытия для защиты лопаток от коррозионных, коррозионно-усталостных и эрозионных повреждений. Процесс позволяет создавать покрытия на основе: нитридов, карбонитридов, оксикарбонитридов, интерметаллидных различных металлов.

##### **Совмещение двух технологий**

Совмещение вакуумных ионно-имплантационной и ионно-плазменной технологии реализуется в последовательном (либо совмещенном) воздействии на обрабатываемую поверхность в одном вакуумном объеме за один технологический цикл.

Основные преимущества данных методов:

- равномерность толщины покрытия;
- возможность внедрения любого химического элемента;
- возможность нанесения высокотвердых плотных покрытий;
- проведение процесса при низких температурах;
- неизменность геометрических размеров;
- высокие адгезионные свойства.

Основные недостатки данных методов:

- ограниченная толщина покрытия;
- сложность технологического процесса;
- имеется мало опыта применения.

##### **Вывод:**

Несмотря на достаточно большое число разработанных пассивных способов защиты рабочих лопаток паровых турбин широкое применение нашли только некоторые из них. Применяемые заводами технологии не лишены недостатков и не решают в полной мере проблему повышения надежности и износостойкости. В связи с этим на данный момент наиболее перспективными направлениями для повышения надежности и износостойкости лопаточного аппарата являются разработка эффективных технологий поверхностного упрочнения и формирование износостойких универсальных покрытий.

##### **Список литературы:**

1. Шкляр А.И., Жученко Л.А., Ермолаев В.В. и др. Опыт повышения надежности и износостойкости элементов проточной части паровых турбин // Теплоэнергетика. – 2007. – № 4. – С. 4-7.



2. Рыженьков В.А., Лебедев А.И., Медников Ал.Ф. Современное состояние и способы решения проблемы эрозионного износа лопаток влажно-паровых ступеней турбин // Теплоэнергетика. – 2011. – № 9. – С. 8-13.
3. Левин А.В., Боришанский К.Н., Консон Е.Д. Прочность и вибрация лопаток и дисков паровых турбин. – Л.: Машиностроение, 1981. – 710 с.
4. Борисов Ю.С., Харламов Ю.А., Сидоренко С.Л. и др. Газотермические покрытия из порошковых материалов. – К.: Наукова думка, 1987. – 544 с.
5. Резинских В.Ф., Богачев А.Ф., Лебедев А.И. и др. Исследование перспективных защитных покрытий для лопаток последних ступеней паровых турбин // Теплоэнергетика. – 1996. – № 12 – С. 28-31.

### Теплоизоляционный материал с наноструктурными составляющими

Вотинов А.В.

Томский государственный архитектурно-строительный университет, г. Томск, Россия

E-mail: [chillerus@gmail.com](mailto:chillerus@gmail.com)

Процессы передачи энергии в виде излучения широко распространены в природе. Они обеспечиваются перемещением в средах различных волн или частиц. Но не меньшую роль в этих явлениях играет и сама среда, в которой происходят эти явления. Среда определяет не только вид передачи энергии, но и различные кинетические и динамические характеристики. Структура и свойства среды в значительной мере являются теми параметрами, которыми можно управлять с целью изменения хода самого процесса передачи энергии. В настоящей статье рассмотрены экспериментальные результаты измерения коэффициента теплопроводности пеностеклового материала, с добавками наночастиц диоксида циркония, и связанных с ним характеристик самого материала. Сделана попытка объяснения влияния формы и размера наночастиц на процесс теплопередачи.

Пеностекло – современный теплоизоляционный материала, обладающие рядом существенно значимых свойств для теплоизолятора: негорючесть, долговечность и экологическая безопасность, относительная простота в механической обработке, низкое водопоглощение.

Было изготовлено пять образцов с разным содержанием диоксида циркония – 0,3%, 0,5%, 0,7%, 0,9%, 1,1. Каждый из них подвергался исследованию его теплопроводных свойств на установке ИТП-МГ4 «СКБ Стройприбор».

| Образец                                    | ZrO <sub>2</sub> -0,3% | ZrO <sub>2</sub> -0,5% | ZrO <sub>2</sub> -0,7% | ZrO <sub>2</sub> -0,9% | ZrO <sub>2</sub> -1,1% |
|--------------------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| $\lambda$ - эффективность теплопроводности | 0,049                  | 0,052                  | 0,05                   | 0,049                  | 0,045                  |
| R - тепловое сопротивление                 | 0,261                  | 0,236                  | 0,29                   | 0,28                   | 0,311                  |

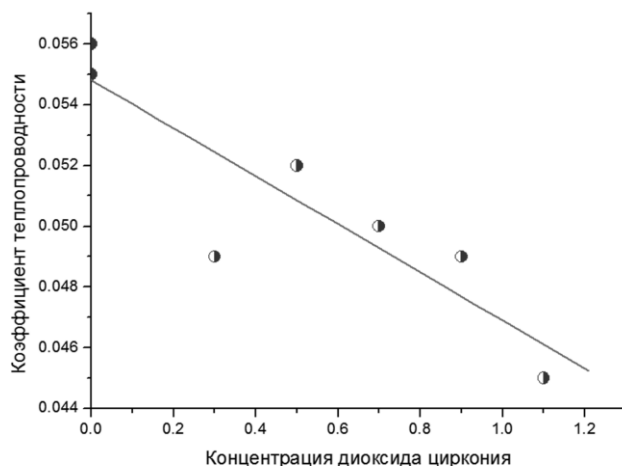


Рис.1 Зависимость коэффициента теплопроводности пеностеклового материала от добавок наночастиц диоксида циркония

Рис. 1 показывает график зависимости теплоемкости пеностекла от добавок наноразмерного диоксида циркония в массовых процентах. Зависимость линейная, с коэффициентом корреляции  $R=0.89$ . Такая зависимость позволяет сделать вывод о значительном влиянии добавок наноразмерных частиц на процесс пенообразования и стеклования. Кроме того, уменьшение на 20%

коэффициента теплопроводности свидетельствует о существенном изменении структуры пеностеклового материала, которая приводит к увеличению теплоизоляционных свойств. Вместе с тем результаты такого эксперимента требуют обоснования, так как теплоемкость аморфной матрицы пеностекла может быть описана уже с иных позиций. И, наконец, резкое изменение тепловых свойств может быть использовано на практике производства строительных теплоизоляционных материалов.

### Section simulation model air-cooled condenser

*Galashov N.N., Tsibulskiy S.A.*

*National research Tomsk polytechnic university, Russia, Tomsk*

*E-mail: [gal@tpu.ru](mailto:gal@tpu.ru)*

### Abstract

In this article, the performances of the problems of air-cooled condensers in Russia and abroad. Developed a simulation mathematical model of the section ACC. This model allows us to conduct comprehensive researches of its works when changing the constructive and regime settings for a large number of substances. On the basis of the model developed program of calculation section ACC in the package Excel spreadsheet. Conducted researches depending consumable settings, thermal and aerodynamic parameters of the standard section of ACC velocity of the cooling air for a number of Freon using a mathematical program. Analyzed of the research results.

### Keywords

Air-cooled condenser, mathematical model, Freon, consumption, heat transfer, heat-transfer coefficient.

### Introduction

In our days air-cooled condensers (ACC) of water vapor, ammonia and other refrigerants are widely used in refrigerating systems, heat pump units, and on a number of thermal power plants (TPP) with steam turbine units and combined cycle plant (CCP). ACC have a number of significant advantages over the water vapor condenser (WVC), such as: independence location of the station of the water source; reduction in the area occupied by it due to lack of technical water supply system; reduce costs and construction time; improvement of the environment in the vicinity of the TPP.

Starting in the 1970s, ACC have found application in the powerful steam-turbine power units in countries such as USA, Germany, France, South Africa, Netherlands and Spain. In the last days condensers have been widely used on the abroad combined cycle plant. Affiliates Corporation SPX Cooling Technologies have developed and installed at the ACC in the CCP with capacity from 150 to 850 MW in the UK, USA, China, Italy, Algeria, Mexico, Bahrain and Belgium. In Russia ACC installed in the geothermal small power TPP such as: Mutnovskaya, Pauzhetskaya. At work on the water steam turbine TPP the main problem is the availability of applications large size of ACC. One of the ways to solve this problem is the use of low-boiling substances (LBS) in the steam turbine. Reduce the overall dimensions of the turbine and condenser will allow the use of the high density LBS steam. So on Pauzhetskaya GeoTPP as the working fluid has been selected Freon R-134a. Expect more prospects with heat recovery gas compressor stations using Freon and ACC.

Using Freon allows to reliably work at subzero temperatures ACC in the winter season. We can be increased the efficiency of the Rankine cycle by decreasing the temperature of heat removal. This fact is very important for Russia, where temperatures are kept below zero about 6 – 7 months.

In Russia should be relevant issues of optimal design of ACC for both steam and on LBS to achieve foreign advanced technologies.

### The problem definition

High power ACC installing from standard commercially manufactured sections [1]. Section of pipe system consists of two collectors and welded them into several rows of finned tubes (fig. 1). Pipe system is fixed to the frame for durability, ease of transportation and installation. The main geometric parameters of the section are: the length of the pipes  $L$ ; the width of the tube bundle  $B$ ; the total number of pipes  $N$ ; number of tube rows in the section the direction of travel the air  $Z$ ; heat transfer area on the finned surface  $F$ .

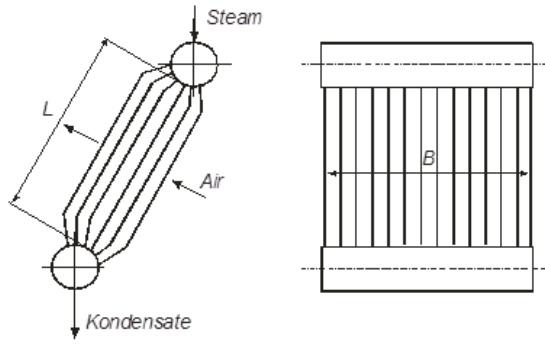


Fig. 1. Section of pipe system

The layout of the pipes section and the geometric parameters are shown in fig. 2, where:  $D$  – diameter of the finned tube;  $h$  – rib height;  $d_{\text{н}}$  – pipe diameter at the base of the ribs;  $\delta$  – pipe wall thickness;  $\Delta$  – the average thickness of the ribs;  $S$  – fin spacing;  $S_1$  – transverse pitch the pipes;  $S_2$  – pitch between the rows of the pipes into the air direction.

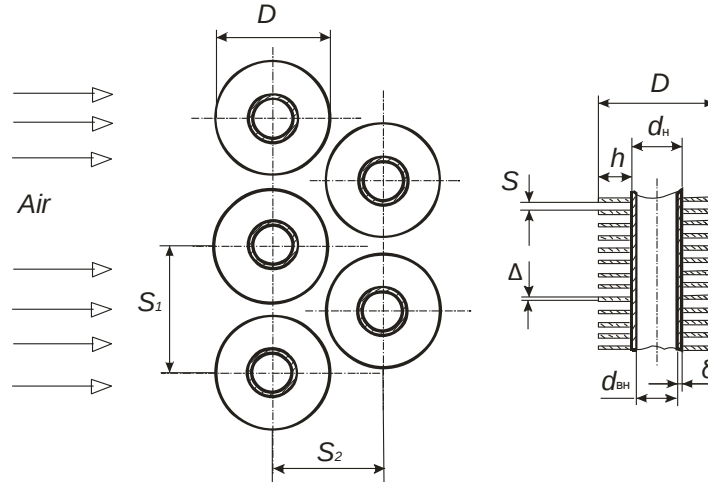


Fig. 2. The layout and pipe dimensions in section.

In this paper we set a goal – to develop a simulation mathematical model for the study section ACC its condensing capacity and characteristics while working on different Freon.

#### The mathematical model

A mathematical model is developed on the basis of the procedures described in [1, 2] and represents a system of equations allows us to specify the geometric characteristics of the heat transfer surface and operational parameters of condensed matter and cooling air to determine the thermal-hydraulic characteristics and performance parameters section ACC.

As input data in the model are specified: the geometric parameters of the section; pipe material and edges and their geometric parameters.

Flow areas for air and steam are determined by geometric parameters section and the tube bundle.

As the regime parameters are set: temperature of the outside entering into the section air  $t_{\text{AIR}}$ , °C; barometric pressure  $p_b$ , kPa; the cooling air speed in the narrow cross section  $\omega_{\text{AIR}}$ , m/s; condensation temperature of Freon  $t_c$ , °C; temperature (or degree of dryness) of Freon inlet ACC  $t_{\text{INT}}$ , °C ( $x_{\text{INT}}$ ); degree of dryness Freon outlet  $x_{\text{OUT}}$ ; Freon consumption  $G$ , kg/s.

For calculating the average heat transfer coefficient from condensing steam against the inner wall of the pipe used by the equation [3]:

$$\text{Nu}_{\text{MID}} = C \cdot \text{Re}^{0.8} \cdot \text{Pr}^{0.43} \cdot 0,5 \left[ \sqrt{1 + (1 - x_{\text{INT}}) \cdot \left( \frac{\rho_c}{\rho_s} - 1 \right)} + \sqrt{1 + x_{\text{OUT}} \cdot \left( \frac{\rho_c}{\rho_s} - 1 \right)} \right],$$

where  $C$  – depending on the type of pipe material coefficient: 0,024 – for steel; 0,026 – for brass and 0,032 – copper; all the physical parameters included in the number of  $\text{Nu}$ ,  $\text{Re}$  and  $\text{Pr}$ , as well as the density of the condensate and steam are determined by the saturation temperature. The advantage of this equation is that when  $\text{Re} > 5 \times 10^3$  angle pipe does not affect the rate of heat transfer [4].

Heat transfer from finned surface of the pipes to the air and the pressure loss through the air in the tube bundle are defined by the formulas given in [1].

As a result of the calculation are determined: the condensing pressure Freon  $P_C$ , MPa; volume  $V_{AIR}$  and mass  $G_{AIR}$  air consumption; steam velocity at the inlet section  $\omega_s$ , m/s; heat flow from the heat medium to air  $Q$ , kW; air temperature at the outlet section  $t_{AIR2}$ , °C; end temperature difference  $\Delta t_2 = t_C - t_{AIR2}$ , °C; air heating in the section  $\Delta t_{AIR}$ , °C; heat transfer coefficient  $K$ , W/(m<sup>2</sup>K); coefficient of heat removal  $\varepsilon = Q / (LB(t_C - t_{AIR}))$ , kW/(m<sup>2</sup>K); specific heat flux from the steam to the air through the finned surface unit  $q = Q/F$ , W/m<sup>2</sup>; the aerodynamic resistance of the bundle the pipes  $\Delta p_{AIR}$ , kPa.

Closing a thermal balance sheet between the condensing vapor and air is produced by temperature  $t_{AIR2}$ , changing  $G$  and determination  $t_{AIR2}'$  on the basis of the heat balance equation and  $t_{AIR2}''$  – by heat transfer equation. The end of calculation going on condition:  $|t_{AIR2}' - t_{AIR2}''| < 0,01$  °C. This process is automated using a bisection method.

Based on the model developed calculation program ACC package Excel spreadsheets where the thermal parameters for all substances determined using dynamic library functions «REFPROP» [5].

### The program testing

For testing program were chosen ammonia (ammonia), butane (butane), and the following Freon's (R152a, R134a, R236fa, R245fa). Ammonia is chosen as one of the most used refrigerants in refrigerating machines, butane – as most recently recommended the working fluid for a binary cycle steam turbine units. Selected Freon's are ozone non-destructive, non-flammability and low coefficient of global warming.

The initial data parameters accepted for the standard section [1]: the pipe material – steel 20; the material of the ribs – duralumin; type ribs – round;  $D = 0,057$  m;  $h = 0,015$  m;  $d_h = 0,027$  m;  $\delta = 0,002$  m;  $\Delta = 0,000735$  m;  $S = 0,0025$  m;  $S_1 = 0,084$  m;  $L = 12$  m;  $B = 1,85$  m;  $z = 6$ ; the number of tubes in the section  $N = 132$ ;  $F = 2690$  m<sup>2</sup>.

Adopted the following regime parameters: outside air temperature  $t_{AIR} = 15$  °C; condensation temperature of the Freon 20 °C above  $t_{AIR}$ ; barometric pressure is 98 kPa; degree of dryness steam at the inlet 1 and at the outlet section 0.

The calculations were performed with changing air speed  $\omega_{AIR}$  of 1 – 9 m/s. For all points received  $Re > 5 \times 10^3$ , suggesting the possibility of installing the pipes at any angle. The calculation results are shown in fig. 3 – 8.

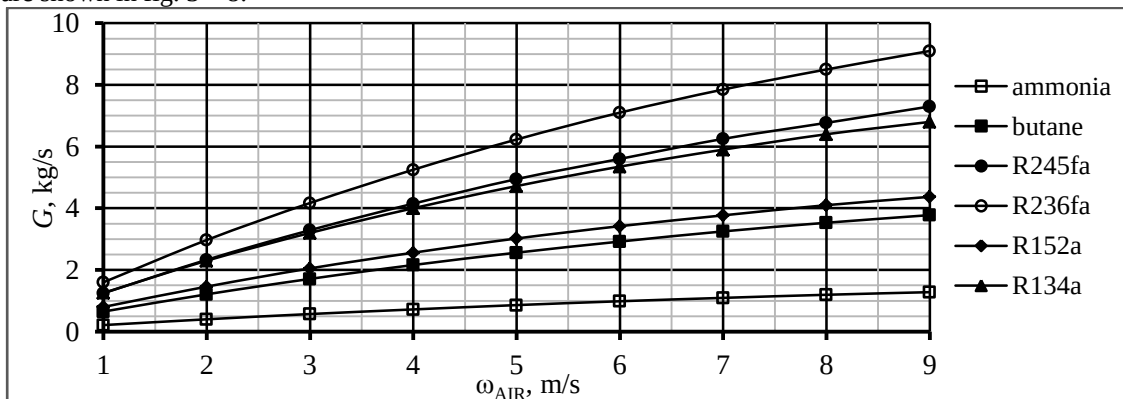


Fig. 3. Characteristic curve  $G(\omega_{AIR})$

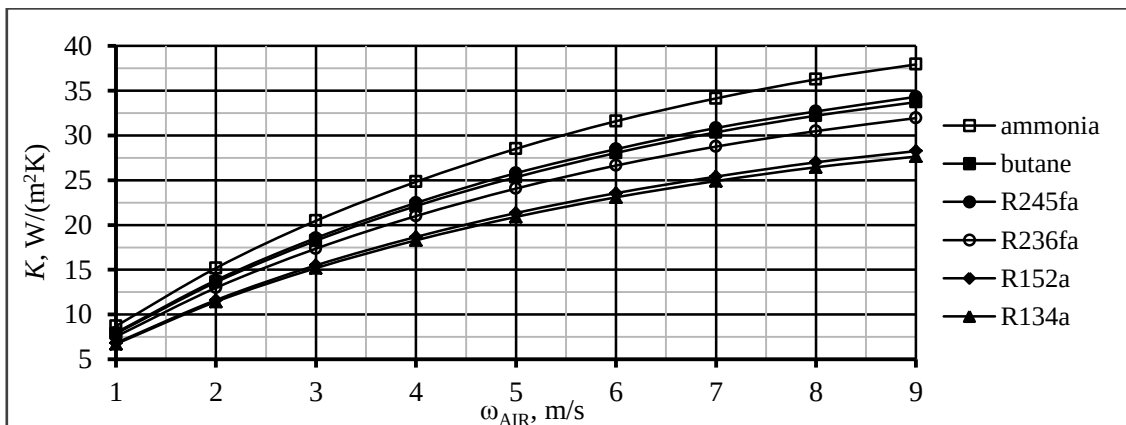
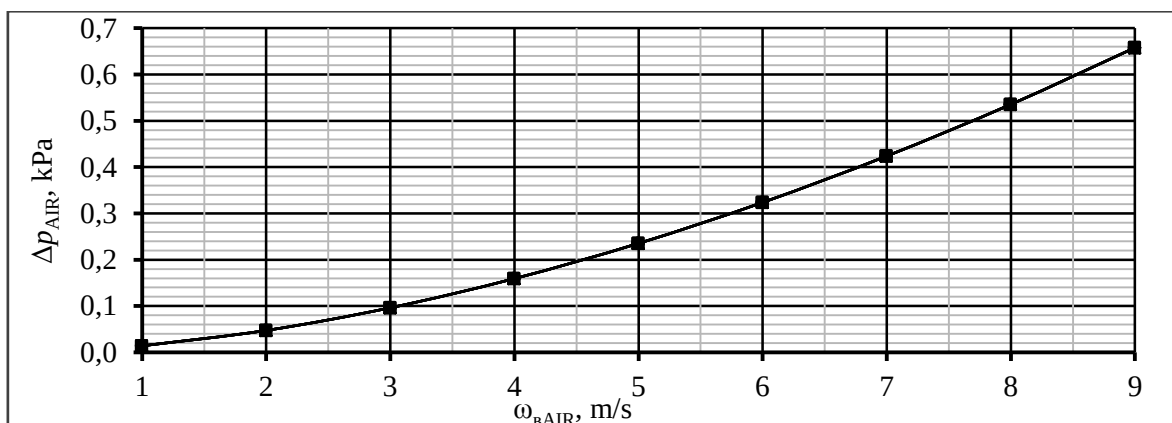
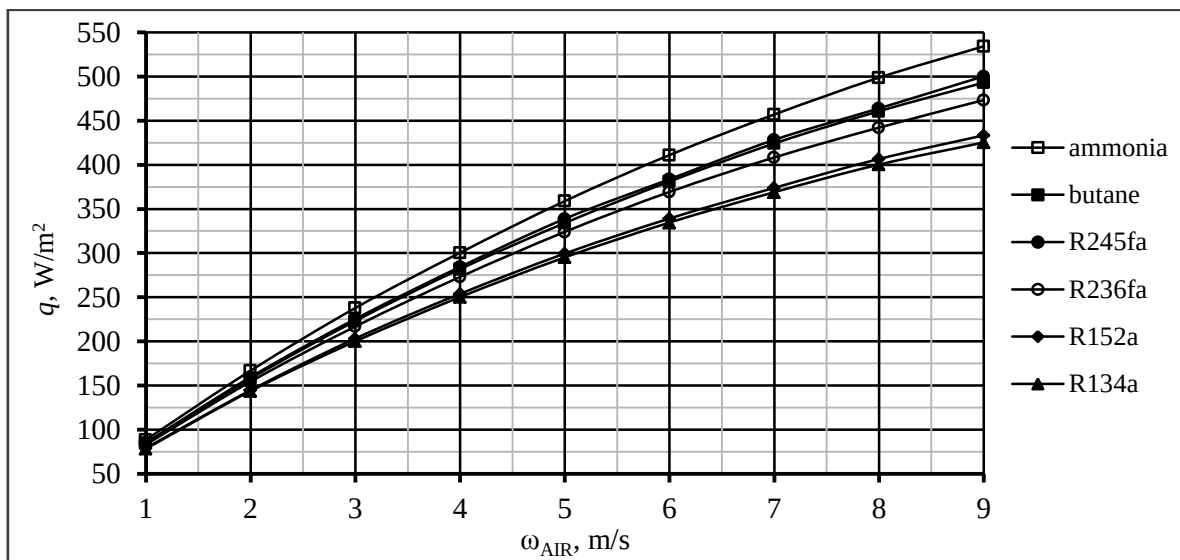
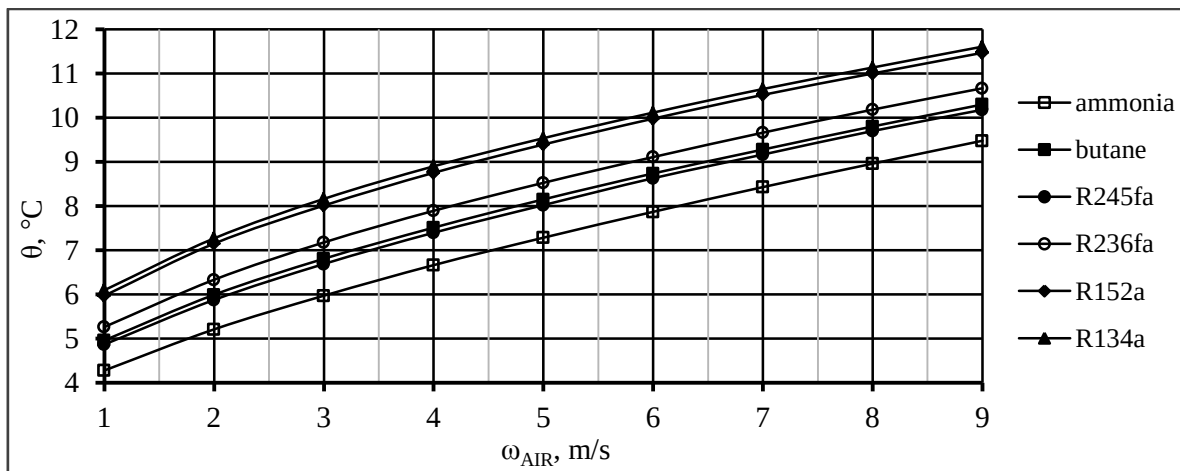


Fig. 4. Characteristic curve  $K(\omega_{AIR})$

Fig. 5. Characteristic curve  $\Delta p_{AIR}(\omega_{AIR})$ Fig. 6. Characteristic curve  $q(\omega_{AIR})$ Fig. 7. Characteristic curve  $\theta(\omega_{AIR})$

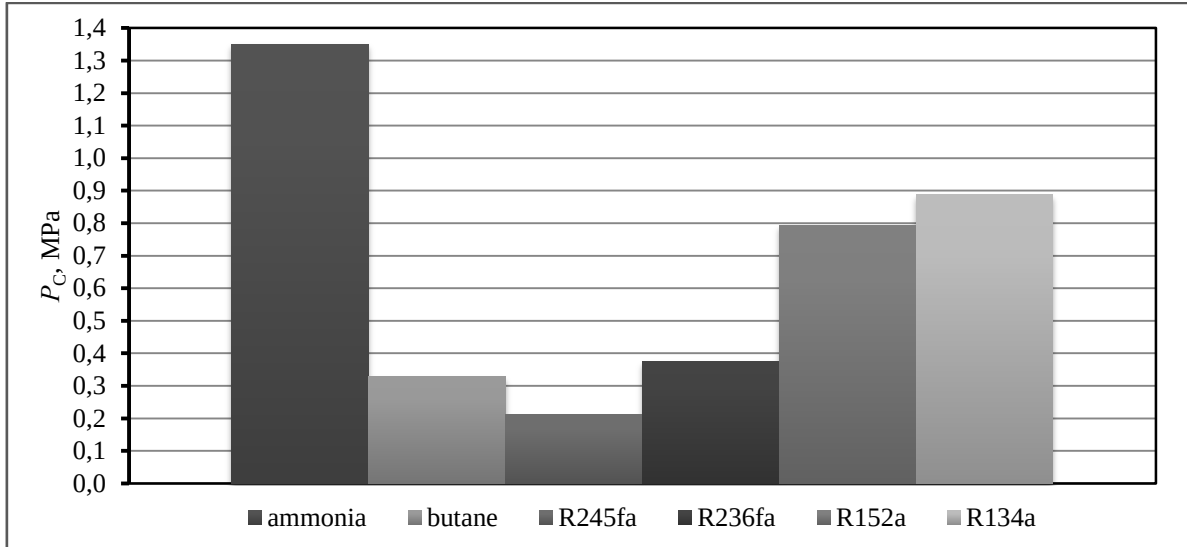


Fig. 8. Condensing pressure Freon in pipes ACC  $P_C$ , MPa

Testing was conducted by comparison series of points for the calculation of the program with the "manual" calculation. For all points received difference does not exceed 2%.

#### The analysis of results

The calculations allow to analyzing the opportunities sections of ACC at work for consideration refrigerants.

Fig. 3 shows that consumption of condensable vapor is in first place R236fa, second and third – R245fa and R134a, ammonia is in last place. Condensable vapor flow is strongly dependent on the type of Freon and air velocity, as a change  $\omega_{AIR}$  R236fa from 1 to 9 m/s it is changed 6 times, while only 3 of ammonia.

On the fig. 4 we can see that the highest heat transfer coefficient of ammonia, in the second place of R245fa and butane, and the last – R152a and R134a.

Used fig. 5 we can select the speed of the air that provides the fans. The most suitable is  $\omega_{AIR} = 5 - 6$  m/s for manufactured axial flow fans.

Fig. 6 we can determine the specific heat flux sections of at the selected air speed. We see that  $q$  significantly depends on the  $\omega_{AIR}$  and type of Freon.

Shown in the fig. 7 characteristic curve  $\theta$  from  $\omega_{AIR}$  indicates that the considered mode  $\theta$  in the recommended range. It is about 10 °C.

From fig. 8 we see that from condensing pressure is the best Freon R245fa, in second place are butane and R236fa, ammonia is in last place.

#### Conclusion

1. The proposed mathematical model section ACC and written on the basis of its computer software allows comprehensive researches on the condensation of a large number of gases included in the library «REFPROP».
2. Conducted by in this paper researches show: amount of the condensed Freon differ significantly depending on the type of air at the same speed. In this case the best results on the effectiveness of the section ACC has ammonia, in second place are R245fa and butane, and at the last place are R152a and R134a.
3. The model allows to determine the required air velocity in the section to select the fans and estimate the heat flux.
4. From the considered Freon from condensing pressure is best R245fa, in the second place there are butane and R236fa and ammonia is in last place.

#### References

1. Bases of calculation and design of air-cooled heat exchangers: Reference book: Under the general editorship of V.B. Kuntyshev, A.N. Bessonov. – St. Petersburg.: Nedra, 1996. – p. 512.
2. Milman O.O., Fedorov V.A. Air-Condensing Units. – M.: Publisher of Moscow Power Engineering Institute, 2002. – p. 208.
3. Ananiev E.P., Boyko L.D., Kruzhilin G.N. Heat transfer in the presence of steam condensation in a horizontal tube. – In: Int. Developments in Heat Transfer, 1961, pt II, p. 290.

4. Isachenko V.P. Condensation heat transfer. – М.: Energy, 1977. – p. 240.
5. URL: <http://www.nist.gov/srd/nist23.cfm> (Date of last access: the 16th of November, 2014).

### **Разработка модели перевода на индивидуальное отопление объектов ЖКХ**

*Гарифуллин А.Р.*

*Казанский национальный исследовательский технический университет им. А.Н. Туполева (КАИ),  
г. Казань, Россия*

В настоящее время в связи с удорожанием энергетических ресурсов и ростом их дефицита старые технологии перестают удовлетворять современным требованиям, поэтому остро стоит вопрос о разработке энергоэффективных технологий и энергосберегающих технических решений.

В данной работе рассмотрена проблема отопления помещений. Для отопления помещений необходимо содержать котельную. Загрузка котельной меняется, чаще всего он не достигает максимума, при этом коэффициент полезного действия котла снижается на 5–10 %. При эксплуатации таких котельных затраты на эксплуатацию остаются прежними, следовательно увеличивается стоимость выработки одной Гкал. Кроме того, большие затраты приходится на содержание тепловых сетей, по которым подается тепло, ведь в условиях мегаполиса протяженность тепловых трасс принимает глобальные масштабы. Подавляющее большинство эксплуатируемых котельных и теплотрасс требуют капитального ремонта, для осуществления которого необходимы миллионы и миллиарды рублей из бюджета республики. Старые изношенные котельные и теплотрассы вынуждены работать на пределе своих возможностей, поскольку часть энергии используется не по назначению, распыляясь в пустоту, при этом увеличивая стоимость потребленных услуг.

Решением данной проблемы является перевод центральных тепловых пунктов на индивидуальные тепловые пункты (ИТП).

Целью данной работы является систематизация процессов перевода помещений на индивидуальные тепловые пункты.

Задача, решение которой приведет к намеченной цели:

- построить модель изучаемого процесса с применением методологии SADT.

Объектом исследования является отопительная система закрытых помещений ЖКХ.

Предметом исследования является энергосбережение тепловых ресурсов в помещениях ЖКХ.

Для построения модели использована методология SADT.

Для внедрения технологии перевода на индивидуальные тепловые пункты необходимо руководствоваться возможностью подвода системы топливоснабжения к потребителю, свободных помещений для размещения дополнительного оборудования и проектных документов на выполнение данного вида работ. Качество работ необходимо подвергнуть контролю согласно «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок», «Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов», «Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления ПБ 12-529-03».

Данная технология регламентируется Федеральным законом РФ об энергосбережении от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок».

Эффект при переходе на данную технологию достигается за счет:

- повышения коэффициента полезного действия котла,
- снижения затрат на эксплуатацию,
- снижения доли потерь тепловой энергии в сетях.

Стоимость внедрения индивидуального теплового пункта зависит от места расположения объекта, типа выбранного оборудования и используемого топлива.

На рисунке 1 представлены результаты исследований с сайта фонда газификации республики Татарстан [1] от внедрения индивидуального теплового пункта.

Также одной из мер по повышению энергоэффективности коммунального комплекса города является переход к экономичным системам на основе индивидуальных тепловых пунктов с погодозависимым регулированием, а также внедрение систем индивидуального учета тепла в жилых домах.

В 2014 году Генерирующая компания начала реализацию программы по переводу жилых домов на индивидуальное отопление. Вместо центральных тепловых пунктов будут индивидуальные – в этом году на 252 объектах, а к концу 2016 года – 1357. При подсчете получается, что это каждый четвертый многоквартирный дом в городе. Итогом будет являться

закрытие 125 центральных тепловых пунктов.



Рис. 1. Результаты исследований с сайта фонда газификации республики Татарстан от внедрения индивидуального теплового пункта [1]

Для рассмотрения данной проблемы энергосбережения необходимо было построить концептуальную модель перехода на индивидуальные тепловые пункты. Модель является начальным этапом системного анализа любого научно-исследуемого объекта (процесса), проводимого в целях идентификации внутренних и внешних противоречий, а также для определения требуемых для этого ресурсов. Анализ источников показал, что такая модель не была предложена ранее.

Концептуальная модель системы - это предварительное, наиболее общее представление о системе, результат которого можно представить в виде одного «черного ящика». В рамках методологии SADT (Structured Analysis Design Technique) структурный анализ процесса основан на следующей принципиальной схеме: «вход» при наличии «управления» преобразуется в «выход» с помощью «механизма» (исполнителя) в соответствии с определенной целью.

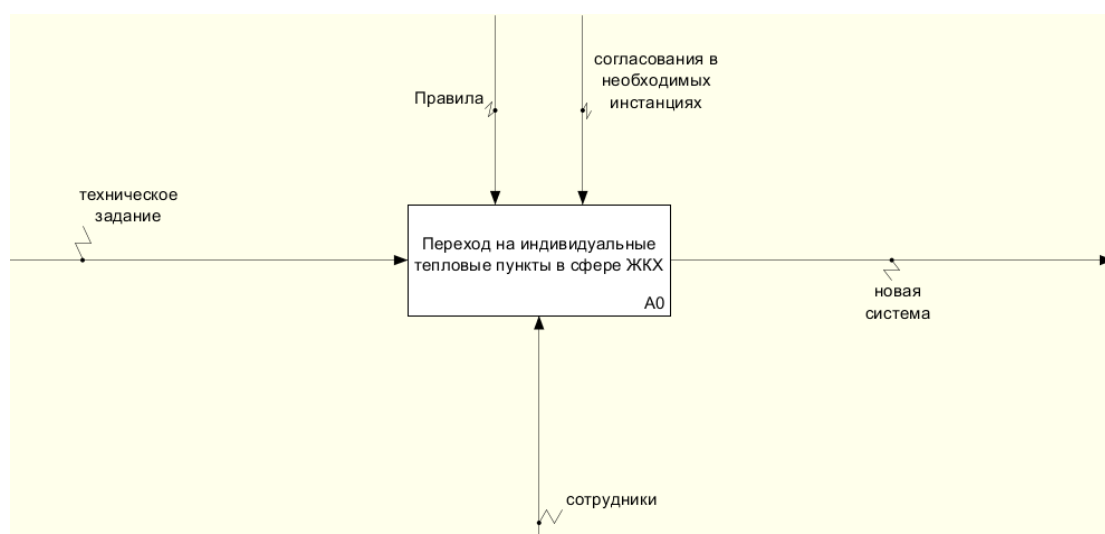


Рис. 2. Концептуальная модель процесса перехода на индивидуальные тепловые пункты (ИТП) в сфере ЖКХ в нотации IDEF0

Вход (Input) - материал или информация, которые используются или преобразуются



работой для получения результата (выхода). Управление (Control) - правила, стратегии, процедуры или стандарты, которыми руководствуется работа. Выход (Output) - материал или информация, которые производятся работой. Механизм (Mechanism) - ресурсы, которые выполняют работу.

На рисунке 2 представлена концептуальная модель процесса перехода на индивидуальные тепловые пункты (ИТП) в сфере ЖКХ в нотации IDEF0 [1].

Структура входных/выходных характеристик модели представлена в таблице 1.

Таблица 1. Входные/выходные и управляющие характеристики и механизмы блока А0

| Вид характеристики | Наименование характеристики           |
|--------------------|---------------------------------------|
| Вход               | Техническое задание                   |
| Управление         | Правила                               |
|                    | Согласования в необходимых инстанциях |
| Механизм           | Сотрудники                            |
| Выход              | Новая система                         |

В результате обследования данного процесса были выявлены следующие подпроцессы данной концептуальной модели:

- проектные работы;
- согласования в необходимых инстанциях;
- установка двухконтурного (отопление + горячая вода) котла;
- проведение реконструкции системы газопровода с установкой газового счетчика, сигнализатора загазованности и при необходимости с заменой фасадного и подводящего газопровода;
- демонтажные работы сетей газопровода и всей системы отопления;
- проведение новой внутриквартирной сети отопления с установкой новых радиаторов и фасонных частей;
- установка фильтров на систему холодного водоснабжения;
- подключение двухконтурного котла к холодной воде и вывод горячей воды к одному потребителю на кухне или к гребенке горячей воды на кухне;
- установка стабилизатора напряжения для котла и сигнализатора;
- проведение обследований дымоходов, вентиляционных каналов, сигнализатора загазованности;
- выдача технических условий, согласование проекта, врезка, пуск газа.

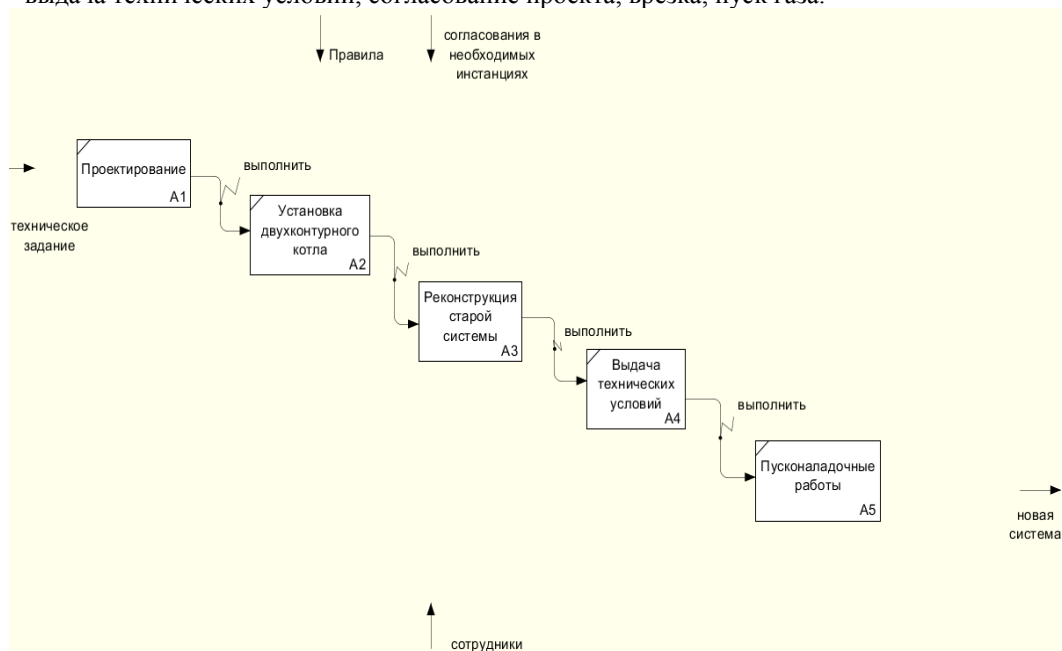


Рис. 3. Декомпозиция блока А0 «Переход на индивидуальные тепловые пункты (ИТП) в сфере ЖКХ»

После анализа рассматриваемого процесса была произведена декомпозиция основного процесса А0, представленная на рисунке 3.

В результате разработки модели была получена декомпозиция блока А3 «Реконструкция старой системы», представленная на рисунке 4.

Также была получена декомпозиция блока А34 «Монтажные работы», представленная на рисунке 5.

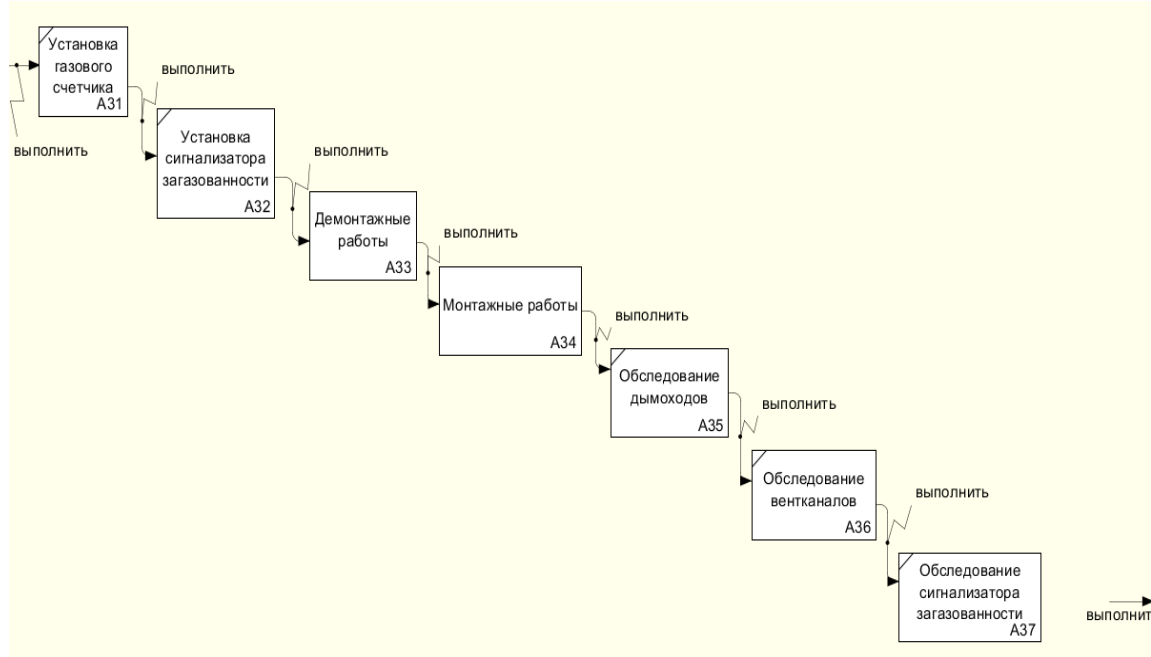


Рис. 4. Декомпозиция блока А3 «Реконструкция старой системы»

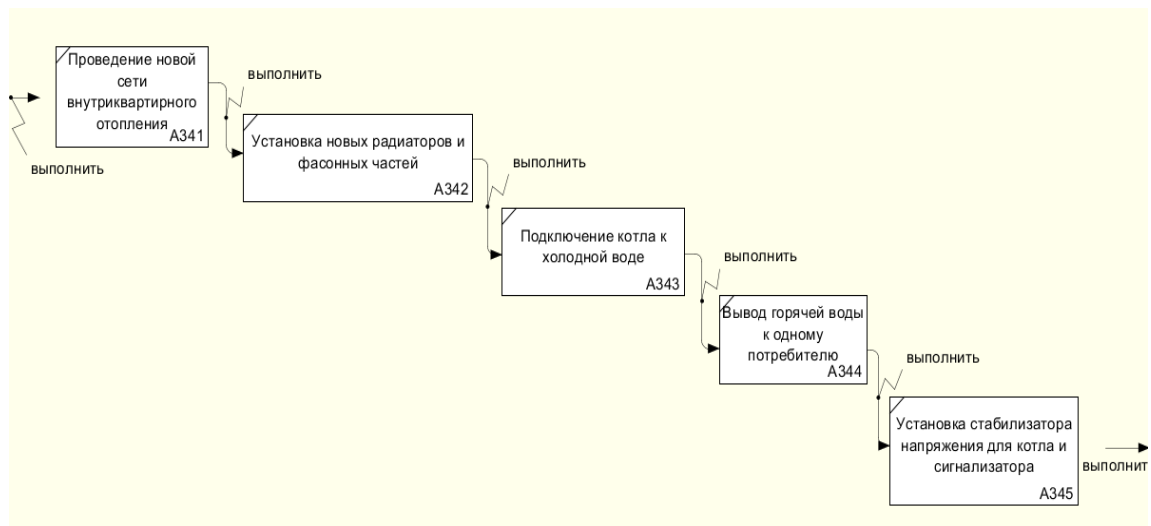


Рис. 5. Декомпозиция блока А34 «Монтажные работы»

В итоге проделанной работы была получена систематизация работ по переходу на индивидуальные тепловые пункты (ИТП) в сфере ЖКХ.

Исследования экспертов компании «Данфосс» (Дания) совместно с российскими специалистами показали, что потенциал энергосбережения при производстве, передаче и потреблении тепла в республике Татарстан составляет в среднем 19-23% на 2014 год. Реализовать его можно путем модернизации инженерных коммуникаций, включая балансировку тепловых сетей и децентрализацию горячего водоснабжения.

Таким образом, данная работа является востребованной, так как используя полученные результаты систематизации при построении концептуальной модели процесса перехода на

индивидуальные тепловые пункты, можно контролировать ход ведения данного процесса.

**Список литературы:**

1. <http://www.fondgaz.ru/cgi-bin/go.pl?i=11>
2. Дэвид А. Марка, Клемент Л. МакГоуэн Методология структурного анализа и проектирования SADT. - М.: Метатехнология, 1993. - 240с.
3. Госстандарт России Методология функционального моделирования IDEF0/ Руководящий документ. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2000. – 75с.
4. [http://www.danfoss.com/Russia/NewsAndEvents/News/Kazan\\_congress/5895EAB3-98C3-4A76-A044-7A1BF4725E3A.html](http://www.danfoss.com/Russia/NewsAndEvents/News/Kazan_congress/5895EAB3-98C3-4A76-A044-7A1BF4725E3A.html)

**Необходимость подогрева газа в детандер-генераторных установках при использовании потенциала избыточного давления транспортируемого природного газа**

*Гатауллина А.Р.*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия*

В газораспределительной сети снижение давления транспортируемого природного газа может производиться в несколько ступеней в зависимости от требуемого давления потребителю.

По рабочему давлению транспортируемого газа газопроводы подразделяются на газопроводы высокого давления I и II категорий, среднего давления и низкого давления [1].

Давление газа перед крупными ГРС может составлять от 3,0 до 4,5 МПа, а после ГРС – 1,2 или 0,6 МПа. Температура газа на входе ГРС и ГРП зависит от времени года и должна быть не менее -10 °С (на пучинистых грунтах не менее 0 °С) [2].

Для снижения давления газа на ГРС и ГРП обычно применяют дросселирование, при котором энтальпия транспортируемого природного газа не изменяется, а располагаемая энергия избыточного давления потока теряется на редукторе.

С учетом объемов газа, распределяемых по стране ГРС и ГРП, в системе газоснабжения имеется огромный потенциал вторичных энергоресурсов в виде энергии избыточного давления газа.

Утилизация ВЭР избыточного давления газа производится в детандер – генераторных агрегатах (ДГА). Для обоснования возможности их использования необходимо выделить возможный потенциал ВЭР избыточного давления и его зависимость от различных параметров.

Система подогрева газа в схемах с ДГА является одной из основных при определении их технико-экономических показателей. Ее тепловая мощность практически эквивалентна мощности ДГА, а стоимость, по различным оценкам, может достигать 40 % общей стоимости ДГА.

При расширении газа в детандере температура его падает существенно, чем при дросселировании на ГРС и ГРП.

Рассмотрим насколько существенно падение температуры в процессе дросселирования и детандирования при трех значениях начальных температур газа: 10 °С, 0 °С, -10 °С. Пользуясь таблицам термодинамических свойств метана [3] и основными термодинамическими зависимостями процессов детандирования и дросселирования рассчитаем температуру газа в конце процессов расширения. Внутренний относительный КПД детандера принят равным 0,85.

На рис. 1 в t-s показаны процессы дросселирования на станциях понижения давления и расширения газа в ДГА.

Из рис.1 видно, что в процессе дросселирования в зависимости от перепада давлений снижение температуры составляет от 3 до 40 °С. При расширении газа в детандере температура падает значительно – от 37 до 100 °С.

Так, например, при дросселировании газа на ГРС с начальной температурой равной 10 °С, температура его на выходе при различных перепадах давлений составит: -22,4 °С при давлениях 7,5/1,2 МПа, -4 °С при давлениях 4/1,2 МПа, 7,1 °С при давлениях 1,2/0,6 МПа, 5,6 °С при давлениях 1,2/0,3 МПа. В то время как в случае расширения газа в ДГА при аналогичных начальных параметрах, температура на выходе составит: -89,6 °С при давлениях 7,5/1,2 МПа, -57,4 °С при давлениях 4/1,2 МПа, -29,2 °С при давлениях 1,2/0,6 МПа, -73 °С при давлениях 1,2/0,3 МПа.

Эксплуатация ДГА и газопроводов при таких температурах после ДГА не допустима. Исходя из этого, можно сделать вывод, что во всех случаях использования ДГА на ГРС необходимо газ подогревать, если нет необходимости в получении холода.

Подогрев газа может осуществляться до или после ДГА, а так же ступенчато.

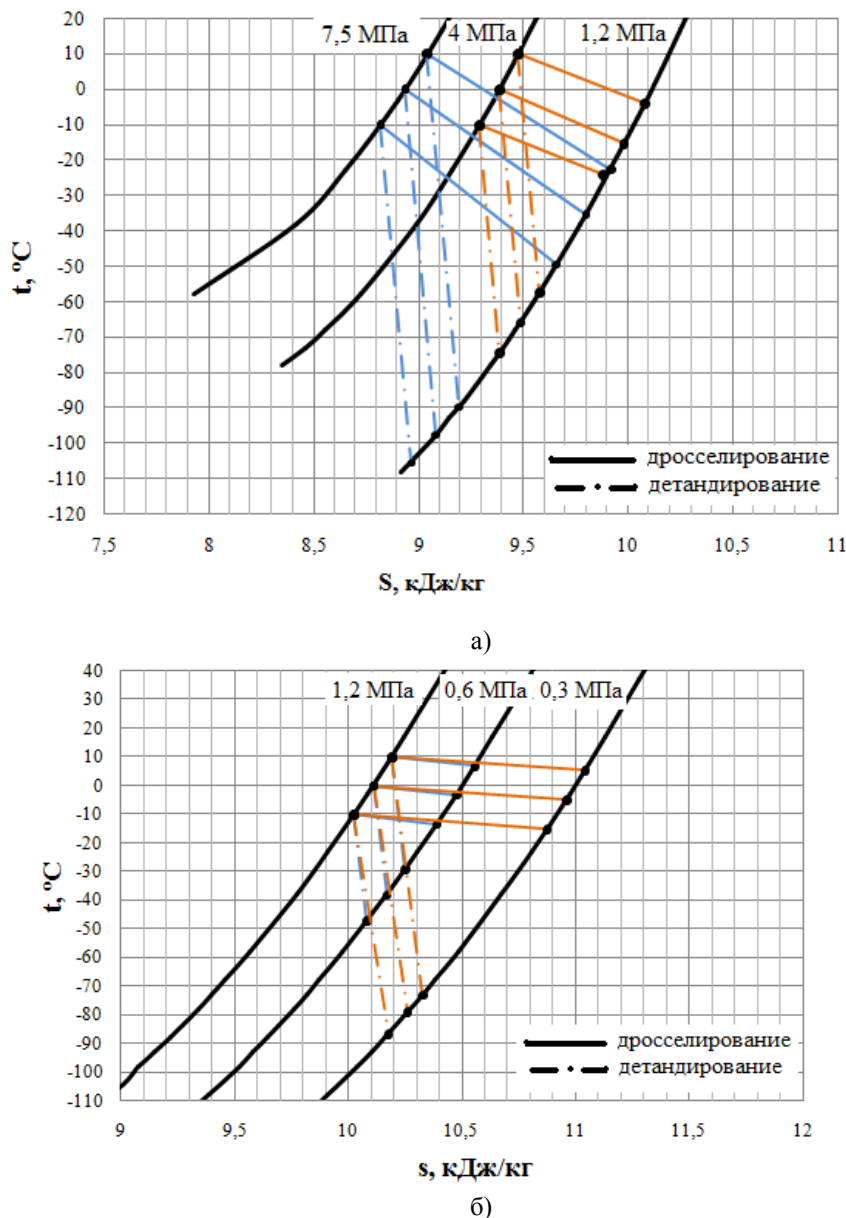


Рис.1. Процессы дросселирования на станциях понижения давления и процессы расширения газа в ДГА а) 7,5/1,2 МПа; 4/1,2 МПа, б) 1,2/0,6 МПа; 1,2/0,3 МПа

Так как система подогрева газа является одной из основных в станциях понижения давления с использованием ДГА, то при проектировании и эксплуатации таких схем стоит задача определения температуры газа на выходе в зависимости от температуры на входе.

Для обеспечения нормируемой температуры на выходе из ГРС при больших перепадах давлений (7,5/1,2 МПа и 1,2/0,3 МПа) газ перед детандером следует подогревать до температуры 100-120  $^\circ\text{C}$ , при незначительных перепадах давлений (4/1,2 МПа и 1,2/0,6 МПа) – до 40-80  $^\circ\text{C}$ .

Так, например, для обеспечения температуры газа на выходе из ГРС на уровне 0 $^\circ\text{C}$ , газ перед детандером необходимо подогреть при перепаде давлений 7,5/1,2 МПа до 120  $^\circ\text{C}$ , 1,2/0,3 МПа – 100  $^\circ\text{C}$ , 4/1,2 МПа – 76  $^\circ\text{C}$ , 1,2/0,6 МПа – 42  $^\circ\text{C}$  соответственно.

При больших перепадах давлений целесообразно ввести промежуточный подогрев в целях экономии энергоресурсов и эксплуатации оборудования в области более низких температур с выработкой эквивалентного схеме подогрева газа перед детандером количества энергии.

Доказано, что схемы со ступенчатым срабатыванием давления и с промежуточным подогревом позволяют получить ту же мощность ДГА при более низких температурах на входе в него.

Так, если в одноступенчатой схеме с перепадом давлений 7,5/1,2 МПа газ для обеспечения температуры на выходе 0.. -10 °С, газ необходимо подогревать на входе до 110-120 °С, то в двухступенчатой схеме его необходимо подогреть до 50-65 °С.

#### Список литературы:

1. СНиП 42-01-2002 Газораспределительные системы.
2. ОНТП. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы. Раздел 5. Газораспределительные и газоизмерительные станции. Приложение к приказу РАО "Газпром" от 10 сентября 1997 г. № 122. взамен раздела 5 ОНТП 51-1-85.
3. Загорученко В.А., Журавлев А.М. Теплофизические свойства газообразного и жидкого метана.

### Исследование концентрированного вихря в модельной камере сгорания тангенциального типа

Гешева Е.С., Шторк С.И.

Институт Теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН, Новосибирск, Россия

#### Введение

Течения с сильной закруткой широко используются в технике, в том числе, пылеугольных горелках, камерах сгорания, тангенциальных топках [1, 2], а также в устройствах с жидкостными потоками (сепараторы, циклонные ускорители). Для получения данных, необходимых для управления работой действующих и проектирования новых топок, применяют как математическое, так и физическое моделирование [3-5]. Первоначальным этапом физического моделирования следует считать приближенное изотермическое моделирование на подобных уменьшенных моделях [6]. Детальные экспериментальные данные, полученные на моделях, могут быть использованы для верификации математических моделей, используемых для расчета топочных камер.

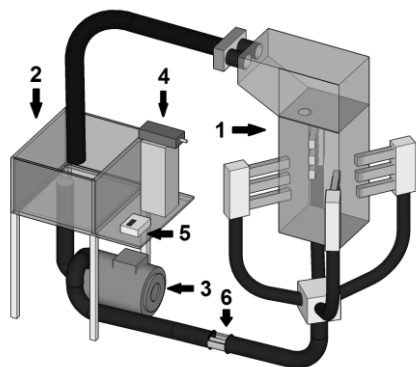
Актуальность проведения совместного физического и численного моделирования еще больше возрастает применительно к исследованию характеристик потоков с закруткой, анализ которых усложняется формированием трехмерных и подчас нестационарных вихревых структур.

Особенностью закрученного течения в модели тангенциальной топки является формирование пространственно-сложных крупномасштабных вихрей, полностью определяющих глобальную структуру течения. Эксперименты включают измерение частотных характеристик вихревых структур при варьировании чисел Рейнольдса, а также измерения полей скоростей бесконтактным PIV методом. Экспериментальные исследования дополнены расчетами характеристик закрученного потока, выполненными с помощью коммерческого пакета Star CCM+. Адекватность результатов математического моделирования проверялась сопоставлением с полученными данными физического эксперимента.

#### Экспериментальный стенд

Исследования вихревых структур проводились на замкнутом гидродинамическом контуре (рис. 1), обеспечивающий режимы работы в пределах чисел Рейнольдса  $Re=10\,000 - 35\,000$ .

Рис. 1. Экспериментальная установка.



Жидкость из бака 2 подается в рабочую камеру 1 с помощью центробежного насоса 3 с двигателем постоянного тока. Двигатель подключен к электрической сети через регулирующий автотрансформатор и диодный выпрямитель. Расход жидкости измеряется ультразвуковым расходомером 5 на участке 6.

За основу геометрии модельного рабочего участка, представляющего собой канал квадратного сечения с размерами  $188 \times 188 \times 625 \text{ мм}^3$ , взята конструкция тангенциальной топки Е-500 [7].

Тангенциально направленные прямоугольные сопла с выходным сечением  $14 \times 23 \text{ мм}^2$  создают в рабочей камере вихревой поток с вертикальной осью вращения. Степень закрутки

потока задается геометрическим параметром крутки  $S = \frac{md}{s_n}$  [8], где  $m$  – ширина камеры,  $d$  –

диаметр условной окружности, по касательной к которой направлены входные сопла,  $s_n$  – площадь входных сопел. Конструкция сопловых блоков дает возможность менять угол поворота сопел, который определяет  $d$ , и варьировать, таким образом, степень закрутки потока от относительно небольших, при которых работают тангенциальные топки, до больших значений, характерных для циклонных камер сгорания. Для управления структурой вихревого потока на выходе камеры устанавливается диафрагмированное отверстие. Как было установлено ранее специальными опытами [8], форма отверстия диафрагмы не оказывает существенного влияния на характер течения, а определяющим параметром является степень сужения потока. Режим течения в камере характеризуется числом Рейнольдса  $Re$ , которое определяется по поперечному размеру  $m$  и среднерасходной скорости в вихревой камере  $W$   $Re = \frac{mW}{\nu}$  ( $\nu$  – кинематическая вязкость).

Представленные в статье результаты получены при достаточно больших турбулентных числах Рейнольдса  $Re$ . Заметим, что эти значения более чем на порядок меньше, чем достигаются в натурных установках [1], но, тем не менее, находятся в автомодельной области. В противном случае, для строгого соблюдения равенства критериев подобия в модели и натурной топке было бы необходимо использовать стенд, сравнимый с промышленными установками по мощности и затратам на изготовление.

Измерение частоты прецессии вихря проводилось с использованием высокочувствительного гидрофона, а также рассчитывалось исходя из покадрового анализа видеозаписей. Для измерения полей скорости и завихренности был поставлен эксперимент с использованием современной PIV (Particle Image Velocimetry) техники.

#### Численное моделирование

Моделирование турбулентных закрученных потоков по сей день остается в общем случае нерешенной задачей. В связи с этим одной из важных задач остается верификация расчетных данных. В данной работе моделирование закрученного течения осуществляется с помощью CFD (Computation Fluid Dynamics) пакета Star CCM+. STAR-CCM+ является современным программным комплексом, предназначенным для решения задач механики сплошных сред. Он включает в себя новейшие численные алгоритмы, возможности построения различных сеток, большой набор физических моделей, мощные средства визуализации и пр.

Нестационарный турбулентный поток моделируется с использованием трех основных подходов моделирования RANS (Reynolds-averaged Navier-Stokes), LES (Large Eddy Simulation) и DES (Detached Eddy Simulation). Наиболее распространенным способом моделирования турбулентности является решение осредненных по Рейнольдсу уравнений Навье-Стокса, когда вместо уравнений для мгновенных значений параметров используются уравнения для некоторых осредненных величин. При использовании LES подхода крупные вихри рассчитываются, а мельчайшие вихри подсеточного масштаба моделируются. DES метод представляет собой гибридный подход к моделированию, сочетающий в себе черты RANS моделирования в некоторых частях и LES в других. Модели DES построены так, что сдвиговые слои решаются базовым замыканием RANS моделей. Однако модель турбулентности неразрывно

модифицирована так, что, если сетка достаточно качественная, он будет использовать базовую модель подсеточного масштаба.

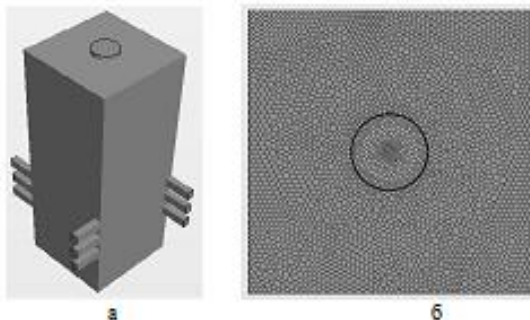


**Рис. 2.** Расчетная геометрия (а) и сетка в поперечном сечении камеры (б)

В свою очередь RANS требует меньше всего вычислительных ресурсов и хорошо разрешает пристеночные слои, но в тоже время занижает турбулентные пульсации в закрученном потоке. Чтобы улучшить моделирование нестационарных турбулентных

закрученных течений используют вихреразрешающие методы, как, например, метод моделирования крупных вихрей LES. Однако его применение требует очень детальной сетки, особенно вблизи стенок. Чтобы соединить достоинства этих подходов был предложен метод моделирования отсоединенных вихрей (DES).

При моделировании вихревого потока в тангенциальной камере использовались все из представленных подходов. Для камеры с центральной диафрагмой была построена сетка с многогранными ячейками и призматическим слоем. Также была произведена дополнительная детализация сетки в приосевой области (область вихря), таким образом, сетка состояла из 1,6 млн. ячеек (рис. 2). Граничные условия задавались исходя из расхода жидкости на входе и несжимаемости жидкости. В работе был использован алгоритм segregated flow для нестационарной неявной задачи.

#### Анализ данных

В камере с тангенциальной закруткой потока и диафрагмированным отверстием образуется прямолинейная вихревая нить (рис. 3), идущая от дна камеры до выходной диафрагмы. Параметр крутки  $S=4,5$  в данном случае не менялся, а диаметр выходного отверстия был равен 50 мм. Вихревое ядро совершает малые колебания вокруг оси, которые называют прецессией вихревого ядра. В целом же вихревая структура устойчива и квазистационарна.

**Рис. 3.** Визуализация вихревой структуры: а – эксперимент, б – расчетная изоповерхность критерия  $\Lambda_{\text{lambda}2}$ .



Моделирование закрученного потока с помощью RANS подхода в нашем случае не дало адекватных результатов, что так же наблюдается в аналогичных работах по моделированию закрученных потоков [9, 10]. Методы LES и DES дают весьма схожие между собой результаты, которые в свою очередь верифицируются экспериментальными данными. Из рисунка 4 видно, что расчетный профиль, полученный методом LES лучше описывает экспериментальный профиль скорости. На небольших расстояниях от дна камеры (рис. 4а) видно, что экстремум скорости, рассчитанный методом DES существенно ниже экспериментально полученного профиля, это говорит о том, что данный метод не позволяет рассчитывать пульсации скорости из-за осреднений, допущенных в методе, о чем также свидетельствует повышенное значение тангенциальной скорости вне вихревой области. Однако с увеличением высоты, максимумы тангенциальной скорости полученные с помощью моделирования методами LES, DES и PIV эксперимента различаются незначительно.

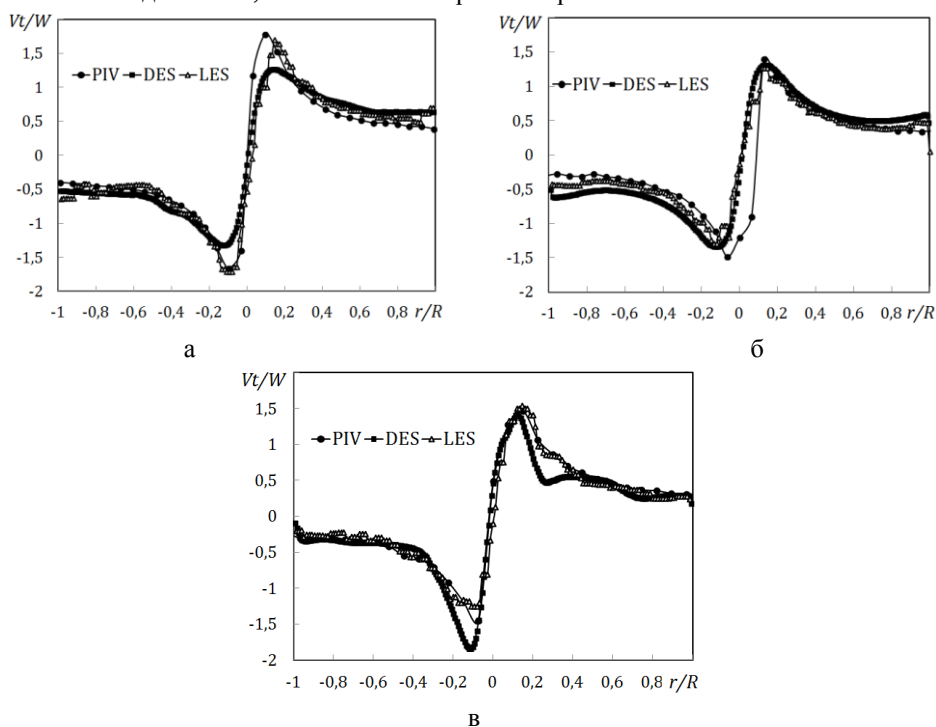


**Рис. 4.** Поля тангенциальной компоненты скорости,  $Re=19\ 200$ :  
а –  $h=85$  мм, б –  $h=385$  мм, в –  $h=545$  мм.



При построении профиля аксиальной компоненты завихренности, также наблюдается низкий максимум для DES метода на небольшой высоте от дна камеры (рис. 5а). В целом же поле завихренности сильно локализовано вблизи оси камеры и хорошо согласуется с рассчитанными профилями завихренности (рис. 5).

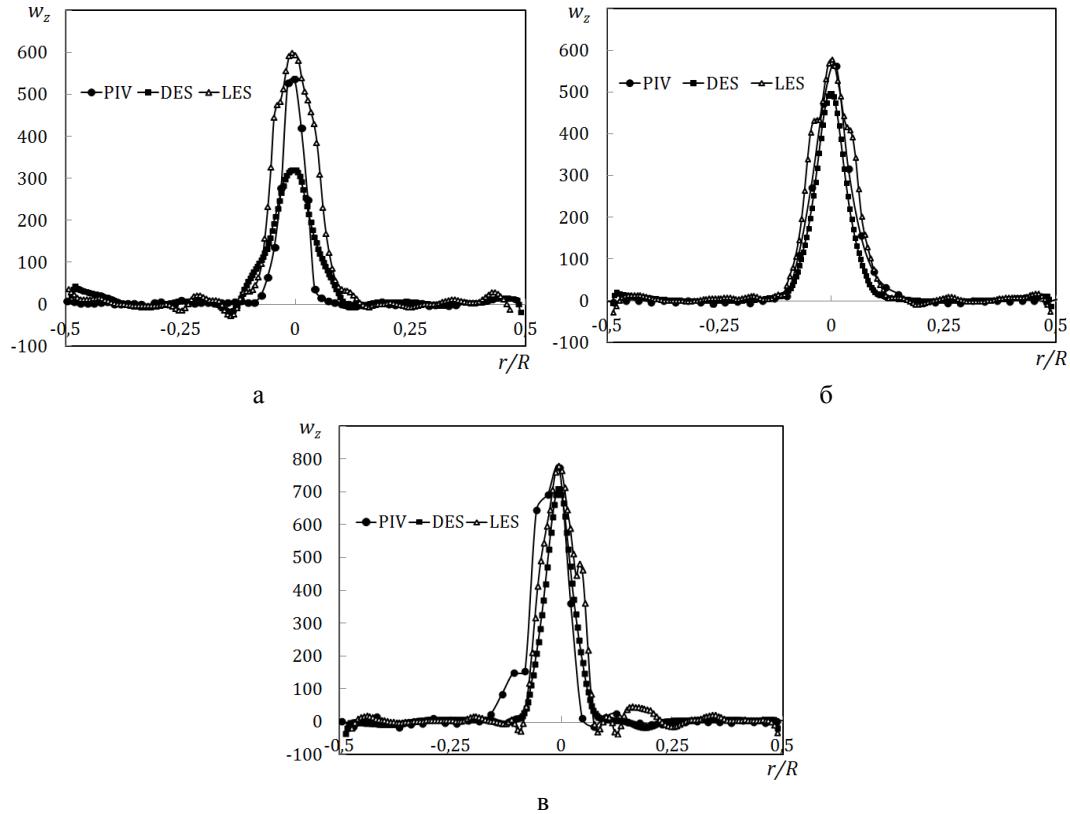


**Рис. 5.** Поля аксиальной компоненты завихренности,  $Re=19\ 200$ :  
а –  $h=85$  мм, б –  $h=385$  мм, в –  $h=545$  мм.

Как было описано ранее, вихревое ядро прецессирует вокруг своей оси, и частота прецессии линейно зависит от расхода жидкости. При этом было показано, что исследуемые режимы течения находятся в зоне автомодельности по числу Рейнольдса [11].

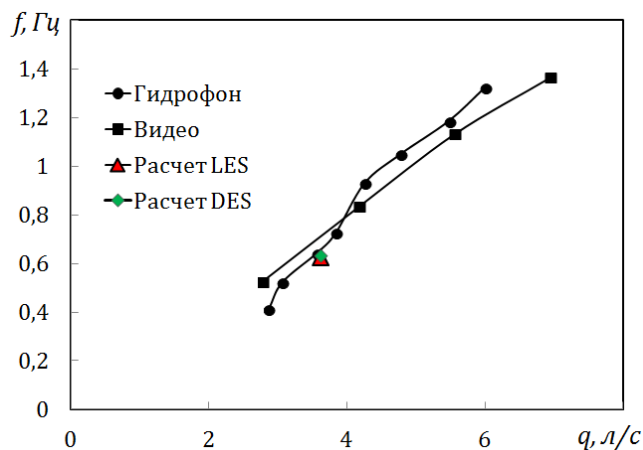


**Рис. 6.** Зависимость частоты прецессии от расхода жидкости.

На рисунке 6 представлены зависимости частоты ПВЯ от расхода жидкости, полученные с помощью анализа видеозаписей, снятых на скоростную камеру, высокочувствительного гидрофона и также представлены точки, полученные с помощью моделирования в пакете Star



ССМ+, которые совпадают с данными полученными с помощью гидрофона и подтверждают корректность расчетных данных.

#### **Заключение**

В ходе работ был получен большой набор экспериментальных данных по полям скорости и завихренности, а также исследованы частотные характеристики вихря. Показано, что диафрагмирование выходного отверстия приводит к образованию устойчивого локализованного вихря, который идет от дна камеры до выходного отверстия. Наряду с этим было проведено моделирование закрученного потока в рабочей камере с помощью CFD пакета с использованием методов DES и LES моделирования турбулентных потоков. Как показало сравнение профилей тангенциальной скорости и завихренности метод LES лучше описывает вихревой закрученный поток, в то время как метод DES фиксирует заниженный максимум скорости вблизи дна камеры, хотя в остальном дает результаты схожие с LES моделированием. Частоты прецессии, полученные с помощью моделирования потока, согласуются с полученными экспериментальными точками.

#### **Список литературы:**

1. Гупта А., Лили Д., Сайред Н. Закрученные потоки. М.: Мир, 1987. -590с.
2. Алексеенко С.В., Окулов В.Л. Закрученные потоки в технических приложениях (обзор) // Теплофизика и аэромеханика. 1996. Т. 3, №2. –С. 101-138.Сугак Е.В.,
3. Сугак А.В. Моделирование турбулентных закрученных потоков // Современные проблемы науки и образования. 2013. № 1. С. 154.
4. Девисилов В.А., Шарай Е.Ю., Агалакова Н.А. Изучение гидравлических характеристик течения жидкости в гидродинамическом фильтре с тангенциальной закруткой потока // Вектор науки тольяттинского государственного университета. 2013. № 2. с. 32-37.
5. Розанова Н.Н. К вопросу моделирования закрученных потоков в вихревых водосбросных сооружениях // Природобустройство. 2013, № 4. с. 50-52.
6. Alekseenko S.V., Burdukov A.P., Dekterev A.A., Markovich D.M., Shtork S.I. Physical and mathematical simulation of aerodynamics and combustion in the furnace chambers of power installations // Thermal Engineering. 2011. Т. 58. № 9. p. 779-785.
7. Cala C.E., Fernandes E.C., Heitor M.V., Shtork S.I. Coherent structures in unsteady swirling jet flow // Exp. Fluids. 2006. V. 40, № 2, P. 267-276.
8. Alekseenko S.V., Kuibin P.A., Okulov V.L., Shtork S.I. Helical vortices in swirl flow // J. Fluid Mech. (1999), vol. 382, pp. 195.
9. Kempf A., Malalasekera W., Ranga-Dinesh K. K. J., Stein O. Large Eddy Simulations of Swirling Non-premixed Flames With Flamelet Models: A Comparison of Numerical Methods // Flow Turbulence Combust. 2008. p. 523–561
10. Wen-Tao Su, Xiao-Bin Li, Feng-Chen Li, Xian-ZhuWei, Zhi-Ying Zheng, Xin Zhang Comparisons of LES and RANS computations with PIV experiments on a cylindrical cavity Flow // Advances in Mechanical Engineering. 2013. p. 10.
11. Gesheva E. S., Litvinov I. V., Shtork S. I., Alekseenko S. V. Analyzing the Aerodynamic Structure of Swirl Flow in Vortex Burner Models // Thermal Engineering, 2014, Vol. 61, №. 9, pp. 649–657.

#### **Повышение эффективности локальных систем теплоснабжения на базе использования сжиженного природного газа**

*Доронин М.С., Доронина В.Д.*

*Саратовский государственный технический университет, г. Саратов, Россия*

Локальным системам теплоснабжения присущи следующие проблемы:

- значительная физическая и моральная изношенность основного оборудования котельных и тепловых сетей;
- низкая энергетическая эффективность производства и транспорта тепловой энергии;
- неэффективная и, в ряде случаев, неоправданная централизация систем теплоснабжения;
- существенная величина топливной составляющей в затратах на производство тепловой энергии, в том числе из-за высокой стоимости топлива;
- значительная составляющая затрат на оплату труда в себестоимости тепловой энергии из-за высокой трудоемкости обслуживания большого количества мелких котельных, работающих на низкосортном топливе;
- высокая стоимость тепловой энергии, отпускаемой потребителям от котельных.

Перечисленные проблемы преобладают среди прочих и в целом обуславливают высокий уровень затрат на производство тепловой энергии и, как следствие, размер тарифов на неё.

В составе оборудования котельных велика доля котлов устаревших конструкций типа «Универсал», «Энергия», КВЖ, ДКВР, КЕ и т.д., значительное количество которых сооружены 40-55 лет назад. Коэффициент полезного действия котлоагрегатов при использовании в качестве топлива угля по оптимистической оценке не превышает 60 %, а с учетом низкого качества используемого твердого топлива КПД котлов фактически не достигает и 40 %.

В угольных и мазутных котельных до 10 % вырабатываемого тепла расходуется на собственные нужды. Так, например, поддержание мазутного хозяйства котельных в работоспособном состоянии требует разогрева системы топливоснабжения до 100 °С и более.

Изношенность и ветхость тепловых сетей обуславливают высокие потери тепловой энергии при транспорте теплоносителя. По отдельным объектам теплоснабжения нормативные потери тепла превышают 50 %, а фактические - более 2/3 от выработки тепловой энергии.

Подобные данные свидетельствуют о крайне низкой энергетической эффективности централизованных систем теплоснабжения с использованием твердого и жидкого топлива.

Анализ себестоимости производства тепловой энергии в котельных показывает, что в котельных, использующих уголь, велика доля затрат на оплату труда и отчислений на социальные нужды, а топливная составляющая не достигает 40 %. В структуре же себестоимости мазутных котельных преобладают затраты на топливо (до 90 %), а затраты на оплату труда и отчисления на социальные нужды не превышают 5 %.

Указанные различия в структуре себестоимости при работе котельных на разных видах топлива - результат влияния двух определяющих факторов:

- стоимость угля существенно ниже, чем мазута;
- численность персонала угольной котельной, как правило, в 2,0 – 2,5 раза больше, чем мазутной.

Перевод котельных с угля и мазута на природный газ, как правило, сопровождается ощутимым удешевлением производства тепловой энергии в результате уменьшения топливной и зарплатной составляющих. При этом одним из путей снижения затрат на эксплуатацию систем теплоснабжения является экономически обоснованный переход от централизованной к децентрализованной схеме теплоснабжения на базе использования природного газа. Такой переход позволит повысить надежность обеспечения теплом, уменьшить расход топлива на компенсацию потерь при транспорте и в итоге снизить тарифы на тепловую энергию.

Определение целесообразности перехода от централизованной к децентрализованной (или индивидуальной) системе теплоснабжения и обоснование рациональной степени централизации должны базироваться на всестороннем анализе и учете влияния множества взаимосвязанных факторов, к числу которых относятся:

- капитальные вложения в центральные и местные источники тепловой энергии, а также в системы транспорта тепловой энергии и природного газа;
- нормативные и сверхнормативные тепловые потери при транспорте теплоносителя;
- климатические параметры той местности, где расположена система теплоснабжения;
- структура тепловых нагрузок;
- режимы работы оборудования;
- эксплуатационные издержки, связанные с обслуживанием всего комплекса технологического оборудования;
- запланированное на перспективу повышение стоимости природного газа в России;
- изменение надежности системы теплоснабжения;
- воздействие на окружающую среду;
- возможность использования альтернативных источников энергии, включая электрическую энергию;
- вопросы безопасности при использовании местных газовых теплогенераторов и пр.

Из перечисленных выше факторов решающее значение при выборе типа и структуры системы теплоснабжения имеют климатические параметры, существенно влияющие на величины капитальных вложений как в источник тепловой энергии, так и в тепловые сети, а также определяющие уровень потерь тепла при транспорте теплоносителя. Последние, в свою очередь, зависят не только от температуры окружающей среды и продолжительности отопительного периода, но и от диаметра и протяженности теплопроводов, температурного графика тепловой сети и т.д.

В настоящее время уровень газификации России природным газом достиг 64 % и продолжает расти. Вместе с тем, низкая плотность населения во многих регионах страны, не позволяет осуществлять коммерчески эффективную газификацию сетевым газом из-за высокой стоимости прокладки газопроводов. Во многих случаях решение проблемы лежит в использовании для газификации сжиженного природного газа (СПГ). Расчеты показывают, что инвестиции в создание предприятий по сжижению газа, систем транспортировка СПГ и установок по хранению и регазификации значительно ниже, чем затраты в сооружение газопроводной сети. Для конечного потребителя тариф на СПГ будет выше тарифа на сетевой газ, однако выгоды от использования природного газа в сфере теплоснабжения существенны.

Технико-экономическая эффективность применения СПГ при одновременной децентрализации теплоснабжения проиллюстрирована на примере одной из систем теплоснабжения, для которой в *таблице 1* сопоставлены относительные показатели производственно-финансовой деятельности по двум вариантам:

- при существующем положении, когда в котельных в качестве топлива используются твердое и жидкое, а для распределения выработанной тепловой энергии применяются, как правило, централизованные схемы теплоснабжения;
- при перспективном развитии с переходом на СПГ и частичной децентрализацией теплоснабжения.

**Таблица 1.** Относительное изменение показателей производственно-финансовой деятельности системы теплоснабжения при переходе на использование СПГ

| Наименование показателя                                  | Значение показателя (в %) при использовании СПГ взамен твердого и жидкого топлива |
|----------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|
| Установленная тепловая мощность котельных                | 53,7                                                                              |
| Полезный отпуск тепла потребителям                       | 100,0                                                                             |
| Выработка тепловой энергии                               | 78,0                                                                              |
| Расход тепла на собственные нужды                        | 5,0                                                                               |
| Потери тепловой энергии при транспорте                   | 25,0                                                                              |
| Расход топлива (в условном исчислении)                   | 61,7                                                                              |
| Затраты на топливо                                       | 50,6                                                                              |
| Затраты на оплату труда и отчисления на социальные нужды | 25,0                                                                              |
| Энергия на технологические нужды                         | 25,0                                                                              |
| Прочие затраты в себестоимости                           | 50,0                                                                              |
| Итого себестоимость                                      | 43,0                                                                              |

В сопоставительных расчетах приняты следующие исходные данные:

- КПД теплогенераторов при работе на СПГ – 93 %;
- расход тепловой энергии на собственные нужды котельных при использовании СПГ – 0,5 %;
- снижение потерь тепловой энергии на транспорт при частичной децентрализации – в 4 раза;
- снижение расхода электроэнергии на технологические нужды – в четыре раза;
- снижение численности эксплуатационного персонала при использовании автоматизированных газовых котельных – в четыре раза.

Из *таблицы 1* видно, что при принятых в расчетах исходных данных себестоимость производства тепловой энергии может снизиться более чем в 2,3 раза.

Возможное перспективное удорожание природного газа, несомненно, снизит эффективность использования СПГ в сфере теплоснабжения, но в целом эффективность может остаться положительной, если будут существенно уменьшены потери тепловой энергии при транспорте теплоносителя.

Газификация с использованием СПГ открывает потенциальные возможности для применения в локальных системах теплоснабжения когенерационных установок, прежде всего, на базе высокоэффективных газотурбинных и газопоршневых двигателей, в том числе на базе котельных. Создание на базе котельных мини-ТЭЦ позволит увеличить эффективность использования достаточно дорогого природного газа, а также будет способствовать повышению надежности электроснабжения потребителей.

**Исследование и расчет тепловых потерь оконных конструкций в условиях холодного климата Якутии***Иванов В.А.**Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН, г. Якутск, Россия*

В последнее время в оконных конструкциях стали широко применять стеклопакеты, которая состоит из замкнутой воздушной прослойки малой толщины по сравнению с площадью ограничивающих поверхностей остекления. А в качестве оконного профиля применяют пластик, в основном поливинилхлорид (ПВХ), она герметична, не требует покраски и ремонта в процессе эксплуатации, имеет хорошие тепловые и звукоизоляционные качества. Но все эти качества стеклопакета из ПВХ «нормально» работают только по западным нормам, где температура опускается максимум до 30 градусов ниже нуля.

А чем плох профиль изготовленный из всем известного дерева. Пластик производят массово в большом количестве, поэтому и цена на него стала доступным и низким. Дерево издавна считался самым надежным, простым, экологичным и достаточно долговечным строительным материалом в мире. И сегодня деревянные конструкции ничем не уступают пластику, разве что цена немного выросла. Но теплотехнические характеристики дерева дают ему преимущество и для изготовления оконных конструкций [2].

Расчет теплозащитных характеристик ограждающих конструкций зданий выполняется в соответствии с требованиями и по методикам, изложенным в СНиП II-3-79\* «Строительная теплотехника» и СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий».

Значения теплотехнических характеристик строительных, в том числе теплоизоляционных, материалов в конструкциях под воздействием эксплуатационных факторов изменяются во времени и могут существенно отличаться от значений, получаемых при лабораторных испытаниях и указанных в технических условиях.

Расчетные параметры окружающей среды для различных регионов принимаются по СНиП 23-01-99\* «Строительная климатология» актуализированной версии 2012 г.

Светопрозрачные ограждающие конструкции подбирают по следующей методике.

Нормируемое значение сопротивления теплопередачи светопрозрачных конструкций определяют в соответствии со СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий» в зависимости от показателя «градусосутки отопительного периода».

Градусосутки отопительного периода рассчитывают по формуле

$$D = (t_{\text{в}} - t_{\text{от}}) \cdot z \quad (1)$$

Согласно СНиП 23-02 расчетная средняя температура внутреннего воздуха для условий г. Якутска принимается  $t_{\text{в}} = 21$  °С. Согласно СНиП 23-01 расчетная температура наружного воздуха в холодный период года  $t_{\text{н}} = -52$  °С, продолжительность  $z = 252$  суток и средняя температура наружного воздуха  $t_{\text{от}} = -20,9$  °С за отопительный период. Градусо-сутки отопительного периода  $D$  определяются по формуле (1)  $D = (21 - (-20,9)) \times 252 = 10559$  °С·сут.

Согласно СНиП 23-02 для 10559 градусо-суток нормируемое сопротивление теплопередаче для окон и других светопрозрачных конструкций в г. Якутске должна быть не ниже  $R_{\text{req}}^F = 0,77$  м<sup>2</sup>°С/Вт.

Исходя из этого при климатических условиях Якутии, выбор наиболее подходящей оконной конструкции удовлетворяющим значениям весьма трудная задача, так как большинство оконных конструкций подставляемые в наш рынок не соответствуют этим нормативным условиям. А те которые соответствуют, имеют высокую стоимость.

Основной нормируемой величиной, характеризующей теплозащитные качества ограждающих конструкций, является сопротивление теплопередаче  $R_0$ . Чем выше эта величина, тем лучшими теплозащитными свойствами обладает стеклопакет. Так как оконные блоки состоят из нескольких элементов (остекление и непрозрачная часть – оконный профиль) с различными коэффициентами теплопроводности, рассматривают приведенное сопротивление теплопередаче.

В инженерных расчетах, фактическое приведенное сопротивление теплопередаче оконной конструкции  $R_0^{\text{np}}$  приближенно может быть определено по формуле

$$R_0^{\text{np}} = \frac{R_0^{\text{oc}} \cdot F_{\text{oc}} + R_0^{\text{nep}} \cdot F_{\text{nep}}}{F_{\text{oc}} + F_{\text{nep}}} \quad (2)$$

где,  $F_{\text{oc}}$  и  $F_{\text{nep}}$  – площади остекления и непрозрачной части (рамы и переплета), м<sup>2</sup>;  $R_0^{\text{oc}}$  – сопротивление теплопередаче остекления, м<sup>2</sup> °С/Вт;  $R_0^{\text{nep}}$  – сопротивление теплопередаче непрозрачной части, м<sup>2</sup> °С/Вт.

В общем виде сопротивление теплопередаче представляет собой величину, характеризующую количество тепла, проходящее через единицу площади поверхности за единицу времени. Величина обратная сопротивлению теплопередаче, т.е.  $k=1/R$  называется коэффициентом теплопередаче.

Процесс теплообмена через оконный блок идет через светопрозрачное заполнение – стекло и профиль – рама. Теплопередача через воздушные прослойки осуществляется излучением, конвекцией и теплопроводностью. По различным данным структура теплопотерь через стеклопакет выглядит так: около 65% за счет лучистого теплообмена (излучения), около 20% за счет теплопроводности и около 15% конвекцией [1].

Термическое сопротивление стеклопакета рассчитывается по формуле

$$R_0^{\text{oc}} = R_{\text{ст}} + R_{\text{вп}} + R_{\text{н}} + R_{\text{в}} \quad (3)$$

где,  $R_{\text{в}} = 0,12$ ,  $R_{\text{н}} = 0,04 \text{ м}^2 \text{ } ^\circ\text{C/Вт}$  – соответственно сопротивления теплообмену у внутренней и наружной поверхностей остекления;

$R_{\text{ст}}$  – термическое сопротивление стекла,  $\text{м}^2 \text{ } ^\circ\text{C/Вт}$ ;

$R_{\text{вп}}$  – термическое сопротивление воздушной прослойки.

Так как стекло обычно имеет толщину 4...6 мм, величина  $R_{\text{ст}}$  в формуле (3) не оказывает существенного влияния на его теплоизоляционные свойства (теплопроводность стекла  $\lambda = 0,76 \text{ Вт/м } ^\circ\text{C}$ ).

Определяющую роль в теплозащитных свойствах стеклопакета играют теплообмен излучением и конвекцией. Сопротивление теплопередаче одной воздушной прослойки определяется как [1]:

$$R_{\text{вп}} = \frac{1}{K_{\text{вп}}} = \frac{1}{(K_{\text{кон}} + K_{\text{из}})} \quad (4)$$

где,  $K_{\text{кон}}$  – коэффициент теплопередачи воздушной прослойки за счет конвекции;

$K_{\text{из}}$  – коэффициент теплопередачи воздушной прослойки за счет лучистого теплообмена.

Точное определение лучистого и конвективного теплообменов достаточно трудоемкая задача, особенно лучистого, т.к. в нем присутствует величина излучательно-поглощательной способности  $\varepsilon$ . Для чистого оконного стекла величина излучательно-поглощательной способности  $\varepsilon$  равна 0,84. Как было сказано выше, около 65% теплоты уходит лучистым теплообменом. С понижением величины  $\varepsilon$  снижается количество теплоты передаваемого за счет излучения. Поэтому наибольший интерес получило применение стекол с низкоэмиссионным покрытием, основу которого составляют металлы. Большинство таких стекол имеют излучательно-поглощательную способность порядка  $\varepsilon = 0,1-0,2$ .

Для удобства расчетов эти коэффициенты можно определить с помощью рассчитанных табличных значений [1],  $K_{\text{кон}}$  с учетом толщины воздушной прослойки и теплофизических характеристик заполняющих газов;  $K_{\text{из}}$  в зависимости величины излучательно-поглощательной способности.

Данные по сопротивлению теплопередаче оконных профилей принимаются на основании технических каталогов производителей профильной системы.

Расчет тепловых потерь оконного блока из ПВХ, с площадью остекления  $F_{\text{ос}} = 1 \text{ м}^2$  и с шириной оконного профиля 60 мм.

А) Стеклопакет – двухкамерный 4М\_1-16-4М\_1-16-4М\_1.

1. Термическое сопротивление пакета профилей (справочно)  $R_0^{\text{пер}} = 0,59 \text{ м}^2 \text{ } ^\circ\text{C/Вт}$ .

2. Ширина пакета профилей  $d = 60 \text{ мм}$ .

3. Площадь непрозрачной части:  $F_{\text{пер}} = (0,06 \times 1) \times 2 + (0,06 \times (1 - 0,06) \times 2) = 0,233 \text{ м}^2$ .

4. Термическое сопротивление стеклопакета по [1]  $R_0^{\text{oc}} = 0,52 \text{ м}^2 \text{ } ^\circ\text{C/Вт}$ .

5. Подставляя значения в формулу (2), получаем:

$$R_0^{\text{пр}} = \frac{0,52 \cdot 1 + 0,59 \cdot 0,233}{1 + 0,233} = 0,53 \text{ м}^2 \text{ } ^\circ\text{C/Вт}.$$

Расчетные теплопотери  $Q$  через отдельные ограждения или их части площадью  $F$ ,  $\text{м}^2$ , определяется по формуле

$$Q = \frac{F(t_{\text{в}} - t_{\text{н}})}{R_0^{\text{пр}}} \quad (5)$$

где,  $t_{\text{в}}$  – расчетная средняя температура внутреннего воздуха,  $^\circ\text{C}$ ;  $t_{\text{н}}$  – температура наружного воздуха,  $^\circ\text{C}$ ;

$F$  – площадь ограждения,  $\text{м}^2$ .

Тогда тепловые потери оконного блока из ПВХ с площадью остекления  $1 \text{ м}^2$  будет равна  $Q = 145,3 \text{ Вт}$  или  $124,8 \text{ ккал/ч}$ . В год тепловые потери составят  $23,0 \text{ Гкал}$ .

Б) Окно с деревянной рамой из сосны.

Здесь рассчитаны тепловые потери через обычное окно, состоящего из отдельных рам, т.е. вся оконная конструкция собрана из 3 отдельных рам со стеклом и прочно, герметично смонтированного в оконный паз стены. Ширина каждой рамы 30 мм. Имеется воздушная прослойка шириной 20 мм между двумя внутренними и наружной рамой.

Чтобы определить фактическое приведенное сопротивление профиля этой оконной конструкции необходимо рассчитать термическое сопротивление каждого слоя профиля.

1. Коэффициент теплопередачи оконной рамы определяется по формуле

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_{\text{вн}}} + \frac{d_1}{\lambda_1} + \frac{d_2}{\lambda_2} + \frac{d_3}{\lambda_3} + \frac{1}{\alpha_{\text{нар}}}} = \frac{1}{\frac{1}{8,7} + \frac{0,06}{0,14} + \frac{0,02}{0,0196} + \frac{0,03}{0,14} + \frac{1}{23}} = 0,549$$

$$R_0^{\text{пер}} = 1/k = 1/0,549 = 1,82 \text{ м}^2 \text{ } ^\circ\text{C/Вт.}$$

2. Ширина оконной рамы  $d = 60$  мм.

3. Площадь непрозрачной части:  $F_{\text{пер}} = (0,06 \times 1) \times 2 + (0,06 \times (1 - 0,06) \times 2) = 0,233 \text{ м}^2$ .

4. Термическое сопротивление стекла определяем по (3)

$$R_0^{\text{ст}} = \left( \frac{1}{(1,64 + 3,55)} \right) \times 2 + 0,16 = 0,545 \text{ м}^2 \text{ } ^\circ\text{C/Вт}$$

5. Подставляя значения в формулу (2) получаем

$$R_0^{\text{пр}} = \frac{0,545 \cdot 1 + 1,82 \cdot 0,233}{1 + 0,233} = 0,786 \text{ м}^2 \text{ } ^\circ\text{C/Вт.}$$

Тепловые потери окна с деревянной рамой с площадью остекления  $1 \text{ м}^2$  будет равна  $Q = 98 \text{ Вт}$  или  $84,2 \text{ ккал/ч}$ . В год тепловые потери составят  $15,5 \text{ Гкал}$ .

Таким образом, можно сделать вывод, что окно с деревянной рамой герметично смонтированный в оконный паз стены, удовлетворяет нормируемым значениям в холодных климатических условиях севера. Тепловые потери окна с деревянной рамой ниже по сравнению с наиболее распространенным стеклопакетом из ПВХ.

В дальнейшем изучается экономическая составляющая, поскольку сосна в нашем регионе является наиболее распространенным и доступным строительным материалом.

#### Список литературы:

1. Борискина И.В., Плотников А.А., Захаров А.В. Проектирование современных оконных систем гражданских зданий. – М.: Издательство АСВ, 2003. – 320 с.
2. Игнатьев В.С., Иванов В.А. Древесина как топливо и как строительный материал жилых зданий индивидуальной застройки в условиях Республики Саха (Якутия) // Сб. докладов межд. конф. «Строительная физика. Системы обеспечения микроклимата и энергосбережения в зданиях». Москва 2–4 июля 2014 г. – С. 172–175.
3. СНиП 23-01-99\* «Строительная климатология» актуализированной версии 2012 г.
4. СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий».

УДК 620.9:662.92; 658.264

#### Определение оптимального режима работы газогенератора с псевдоожиженным слоем

*Дубинин А.М., Тупоногов В.Г., Рыжков А.Ф., Каграманов Ю.А.*

*Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург, Россия*

#### Введение

Многие современные технологии использования твердых топлив базируются на термохимической переработке в искусственный газ, который затем может сжигаться в технологических и энергетических установках, включая когенерационные, или преобразуется в жидкое топливо [1]. Одним из направлений развития таких технологий является снижение температуры в активной зоне термохимического реактора, поскольку при этом уменьшается образование оксидов азота и серы, шлакование поверхностей реактора [2], расширяются возможности использования низкосортных топлив [3] и снижается капиталоемкость оборудования. Используются и продолжают исследоваться три основные низкотемпературные технологии: 1) низкотемпературная вихревая технология (НТВ), которая применяется для сжигания угольной пыли в энергетических котлах, как правило мощностью в сотни МВт, и позволяет снизить температуру в топке котла до  $1100\text{--}1250 \text{ } ^\circ\text{C}$  [4]; 2) низкотемпературная карбонизация углеродсодержащих топлив в потоке, успешно опробованная при подготовке угольной

пыли перед вводом в топку парового котла мощностью 420 т/час и находящая применение в разрабатываемых схемах гибридных ПГУ; 3) слоевые технологии газификации твердых топлив, включающие газификацию в плотном слое (по методу Lurgi), газификаторы с пузырьковым кипящим слоем (по методу Winkler и установки с форсированными режимами псевдооживления (ЦКС – циркуляционный кипящий слой), имеющие большую производительность и используемые в основном в энергоблоках угольных ТЭС.

В данной работе предложена конструкция и исследуется работа реактора пузырькового псевдооживленного слоя малой мощности для нужд локальной энергетики, например, в составе мини-ТЭЦ с газопоршневым приводом, либо в гибридных ПГУ. В нашем случае требуется получение чистого газа, поскольку присутствие углеводородов способствует образованию высокотоксичных оксидов азота в процессе сжигания газа, а для удаления смоляных включений требуется создание дорогостоящих очистных блоков. В целях снижения капиталоёмкости оборудования и упрощения условий эксплуатации использован метод автотермичной воздушной газификации с комбинированной схемой движения дисперсных и газовых потоков.

#### Схема и кинетическая модель газогенератора

Принципиальная схема двухфазного газогенератора показана на рис. 1. В газогенераторе выделяется камера сгорания при помощи центральной трубы – 2. В камеру сгорания подводится дробленый и отгрохоченный уголь.

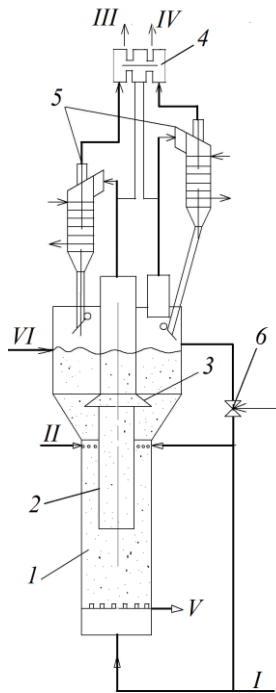
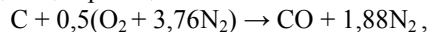


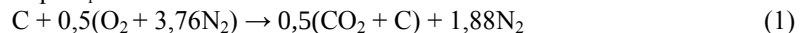
**Рис.1.** Принципиальная схема двухфазного газогенератора для воздушной газификации углей. I – подвод воздуха; II – ввод угля; III – отвод продуктов газификации; IV – отвод продуктов сгорания; V – отвод золы; VI – ввод инерта. 1 - псевдооживленный слой; 2 – труба для отвода полезного продукта; 3 – зонтик для перемешивания продуктов газификации с воздухом; 4 – регулятор равенства давлений в камерах; 5 – водохлаждаемые циклоны; 6 – регулирующий клапан

Через газораспределительную решетку вводится воздух. Для поддержания оптимальной температуры в псевдооживленном слое в кольцевой зазор между обмуровкой газогенератора и центральной трубой вводится дополнительный воздух, необходимый для сгорания летучих, выходящих из угля, и части продуктов газификации, входящих в кольцевой зазор. Дополнительная теплота, образующаяся в камере сгорания, переносится в реакционный объем посредством циркуляции дисперсных частиц кокса, золы и шлака. Продукты сгорания летучих и части продуктов газификации отводятся отдельно от полезного продукта, что дает возможность избавиться от смолы, уксусной кислоты, скипидаров, фенолов и упростить конструктивные решения газоочистных устройств.

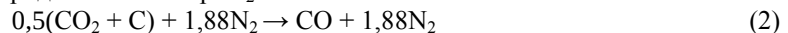
В реакционный объем поступает практически чистый углерод кокса. Поэтому горючий газ образуется в соответствии с обобщающей реакцией



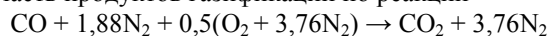
которая из-за существенной разности скоростей реакции горения углерода с кислородом воздуха с образованием  $CO_2$  и реакции восстановления  $CO_2$  углеродом топлива до  $CO$ , разделяется в пространстве и во времени на две: очень быстро протекающую экзотермическую реакцию горения углерода с кислородом воздуха при  $k_1$



с теплотой  $q_{x1}=16419$  кДж на 1 кг исходного углерода и медленную эндотермическую реакцию восстановления  $CO_2$  до  $CO$  углеродом топлива при  $k_2$



с теплотой  $q_{x2}=7136$  кДж на 1 кг исходного углерода.  $k_1$  и  $k_2$  – константы скорости реакции  $m^3/cm^2$ . В камере сгорает часть продуктов газификации по реакции



с экзотермическим тепловым эффектом  $q_{x3}=23596$  кДж на 1 кг исходного углерода. Летучие при сгорании с воздухом дают теплоту сгорания  $q_d=12863$  кДж на 1 кг исходного углерода.

Над кипящим слоем в камере сгорания вводится дополнительный расход воздуха для

дожигания CO, выходящего из кипящего слоя углерода в небольших количествах.

Для определения оптимальной доли  $x$  продуктов газификации углерода топлива, отводимых для полезного использования, составляется система уравнений, включающих в себя:

1. уравнение теплового баланса газогенератора

$$\begin{aligned} & \left[ (1-x) \cdot q_{x_1} + q_{\text{л}} \right] \eta + q_y + q_{\text{вы}} + q_{\text{в}_1} + q_{\text{в}_2} (1-x) + q_{\text{в}_3} = \\ & = q_{x_2} \left( 1 - \frac{r_{\text{CO}_2}}{0.21} \right) + [C_{\text{п.г.}} \cdot x + C_{\text{п.с.}} (1-x) + C_{\text{п.л.}}] t + q_n \end{aligned} \quad (3)$$

2. уравнения материального баланса [18]:

для кислорода на выходе из пузырей

$$r_{\text{O}_2}^h = 0.21 \exp \left( - \frac{sk_1 \cdot h}{w_b} \right), \quad (4)$$

для диоксида углерода на выходе из пузырей

$$r_{\text{CO}_2}^h = \frac{0.21 \cdot k_1^*}{k_1^* - k_2^*} \left[ \exp \left( \frac{sk_2^* \cdot h}{w_b} \right) - \exp \left( \frac{sk_1^* \cdot h}{w_b} \right) \right], \quad (5)$$

для оксида углерода на выходе из пузырей

$$\begin{aligned} r_{\text{CO}}^h &= \frac{0.21 - r_{\text{O}_2} - (1 - \beta^*) r_{\text{CO}_2}}{\beta^* + 0.21 + 0.58 \cdot 0.79} \\ \beta^* &= \frac{3 \cdot 0.79 (N^r - 0.126 O^r + 0.429 N^r)}{C^r} \end{aligned} \quad (6)$$

Концентрацию азота находим из балансового уравнения

$$N_2^h = 1 - (r_{\text{O}_2}^h + r_{\text{CO}_2}^h + r_{\text{CO}}^h) \quad (7)$$

В уравнениях (3) – (7):

$q_y, q_{\text{вы}}, q_{\text{в}_1}, q_{\text{в}_2}, q_{\text{в}_3}$  – теплота, вносимая с сухим углем, с влагой угля, первичным

воздухом, подаваемым под газораспределительную решетку, подаваемым на горение части продуктов газификации и, наконец, на сгорание летучих (их значения для экспериментального газогенератора соответственно равны 27; 66; 116; 227 и 375 кДж на 1 кг исходного углерода);

$q_n$  – теплота, затраченная на нагрев до температуры кипения, испарение и нагрев пара, образовавшегося из влаги угля, равная 1230 кДж на 1 кг исходного углерода;

$C_{\text{п.г.}}, C_{\text{п.с.}}, C_{\text{п.л.}}$  – удельные теплоемкости продуктов газификации, продуктов сгорания и продуктов сгорания летучих (равные соответственно 9,68; 19,2; и 25 кДж/К на 1 кг исходного углерода);  $t$  – температура псевдоожиженного слоя,  $\eta$  – КПД камеры сгорания;  $\eta = 1 - (q_3 + q_4 + q_5 + q_6)$ , где  $q_3; q_4; q_5; q_6$  – потери теплоты с химическим и механическим недожогами, в окружающую среду через обмуровку и с золой,  $\eta = 0,8$ ;

$\bar{r}_{\text{CO}_2}$  – концентрация CO<sub>2</sub> на выходе из псевдоожиженного слоя; 0,21 – начальная концентрация CO<sub>2</sub>; множитель  $\left( 1 - \frac{\bar{r}_{\text{CO}_2}}{0.21} \right)$  учитывает неполноту расходования теплоты на

эндотермическую реакцию(2).  $1-x$  – доля продуктов газификации, отводимых на сжигание для увеличения температуры в псевдоожиженном слое (при  $x=1$  температура в слое равна 760°C); удельная площадь поверхности угольных частиц в псевдоожиженном слое определяется по следующему выражению

$$s = \frac{6 \cdot \rho (1 - \varepsilon_{\text{mf}}) z^*}{d_k \rho_k} \quad (8)$$

где  $\rho = \rho_n (1 - z^*) + \rho_k \cdot z^*$  – средняя плотность псевдоожиженного слоя;  $\rho_n$  и  $\rho_k$  – плотности инертного материала (зола и шлака) и кокса, равные соответственно 3760 и 1650 кг/м<sup>3</sup>;  $z^*$  – концентрация кокса в слое, кг на 1 кг смеси;  $\varepsilon_{\text{mf}}$  – порозность псевдоожиженного слоя при минимальной скорости псевдоожижения;  $d_k$  – размер частиц кокса, м;  $h$  – высота псевдоожиженного слоя, м.

В уравнение (6) подставляются средние концентрации  $\bar{r}_{\text{O}_2}$  и получают среднюю  $\bar{r}_{\text{CO}}$  на



выходе из газогенератора. Здесь  $r_{O_2}^p$  и  $r_{CO_2}^p$  - равновесные концентрации  $O_2$  и  $CO_2$  на выходе из плотной фазы ( см. табл.1).

**Таблица 1.** Равновесный состав воздушной газификации углерода в зависимости от температуры (давление 0,1 МПа, коэффициент расхода воздуха 0,5).

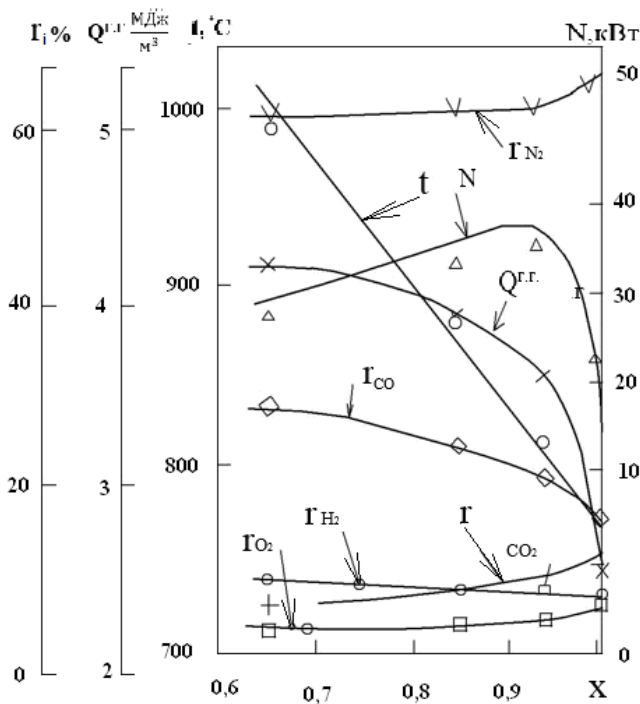
| t, °C | Состав, % объемн. |                 |                |
|-------|-------------------|-----------------|----------------|
|       | CO                | CO <sub>2</sub> | N <sub>2</sub> |
| 650   | 17                | 11              | 72             |
| 750   | 27                | 5               | 68             |
| 800   | 32                | 2               | 66             |
| 850   | 33                | 1,55            | 65,45          |
| 900   | 33,5              | 1,1             | 65,4           |
| 950   | 34                | 0,65            | 65,35          |
| 1000  | 34,5              | 0,2             | 65,3           |

При моделировании процесса оптимизации параметров газификации задавался ряд температур в диапазоне 760 - 1000 °C с интервалом 50 °C, для каждой температуры из уравнений (4)-(7) рассчитывался полный состав продуктов газификации на выходе, а из уравнения теплового баланса определялась доля полезно отводимого продукта  $x$ .

$$x = \frac{q_{x_2} \left( 1 - \frac{r_{CO_2}}{0.21} \right) + (C_{пс} + C_{пл})t + q_H - q_y - q_{vy} - q_{v_1} - q_{v_2} - q_{v_3} - (q_y + q_{л})\eta}{C_{пс}t - C_{пл}t - q_y\eta - q_{v_2}}$$

При уменьшении доли  $x$  (увеличении  $1-x$ ) температура в псевдоожиженном слое увеличивается, что приводит к повышению концентрации CO в продуктах газификации и их теплоты сгорания. Производство  $r_{CO}X$  возрастает, достигает максимального значения, затем убывает.

Максимальному значению произведения  $r_{CO}X$  соответствует оптимальная температура процесса газификации. При этом не тратится углерод на перегрев продуктов газификации, больше остается углерода на газификацию диоксидом углерода для получения CO.



В результате расчетов было установлено, что максимальная концентрация CO при минимальном расходе топлива на нагрев продуктов газификации  $(1-x)$  соответствует значению  $x=0,92$ , при этом оптимальная температура в слое равна 820°C, а продукты газификации имеют теплоту сгорания 3680 кДж/м³.

Состав получаемых продуктов газификации определяли на хроматографе. Результаты экспериментов представлены на рис. 2.

**Рис. 2.** Зависимость температуры, состава продуктов воздушной газификации ирша-бородинского угля, теплоты сгорания газа и мощность газогенератора от  $x$ .

При уменьшении доли  $x$  с 1 до 0,65 удалось повысить температуру с 760 до 1000°C,

концентрацию СО с 14 до 26%, теплоту сгорания с 2400 до 4100 кДж/м<sup>3</sup>, которую рассчитывали по уравнению Д. И. Менделеева по составу продуктов газификации. На рис. 2 приведены результаты оптимизации мощности газогенератора  $N = V \cdot X \cdot Q_H^C$ , где  $V$  – объемная производительность газогенератора на все сечение, м<sup>3</sup>/с, при нормальных условиях. Максимальное значение  $N$  приходится на  $X = 0,92$ ,  $N = 47$  кВт.

Выход сухих продуктов газификации на 1 кг рабочего угля  $\approx 2,0$  м<sup>3</sup>. Химический КПД газогенератора, %

$$\eta_x = \frac{2,0 \cdot Q_H^C \cdot x \cdot 100}{Q_i^r} = \frac{2,0 \cdot 3680 \cdot 0,92 \cdot 100}{15280} = 44.$$

### Заключение

Конструкция двухзонного газогенератора обеспечивает получение бесшумных низкокалорийных продуктов газификации твердого топлива, пригодного для сжигания в когенерационных установках малой мощности. Предложенная кинетическая модель процесса газификации позволяет рассчитывать состав продуктов газификации и проводить оптимизацию процесса по температуре слоя. Для ирша-бородинских углей оптимальная температура 830°C (при этом доля отводимых продуктов газификации  $X = 0,92$ ), теплота сгорания продуктов газификации составляет 3860 КДж/м<sup>3</sup>. Согласно литературным источникам получаемый низкокалорийный газ может сжигаться в камерах сгорания газопоршневых мини-ТЭЦ и гибридных ПГУ с двухступенчатым подогревом циклового воздуха.

### Список литературы:

1. Корчевой Ю.П., Майстренко А.Ю., Топал А.И. Экологически чистые угольные энерготехнологии. – Киев: Научная мысль, 2004. – 187с.
2. Кубин М. Сжигание твердого топлива в кипящем слое : Пер. с чешск. – М: Энергоиздат, 1987. – 112 с.
3. Табакаев Р.Б., Казаков А.В., Заворин А.С. Перспективность низкосортных топлив Томской области для теплотехнического использования // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. – № 4. – С. 41-46.
4. Рундыгин Ю.А., Григорьев К.А., Скудицкий В.Е. Низкотемпературная вихревая технология сжигания твердых топлив: опыт внедрения, перспективы использования // Новые технологии сжигания твердого топлива: их текущее состояние и использование в будущем: Материалы всероссийского. научн.-технич. семинара Москва, 23-24 янв. 2001– М., ВТИ. 2001. – С. 286-295.

### Методика определения коэффициента теплопроводности жидкой тепловой изоляции в натуральных условиях

*Карпов Д.Ф., Сидорова А.А., Агафонов В.А., Березин П.С., Писаренко В.А., Писаренко Е.П.  
Вологодский государственный университет, г. Вологда, Россия*

Регулярный рост цен на тепловую энергию делает вопрос повышения энергетической эффективности зданий и снижения энергопотребления особенно актуальным. Цены на энергоносители, как и на природные ресурсы в целом, постоянно повышаются. Так, например, по данным шведской энергетической компании *Vattenfall*, цена на природный газ за период времени с 1999 г. по 2008 г. возросла примерно в пять раз [1]. В связи с существующей картиной непрерывного роста цен на жилищно-коммунальные услуги минимизация тепловых потерь через наружные ограждающие конструкции отапливаемых помещений является важнейшей задачей в области строительства и реконструкции зданий и сооружений. Особенно это очевидно для регионов с холодным климатом, куда относится преобладающая часть территории Российской Федерации (РФ). В первую очередь, энергосберегающие технологии в области строительства, по мнению авторов, должны быть направлены на создание инновационных теплоизоляционных материалов и применение энергоэффективного теплового оборудования.

Если говорить об инновационных утеплителях, то в настоящее время благодаря минимальной теплопроводности материала, экологической безопасности, высокой адгезии с конструкцией, простоте нанесения, короткому сроку окупаемости (до полугода) все более активно начинает применяться жидкая тепловая изоляция, толщина которой на утепляемой поверхности может составлять от 1,0 до 3,5 мм (для сравнения минимальная толщина пенополиуретановой оболочки (ППУ) равна 25 мм). Низкие теплопроводные качества сверхтонкого жидкого

теплоизоляционного покрытия (примерно в 25-30 раз меньше теплопроводности пенополиуретана (ППУ)), как заявляют производители, основаны на свойствах разряженного газа, заключенного в различного вида микросферах вещества (керамических, силиконовых и т. д.) диаметром до 100 мкм, которые не только имеют низкий коэффициент теплопроводности, но и обладают высокими теплоотражающими, а, следовательно, и энергосберегающими характеристиками [2].

Благодаря своим высоким теплоизоляционным свойствам жидкий утеплитель нашел свое широкое применение в строительстве и теплоэнергетике. Например, в [3, 4] представлены результаты применения жидкого утеплителя *Корунд* в качестве дополнительного слоя тепловой изоляции для стыков стен с монолитным перекрытием. Результаты исследований сверхтонкой жидко-керамической тепловой изоляции на трубопроводах тепловых сетей приведены в [5].

Несмотря на высокую стоимость (250-400 руб. за 1 литр), жидкая тепловая изоляция становится одним из наиболее популярных средств повышения тепловой защиты объектов энергопотребления. Являясь цельной композитной системой, состоящей из различных вакуумированных микросфер, как было отмечено ранее, теплоизоляционная краска обладает сверхнизким коэффициентом теплопроводности (по данным большинства производителей энергосберегающих красок заявляемый коэффициент теплопроводности составляет не более 0,002 Вт/(м·К), который значительно меньше теплопроводности прочих теплоизоляционных материалов). В связи с «особыми» теплоизоляционными качествами жидкого утеплителя в области теплофизических измерений появляются совершенно новые методы исследования теплопроводности сверхтонких жидких теплоизоляционных покрытий, как например, подробно изложенные в [6, 7].

Рассмотрим авторскую методику определения коэффициента теплопроводности жидкой тепловой изоляции в натурных условиях (рис. 1).

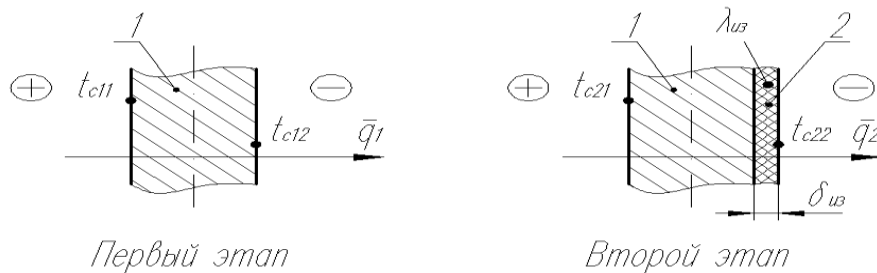


**Рис. 1.** Принципиальная схема реализации способа:

1 – плоская наружная стена; 2 – жидкая тепловая изоляция

Методика определения коэффициента теплопроводности жидкой тепловой изоляции в натурных условиях (рис. 1) включает в себя два этапа. На первом этапе плоская наружная стена 1 имеет внутреннюю и наружную поверхности, которые соответственно контактируют с внутренним воздухом отапливаемого помещения и наружным воздухом окружающей среды. На втором этапе на одной из поверхностей плоской наружной стены 1 расположен слой жидкой тепловой изоляции 2 толщиной  $\delta_{из}$ . Значение температуры внутреннего воздуха отапливаемого помещения на обоих этапах проведения измерений превышает значение температуры наружного воздуха окружающей среды. Тепловой режим плоской наружной стены 1 на обоих этапах реализации способа является стационарным.

На первом этапе (рис. 1), перед нанесением слоя жидкой тепловой изоляции 2 на одну из поверхностей плоской наружной стены 1, производят замеры температуры внутренней  $t_{c11}$  и наружной  $t_{c12}$  поверхностей плоской наружной стены 1, а также плотности теплового потока  $q_1$ , проходящего из отапливаемого помещения через исследуемую плоскую наружную стену 1 в окружающую среду. На втором этапе (рис. 2), после нанесения слоя жидкой тепловой изоляции 2 толщиной  $\delta_{из}$  на одну из поверхностей плоской наружной стены 1, производят аналогичные замеры температуры внутренней  $t_{c21}$  и наружной  $t_{c22}$  поверхностей плоской наружной стены 1 (с учетом слоя жидкой тепловой изоляции 2), а также плотности теплового потока  $q_2$ .

Коэффициент теплопроводности жидкой тепловой изоляции  $\lambda_{из}$  вычисляют по специальной расчетной формуле:

$$\lambda_{из} = \frac{\delta_{из}}{\frac{t_{c21} - t_{c22}}{q_2} - \frac{t_{c11} - t_{c12}}{q_1}}, \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}, \quad (1)$$

где  $\delta_{из}$  - толщина слоя жидкой тепловой изоляции 2, м;  $t_{c11}$  и  $t_{c12}$  - температура соответственно на внутренней и наружной поверхностях плоской наружной стены 1 до нанесения слоя жидкой тепловой изоляции 2, °С;  $t_{c21}$  и  $t_{c22}$  - температура соответственно на внутренней и наружной поверхностях плоской наружной стены 1 после нанесения слоя жидкой тепловой изоляции 2 (с учетом слоя жидкой тепловой изоляции 2), °С;  $q_1$  и  $q_2$  - плотность теплового потока, проходящего из отапливаемого помещения через исследуемую плоскую наружную стену 1 в окружающую среду, соответственно до и после нанесения слоя жидкой тепловой изоляции 2, Вт/м<sup>2</sup>.

Достоинствами предложенной методики являются техническая простота проведения теплофизических измерений и математическая простота вычисления коэффициента теплопроводности жидкой тепловой изоляции в натурных условиях. Высокая точность результатов натурных исследований достигается за счет применения специальной расчетной формулы (1), выведенной из классического уравнения теплопроводности для плоской стенки при стационарном тепловом режиме.

В качестве примера практической реализации предложенной методики (рис. 2) рассмотрим результаты определения коэффициента теплопроводности теплоизоляционного энергосберегающего теплоотражающего покрытия *Теплометт Фасад 2* [8], расположенного на поверхности плоской наружной стены 1 отапливаемого помещения, со средней толщиной слоя краски 2  $\delta_{из} = 1,1 \cdot 10^{-3}$  м, найденной с помощью магнитного толщиномера *МТП-1*. Значения температуры внутренней и наружной поверхностей исследуемой плоской наружной стены 1 по результатам измерений поверхностным температурным зондом измерителя плотности теплового потока *ИПП-2* соответственно составили: до нанесения теплоизоляционной краски 2  $t_{c11} = 17,7$  °С и  $t_{c12} = -2,7$  °С, после нанесения –  $t_{c21} = 18,6$  °С и  $t_{c22} = -3,0$  °С. Плотность теплового потока, найденная с помощью измерителя плотности теплового потока *ИПП-2*, составила: до нанесения теплоизоляционной краски 2  $q_1 = 30,1$  Вт/м<sup>2</sup>, после нанесения –  $q_2 = 23,1$  Вт/м<sup>2</sup>.

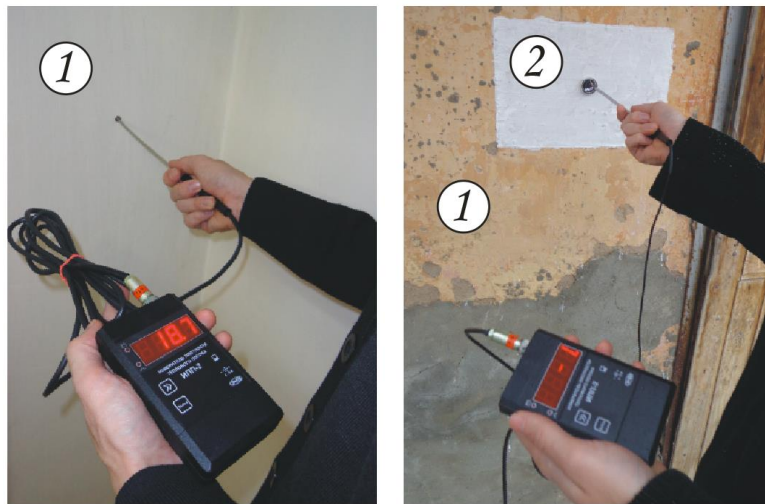


**Рис. 2.** Пример практической реализации разработанной методики:  
1 – плоская наружная стена; 2 – теплоизоляционное покрытие *Теплометт Фасад*

Подробное описание рассматриваемых в статье измерительно-вычислительных приборов, а также примеры их практического применения в научно-исследовательской деятельности приведены в [9, 10, 11].

Подставляя найденные параметры в расчетную формулу (1), определим коэффициент теплопроводности теплоизоляционного покрытия *Теплометт Фасад 2*, который будет равен:

$$\lambda_{из} = \frac{1,1 \cdot 10^{-3}}{\frac{18,6 - (-3,0)}{23,1} - \frac{17,7 - (-2,7)}{30,1}} = 0,0043 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}.$$

Относительная погрешность всей измерительной системы составляет  $\pm 5\%$ .

Исходя из полученных результатов значение эксплуатационного коэффициента теплопроводности теплоизоляционной краски *Теплометт Фасад*, найденное по уравнению теплопроводности (1), превышает более чем в 3,5 раза заявленную производителем величину теплопроводности материала 0,0012 Вт/(м·К) [8]. Причинами столь значительных расхождений результатов натурных измерений и номинального значения коэффициента теплопроводности жидкого утеплителя могут быть умышленно заниженное производителем значение теплопроводности. Однако такое заявление должно иметь более глубокое научное обоснование.

Разработанная методика может применяться в строительстве и энергетике для исследования в натурных условиях теплопроводных качеств сверхтонких жидких теплоизоляционных покрытий.

#### Список литературы:

1. Бадьин Г.М. Строительство и реконструкция малоэтажного энергоэффективного дома. – СПб.: БХВ-Петербург, 2011. – 432 с.
2. Павлов М.В., Карпов Д.Ф., Юрчик М.С., Смирнова В.Ю., Тихомиров С.Н. Результаты применения жидкой тепловой изоляции на участке магистрального трубопровода системы централизованного теплоснабжения // Вестник МГСУ. – 2013. – № 10. – С. 147–155.
3. Жуков А.Н., Перехоженцев А.Г., Власов В.А. Применение жидкого керамического утеплителя для улучшения теплофизических параметров участков существующих ограждающих конструкций // Вестник ВолгГАСУ. Серия: Строительство и архитектура. – 2011. – № 21. – С. 44–46.
4. Жуков А.Н., Перехоженцев А.Г. Исследование возможности применения жидких керамических теплоизоляций для повышения сопротивления теплопередаче совмещенных кровельных покрытий // Вестник ВолгГАСУ. Серия: Строительство и архитектура. – 2012. – № 27. – С. 5–8.
5. Бирюзова Е.А. Повышение энергоэффективности тепловых сетей за счет применения современных теплоизоляционных материалов // Региональная архитектура и строительство. – 2013. – № 1. – С. 62–66.
6. Рыженков В.А., Прищепов А.Ф., Логинова Н.А., Кондратьев А.П. Определение коэффициента теплопроводности тонкопленочного теплоизоляционного покрытия при различных диаметрах газонаполненных микросфер // Надежность и безопасность энергетики. – 2010. – № 9. – С. 60–64.
7. Манешев И.О., Правник Ю.И., Садыков Р.А., Сафин И.А., Еремин С.А. Экспериментальное определение коэффициентов теплопроводности и эффективности сверхтонких теплоизоляционных покрытий // Известия КазГАСУ. – 2013. – № 1(23). – С. 135–142.
8. <http://teplo-effect.ru>
9. Сеницын А.А., Карпов Д.Ф., Павлов М.В. Теория и практика теплообмена. – Вологда: ВоГТУ, 2013. – 71 с.
10. Сеницын А.А., Карпов Д.Ф., Павлов М.В. Основы тепловизионной диагностики теплопотребляющих объектов строительства. – Вологда: ВоГТУ, 2013. – 156 с.
11. Сеницын А.А., Карпов Д.Ф., Павлов М.В., Калягин Ю.А., Мнушкин Н.В. Исследование теплопроводности и температуропроводности твердого тела при стационарном и нестационарном тепловых режимах. – Вологда: ВоГУ, 2014. – 176 с.

#### Тепловые потери в тепловых сетях в условиях затопления

*Кривицкая О.Н., Половников В.Ю.*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Высокий уровень тепловых потерь при транспортировке теплоносителя и отсутствие точной методики их определения [1, 2, 3] привели к возникновению проблемы достоверной и качественной оценки масштабов теплопотерь. Особый интерес вызывает расчет теплопотерь в трубопроводах, работающих в условиях затопления. Предложенная в [1] методика их оценки представляется довольно сложной.

В данной статье рассматривается методика инженерной оценки масштабов тепловых потерь в магистральных трубопроводах, работающих в условиях затопления.

Для вычисления линейных теплопотерь  $q_L$  используем простое аналитическое выражение [4]:

$$q_L = \frac{\tau - t_0}{R_u - R_n}$$

где  $\tau$  — средняя температура теплоносителя;  $t_0$  — средняя температура среды, окружающей трубопровод;  $R_u$  и  $R_n$  — термические сопротивления слоя тепловой изоляции и поверхности теплотрубопровода.

Термические сопротивления определяются из известных соотношений:

$$R_u = \frac{1}{2\pi\lambda_u} \ln(d_2 / d_1)$$

$$R_n = \frac{1}{\pi\alpha d_2}$$

где  $d_1$  и  $d_2$  — наружный и внутренний диаметры изоляции;  $\alpha$  — коэффициент теплоотдачи;  $\lambda_u$  — теплопроводность изоляции.

Как отмечалось в [2], главный фактор интенсификации потерь тепловой энергии при затоплении теплотрубопроводов — резкое повышение теплопроводности изоляции  $\lambda_u$  при насыщении ее влагой до значения  $\lambda_v$ . Учет этот фактор с помощью эффективного коэффициента теплопроводности [5]:

$$\lambda_{эф} = \lambda_u \varphi_u + \lambda_v \varphi_v$$

где  $\varphi$  — объемная доля компоненты.

Проведем оценку теплопотерь трубопровода диаметром условного прохода 600 мм с тепловой изоляцией из стеклянной ваты толщиной 70 мм, работающего в условиях затопления, которое может быть полным или частичным. Как показано в [6], при анализе условий частичного погружения трубопровода в воду не возникает дополнительных проблем с оценкой теплопотерь из-за перетекания теплоты по угловой координате. Несмотря на кратную интенсификацию потерь тепловой энергии с увлажненной поверхности, перепад температур по окружной координате относительно невелик (существенно ниже аналогичного перепада по радиальной координате). Поэтому расчет потерь при частичном затоплении может проводиться с использованием одномерных моделей [6] с учетом площади поверхности изоляции, покрытой водой.

Примем среднюю температуру окружающей среды в канале  $t_0 = 296,3$  К (в соответствии с [4]), а температуру теплоносителя  $\tau = 373$  К. Теплопроводности изоляции и воды имеют следующие значения:

$\lambda_u = 0,059$  Вт/(м·К),  $\lambda_v = 0,605$  Вт/(м·К). Максимально возможная объемная доля влаги, обусловленная пористостью стеклянной ваты [7], имеют значение  $\varphi_v = 0,905$ .

Следует отметить [3], что все теплоизоляционные материалы обладают определенной сопротивляемостью влагопоглощению даже в условиях высоких перепадов давления. В реальности перепады давления по толщине слоя изоляции не превышают 10-15 Па. Поэтому процесс распространения влаги даже по структуре стеклянной ваты толщиной 70 мм происходит в течение некоторого промежутка времени. Его продолжительность определяется в основном проницаемостью теплоизоляции (другие факторы менее значимы). В этом случае процесс влагопоглощения может продолжаться несколько часов или даже десятки часов (для различных типов изоляции). Но расчет процесса проникновения влаги в пористую структуру теплоизоляционного материала весьма сложен. Поэтому в данной статье анализируется вариант полного насыщения влагой изоляции трубопровода, т. е. не рассматривается переходный период проникновения воды в поры теплоизоляционного материала. Учитывая, что на практике продолжительность этого периода, как правило, много меньше времени пребывания трубопровода в затопленном состоянии, можно с достоверной для практики точностью пренебречь переходным процессом и считать, что влага мгновенно заполнила все поры теплоизоляционного материала.

В реальных условиях затопление каналов теплотрасс водой может быть вызвано различными причинами. Возможны варианты движения внешней среды (воды) в канале или отсутствия такого движения. Но в любом случае интенсивность отвода теплоты с внешнего контура трубопровода можно достаточно достоверно оценить с помощью соответствующих эмпирических зависимостей, связывающих безразмерный коэффициент теплоотдачи с критериями вынужденной или естественной конвекции для рассматриваемого режима течения.

Средние коэффициенты теплоотдачи  $\alpha$  можно определить по критериальным уравнениям [8]:

в режимах естественной конвекции

$$10^4 < Gr \cdot Pr < 10^9, \quad Nu = 0,47(Gr \cdot Pr)^{1/4};$$

$$Gr \cdot Pr > 10^9, \quad Nu = 0,1(Gr \cdot Pr)^{1/3};$$

в режимах вынужденной конвекции

$$5 \cdot 10^3 < Re < 5 \cdot 10^4, \quad Nu = 0,148 Re^{0,633};$$

$$5 \cdot 10^4 < Re < 5 \cdot 10^5, \quad Nu = 0,43 + 0,0208 Re^{0,814} Pr^{0,31};$$

где Nu, Gr, Pr, Re — числа Нуссельта, Грасгофа, Прандтля и Рейнольдса.

Оценки показывают [3], что термическое сопротивление слоя изоляции значительно больше термического сопротивления поверхности теплотрубопровода ( $R_n \ll R_{\text{п}}$ ) в условиях свободной конвекции и в условиях вынужденной конвекции при относительно малых скоростях движения (до 1 м/с) окружающей трубопровод среды. Поэтому термическим сопротивлением  $R_n$  можно пренебречь, а это в свою очередь приводит к упрощению выражения (1), следовательно снимается необходимость определения коэффициента теплоотдачи  $\alpha$ , входящего в состав выражения для расчета термического сопротивления поверхности теплотрубопровода  $R_{\text{п}}$ . Выражение (1) примет следующий вид:

$$q_L = \frac{\tau - t_0}{\frac{1}{2\pi\lambda_{\text{эф}}} \ln(d_2 / d_1)}$$

В (табл. 1) приведены результаты расчетов [3] по рассмотренной методике, нормативные значения линейных тепловых потерь согласно СНиП 2.04.14-88 [9], а также данные численного анализа, полученные при использовании математической модели [2] с применением граничных условий третьего рода. Они свидетельствуют о достаточной для инженерных расчетов точности получаемых результатов (отклонение от численного расчета – менее 4%). Следовательно, можно сделать вывод [3] о применимости предлагаемой методики для оценки тепловых потерь в теплотрубопроводах, работающих в условиях затопления.

Таблица 1 – Результаты расчетов [2]

| Вариант расчета      | $q_L$ , Вт/м | Отклонение от СНиП, % | Отклонение от численного расчета, % |
|----------------------|--------------|-----------------------|-------------------------------------|
| СНиП 2.04.14-88 [9]  | 122,0        | –                     | 90,5                                |
| Численный расчет     | 1280,0       | 90,5                  | –                                   |
| Аналитический расчет | 1328,4       | 90,8                  | 3,3                                 |

Возвращаясь к анализу погрешности, вносимой в результаты расчетов  $q_L$  неучетом переходного режима заполнения влагой пористой структуры изоляции, в [3] отмечено, что осушение пор также не происходит мгновенно. Даже после откачивания воды из каналов теплотрасс изоляция осушится в течение некоторого времени. Поэтому погрешность второго переходного периода (из состояния насыщенной влагой изоляции в нормальное) скорее всего полностью или в значительной степени компенсирует погрешность периода увлажнения изоляции до предельно возможного насыщения.

Оценим материальный ущерб  $U$ , руб., вызванный затоплением канала теплосети для теплотрубопровода длиной  $L = 200$  м на срок  $T = 1$  сут. Расчет проводится с использованием следующего выражения:

$$U = \Pi \cdot Q,$$

где  $\Pi = 1212,41$  руб/Гкал – типичный тариф на тепловую энергию для населения городов Российской Федерации в 2014 г.

Тепловые потери  $Q$ , Гкал, определяются из выражения:

$$Q = (q_L - q_L^{\text{норм}}) T \cdot L \cdot 4,187 \cdot 10^{-9},$$

где  $q_L^{\text{норм}} = 122$  Вт/м – нормативное значение линейных тепловых потерь [9] теплотрубопровода диаметром условного прохода 600 мм; 4,187 – коэффициент пропорциональности (1 кал = 4,187 Дж).

Отсюда

$$U = 1212,41(1328,4 - 122) \cdot 86400 \cdot 200 \cdot 4,187 \cdot 10^{-9} = 105824,82 \text{ руб.}$$

Таким образом, материальный ущерб за 1 сут. затопления теплотрубопровода составит 106 тыс.руб., за 10 дней – 1060 тыс.руб., а за 1 мес. – более 3 млн.руб.

На основании вышеуказанного, можно утверждать, что защита каналов теплотрубопроводов от затопления водой является, возможно, одной из наиболее эффективных мер снижения потерь тепловой энергии при ее доставке потребителю.

**Список литературы:**

1. Шишкин А. В. Определение потерь тепла в сетях централизованного теплоснабжения // Теплоэнергетика. – 2003. – № 9. – С. 68 – 74.
2. Кузнецов Г. В., Половников В. Ю. Тепловые потери магистральных трубопроводов в условиях частичного затопления. – В кн.: Современные энергосберегающие тепловые технологии (сушка и тепловые процессы) СЭТТ-2005 (Тр. конф.). М.: Изд-во ВИМ, 2005, т. 1.
3. Кузнецов Г.В., Половников В.Ю. Оценка масштабов тепловых потерь в магистральных теплотрубопроводах в условиях затопления // Промышленная энергетика. – 2006. – №8. – С.32 – 34.
4. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети. – М.: Изд-во МЭИ, 1999.
5. Чудновский А.Ф. Теплофизические характеристики дисперсных материалов. – М.: Физматгиз, 1962.
6. Половников В.Ю. Моделирование тепловых потерь в системах магистрального теплоснабжения в условиях затопления трубопровода. – В кн.: Энергетика: экология, надежность, безопасность (Материалы 11 – й Всеросс. науч. – техн. конф) – Томск: Изд – во ТПУ, 2005.
7. Васильев Л.Л., Танаева С.А. Теплофизические свойства пористых материалов. – Минск: Наука и техника, 1971.
8. Уонг Х. Основные формулы и данные по теплообмену для инженеров. – М.: Атомиздат, 1979.
9. СНиП 2.04.14-88. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. – М.: ЦИТС Госстроя СССР, 1988.

**Энергохолодильный комплекс: хранение в регулируемой атмосфере**

*Кулагина О.В.*

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия*

Для длительного хранения овощей и фруктов кроме системы холодоснабжения применяется специальное технологическое оборудование, позволяющее значительно улучшить качество плодов, их твердость, окраску, свежесть, кислотность, а также снизить усушку, значительно продлить срок хранения. Период хранения может быть увеличен путем снижения интенсивности дыхания. Для этой цели продукция обычно охлаждается. Однако это не всегда достаточно эффективно. Охлаждение должно сопровождаться дополнительными методами, одним из которых является снижение уровня кислорода в камере и увеличение содержания  $\text{CO}_2$ .

Уменьшение присутствия кислорода в камере оказывает тормозящий эффект на процесс окислации плода, однако до определенного предела, ниже которого анаэробное дыхание возобновляется. Таким образом, важно поддерживать содержание кислорода в камере как можно ближе к минимальному уровню, индивидуальному для каждого вида продукции. [1]

Регулируемая атмосфера (РА) (Controlled Atmosphere - CA) или регулируемая газовая среда (РГС) - это искусственно созданная атмосфера, где концентрация газов отличается от природной (кислород: 21%, азот: 78%, углекислый газ: 0,03% и т.д.). Вид технологии и состав регулируемой атмосферы (газовой среды) выбирается в зависимости от вида овоща или фрукта, от поставленных задач хранения, температурного режима, относительной влажности, и других факторов.

Технология регулируемой атмосферы - это одна из наиболее прогрессивных, современных технологий хранения овощей и фруктов.

Газовые смеси применяют различных видов, но во всех случаях в их основе - азот, содержание которого в составе смеси составляет от 79 до 97 %. В практике хранения плодов в РГС используются газовые смеси с различным содержанием кислорода, углекислого газа и азота, но в основном смеси двух видов: нормальные и субнормальные (рисунок 1) [1].

В нормальных газовых смесях суммарное содержание кислорода и углекислого газа равняется суммарному количеству кислорода и углекислого газа в воздухе (около 21 %).



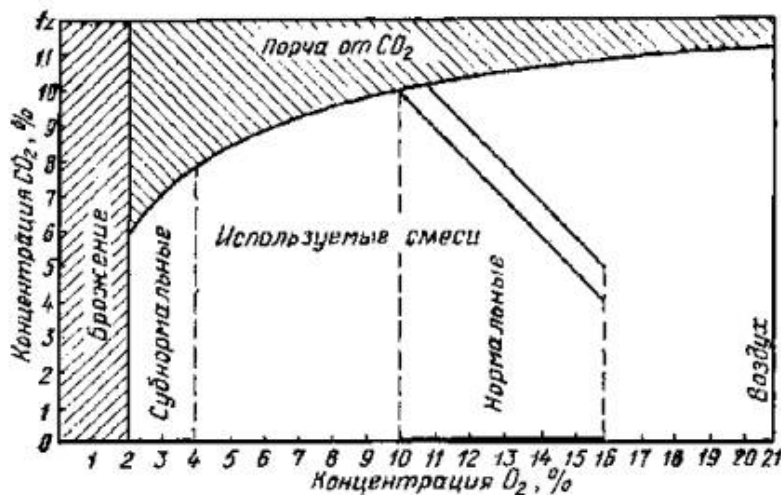


Рис. 1 - Газовые смеси в камерах холодильников для фруктов и овощей

Для реализации этой технологии необходимо иметь холодильные камеры необходимой герметичности и соответствующее технологическое оборудование. Оно включает в себя генератор азота, адсорбер  $\text{CO}_2$  и систему автоматического оборудования [3].

Технологическое оборудование для камер хранения с контролируемой атмосферой [4]:

- Герметичная холодильная камера с отбойниками
- Система холодоснабжения
- Компенсационные воздушные мешки
- Приточно-вытяжная вентиляция
- Устройства контроля относительной влажности воздуха
- Адсорбер  $\text{CO}_2$  (скруббер)
- Генератор азота
- Система контроля и управления.

Генератор азота предназначен для первоначального снижения в камерах концентрации  $\text{O}_2$ , адсорбер обеспечивает периодическое удаление выделяемого продукцией  $\text{CO}_2$ , а система автоматического управления осуществляет периодическое измерение концентрации  $\text{CO}_2$ ,  $\text{O}_2$ , температуры и на основании этого — включение соответствующего оборудования для корректирования режимов. В качестве генераторов азота для этой технологии наибольшее распространение в настоящее время получили мембранные или адсорбционные газоразделительные установки. Мембранные установки основаны на использовании мембран, имеющих селективную проницаемость для  $\text{O}_2$  и  $\text{N}_2$ , а адсорбционные — на использовании молекулярных сит, селективно адсорбирующих один из этих газов.

Для удаления  $\text{CO}_2$  используют адсорберы (скрубберы) различной конструкции на основе адсорбента, поглощающего этот газ с регенерацией продувкой чистым атмосферным воздухом.[3]

При реконструкции существующего здания или строительстве нового для реализации технологии хранения в РА следует учитывать специфические требования для фруктов и овощей по поддержанию высокой относительной влажности в камерах (88-93%). Поэтому весьма важным является правильный расчет и подбор холодильного оборудования с соответствующими схемой охлаждения, холодопроизводительностью, кратностью воздухообмена, техническими характеристиками воздухоохладителей, типом ТРВ, скоростью движения воздуха и т.д. Состав оборудования показан на рисунке 2[1].

Удельные затраты на единицу вместимости при строительстве нового холодильника зависят от проекта, т.е. размеров и количества камер, наличия зала товарной обработки, экспедиции, отгрузочных шлюзов, технического уровня системы охлаждения и регулируемой атмосферы. Этот показатель может составлять от 40 до 70 евроцентов на 1 кг хранимой продукции.

Структура затрат при строительстве холодильника также определяется вышеперечисленными факторами[3]: в среднем, затраты на общестроительные работы составляют 25-30%; на металлокаркас, крышу и профлист — 15-18%; на панели, двери — 25-30%; на холодильное оборудование — 15-18%; на оборудование РА — 10-12% (рисунок 3).

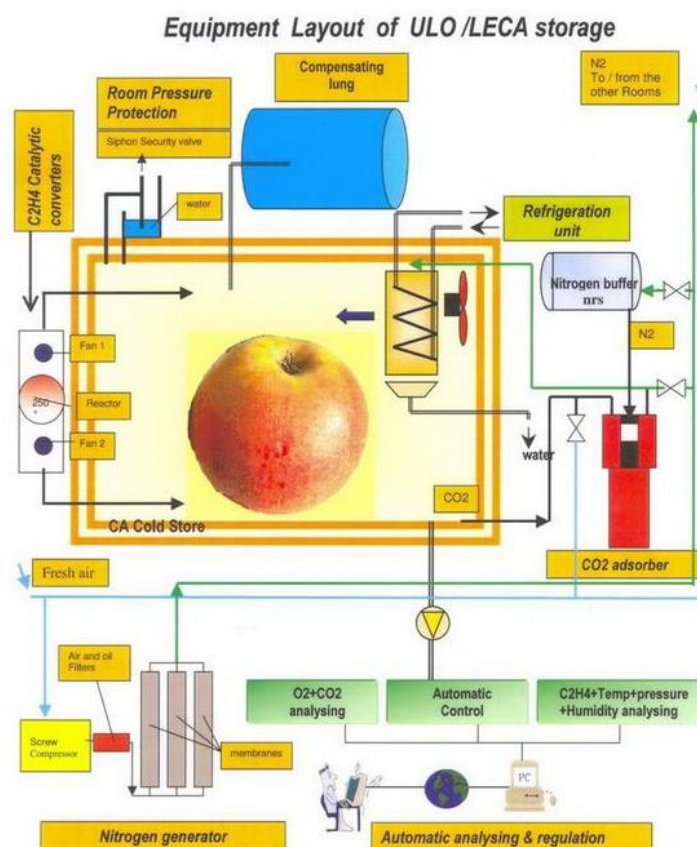


Рис. 2 - Оборудование для хранения в регулируемой атмосфере



Рис. 3 - Структура затрат при строительстве холодильника

Для создания газовых сред в холодильных камерах с РА наиболее часто используют специальные системы генерирования газовых сред (генераторы). Получаемые в них газовые смеси представляют собой продукты сгорания или каталитического окисления горючих газов. Кислорода в этих продуктах меньше, а углекислого газа больше, чем в воздухе. Требуемую смесь для подачи в камеры холодильника получают после очистки продуктов сгорания от избытка углекислого газа,

других примесей и после охлаждения. Газовая среда, вырабатываемая генераторами различных типов, соответствует составу и теплотехническим характеристикам продуктов полного сгорания (каталитического окисления) сжиженного и природного газов.[2]

При выборе холодильных установок для камер с РА следует ориентироваться на использование охлаждающих систем с непосредственным кипением хладагента по насосно-циркуляционным или безнасосным схемам, обеспечивающим возможность индивидуального регулирования температуры кипения (перепада температур газовая смесь - хладагент) в каждой отдельной камере или группе камер с одинаковыми тепловыми нагрузками и режимами хранения [2]. Наилучшим вариантом является использование схемы охлаждения с промежуточным хладоносителем. Это более дорогое решение по сравнению со схемой непосредственного охлаждения, но качество конечной продукции при этом на порядок выше [1].

В настоящее время также известны энергохолодильные комплексы, использующие в качестве хладоносителя природный газ. В дальнейшем возможна разработка комплекса на основе регулируемой атмосферы, где в качестве хладоносителя будет выступать природный газ.

#### Список литературы:

1. Гладков Е.В. Длительное хранение фруктов и овощей в регулируемой атмосфере [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://asprus.ru/blog/dlitelnoe-xranenie-fruktoy-i-ovoshhej-v-regulirujemoj-atmosfere/>
2. Рекомендации по проектированию и эксплуатации холодильных камер для фруктов и овощей с регулируемой газовой средой (РГС). - Министерство плодоовощного хозяйства СССР.
3. Ильинский И.С., Е.В. Гладков. Погрессивная технология хранения овощей и фруктов // Холодильный бизнес. – 2008. - №9. – С.26-28
4. Переработка и хранение овощей и фруктов. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://boreiholod.ru/?p=38>

#### Энергоэффективные аппараты в нефтехимическом комплексе

*Лаптев А.Г.\* , Фарахов Т.М.\*\* , Башаров М.М.\**

*\*ФГБОУ ВПО Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия*

*\*\* ООО инженерно-внедренческий центр «ИНЖЕХИМ» г. Казань, Россия*

Предприятия нефтехимического комплекса являются важнейшими в Российской промышленности. Ожидаемый промышленный рост экономики связан с увеличением выпускаемой продукции и повышением ее качества. Следствием этого роста станет повышение нагрузки на уже имеющееся оборудование, которое зачастую является физически и морально устаревшим. Поэтому одна из важных и актуальных задач –повышение энергетической эффективности оборудования и оптимизация технологических схем[1,2].

В докладе рассматривается тепло- и массообменные установки разделения углеводородных смесей.

Одним из приоритетных направлений по повышению энергоэффективности процессов и энергосберегающей модернизации массообменных аппаратов, является разработка и внедрение новых регулярных и нерегулярных контактных насадок отечественного изготовления.

Наиболее широкое применение получили следующие массообменные нерегулярные и регулярные контактные устройства: насадка “Инжехим-2000” (рис.1), керамические и стальные кольца Рашига, стальные кольца Палля, кольца ZulzerC-RingNo. 2.5, регулярная насадка Mellapak фирмы “Zulzer Chemtech” 125Y, регулярная рулонная насадка “Инжехим”; спиральная насадка с косым гофром, насадка “зиг-заг” и плоскопараллельная насадка [3].

Нерегулярная насадка “Инжехим-2000” является современной альтернативой кольцам Палля, Рашига и другим аналогичным насадкам. При равной высоте слоя она обеспечивает большую производительность, меньшее удельное гидравлическое сопротивление и более высокое качество разделения смесей, при меньших энергозатратах.

У регулярной рулонной гофрированной насадки “Инжехим” гофры смежных листов расположены перекрестно по отношению друг к другу и образуют каналы для потока паровой фазы с интенсивной турбулентностью. Нерегулярные и регулярные насадки выполняется с элементами шероховатости, что повышает коэффициент массоотдачи в жидкой фазе. Насадки “Инжехим” технологичны в изготовлении и монтаже в колонну.

Пример модернизации массообменных колонн можно привести по установке газоразделения в производстве этилена на узле щелочной очистки пирогаза от CO<sub>2</sub> водным

раствором щелочи. Замена контактных устройств – колец Рашига на новую насадку “Инжехим-2000” позволила снизить гидравлическое сопротивление колонн в 3-4 раза и значительно повысить эффективность процесса хемосорбции. Уменьшились энергозатраты на подачу пирогаза, понизился расход щелочи и сократились потери товарного этилена из-за превышения  $\text{CO}_2$ . Срок окупаемости новой насадки составил 2 месяца [1]. Регулярные и не регулярные насадки внедрены в колоннах охлаждения пирогаза, что значительно повысило эффективность теплообмена. Следует отметить, что зарубежные фирмы отказались от модернизации этой установки. Так же данные насадки нашли успешное применение в колоннах для разделения этаноламинов и этиленгликолей. На установке разделения этаноламинов снижены энергозатраты почти в два раза за счет повышения эффективности ректификации и оптимизации флегмовых чисел в колоннах [2].

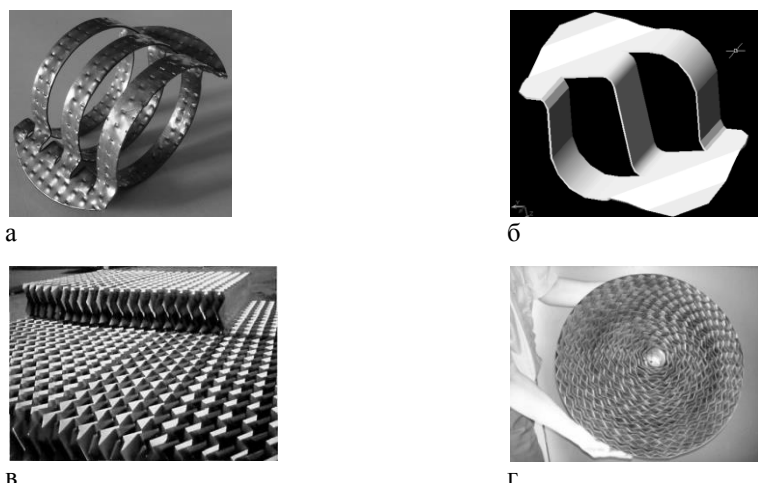


Рис. 1. Импортозамещающие насадки: а – “Инжехим-2000”; б – “Инжехим-2002”; в – регулярная блочная и г – регулярная рулонная гофрированная насадки “Инжехим” [3]

Решена задача проектирования новой ректификационной колонны получения фенола с использованием современных контактных устройств на ОАО “Казаньоргсинтез”. В качестве контактных устройств в колонне использованы регулярная и нерегулярная насадки “Инжехим”. Насадочный вариант новой массообменной колонны выделения фенола, обеспечил повышенное качество выпускаемой продукции и снизил расход греющего пара в кипятильнике на 30% за счет снижения расхода флегмы [2]. Экономический эффект составляет более 500 тысяч евро в год, а за счет повышения качества фенола в несколько раз больше. Насадки «Инжехим» нашли успешное применение в колонных аппаратах ОАО «Нижекамскнефтехим» при ректификации и абсорбции смесей, а также на Елховском НПЗ при получении компонента товарного бензина.

Насадка “Инжехим – 2000” внедрена в термическом деаэраторе на Казанской ТЭЦ-3. В результате эффективность удаления растворенного кислорода из воды повысилась в 2 раза, по сравнению с работой деаэратора до модернизации.

С использованием регулярных и нерегулярных насадок «Инжехим» разработана конструкция газосепаратора аэрозолей. Несколько сепараторов внедрено на установках газоразделения в производстве этилена и несколько десятков на установках очистки природного газа (Газпром, Новатэк и др.). Эффективность сепарации составляет не менее 98-99%.

Все внедрения характеризуются повышением эффективности разделения смесей, снижением энергозатрат на единицу продукции, и показывают конкурентоспособность отечественных научно-технических разработок.

#### Список литературы:

1. Лаптев А.Г., Фарахов М.И., Минеев Н.Г. Основы расчета и модернизация тепломассообменных установок установок в нефтехимии. - Казань: Казан. гос. энерг. ун-т., 2010. 574 с.
2. Башаров М.М., Лаптева Е.А. Модернизация промышленных установок разделения смесей в нефтегазохимическом комплексе. Под ред. Лаптева А.Г. – Казань: Отечество, 2013. 297с.
3. Каган А.М., Лаптев А.Г., Пушнов А.С., Фарахов М.И. Контактные насадки промышленных тепломассообменных аппаратов. Монография. Под ред. Лаптева А.Г. – Казань: Отечество, 2013, - 454с.

**Комбинированная тепловая изоляция для сохранения теплоты в трубопроводе***Щелоков А.И., Краснова Н.П., Мжельская О.Ю.**ФГБОУ ВПО «Самарский государственный технический университет», г. Самара, Россия*

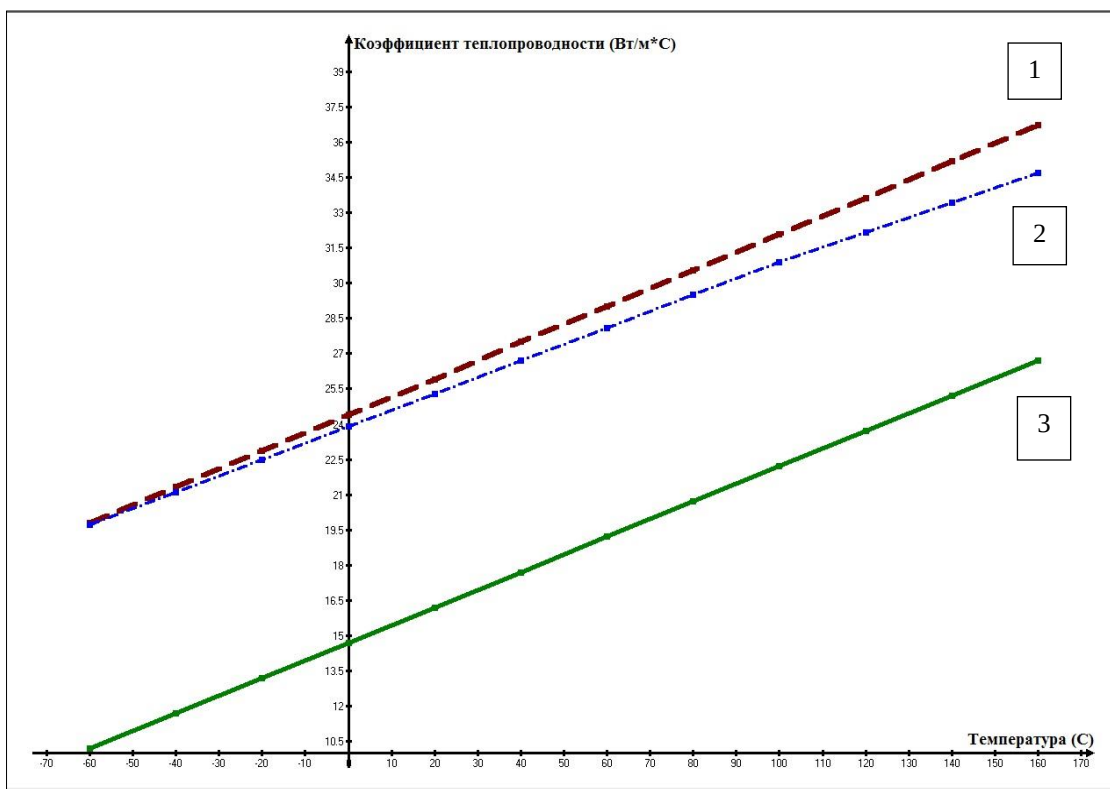
Энергосбережение и энергоэффективность входят в перечень приоритетных направлений развития науки, технологий и техники в Российской Федерации, и в перечень критических технологий РФ (утв. Указом Президента РФ от 7 июля 2011 г. №899 «Об утверждении приоритетных направлений развития науки, технологий и техники в Российской Федерации и перечня критических технологий Российской Федерации»). В настоящее время сохранение тепловой энергии при транспортировке горячей воды и состояние теплоснабжающей системы является одной из первостепенных проблем. Большая часть тепловых сетей давно выработала свой ресурс. Сети ветхие и более 70% из них подлежат замене. Критическое коррозионное состояние таких сетей приводит к постоянным разрывам и утечкам на трассах. Из-за повреждения на многих участках трубопровода тепловой изоляции, потери теплоты достигают 35%.

В последние годы происходит значительное удорожание энергоресурсов и, как следствие, повышение тарифов на отопление и горячее водоснабжение, как для частного населения, так и для промышленных предприятий. В этих условиях все больше и больше возрастает значение внедрения энергосберегающих технологий.

На сегодняшний день имеется множество видов теплоизоляционных материалов. Одними из самых используемых являются пенополистирол, пенополиуретан и минеральная вата. Они получили широкое распространение вследствие низкого коэффициента теплопроводности (Таблица 1.)

**Таблица 1.** Коэффициенты теплопроводности теплоизоляционных материалов

| №  | Материал         | Коэффициент теплопроводности, Вт/м·К |
|----|------------------|--------------------------------------|
| 1. | Пенополистирол   | 0,04                                 |
| 2. | Пенополиуретан   | 0,03                                 |
| 3. | Минеральная вата | 0,055                                |

**Рисунок 1.** Диаграмма зависимости воздуха (1), азота (2) и диоксида углерода (3) от температуры.

С целью повышения энергоэффективности работы тепловых сетей предлагается использовать принципиально новый теплоизоляционный материал, благодаря которому можно



экономить на количестве изоляции, сохраняя при этом низкие теплотери.

В качестве теплоизоляционного материала предлагается использовать полиэтилен высокой плотности (ПЭВП), поверхность которого покрыта небольшими ячейками, заполненными диоксидом углерода. Углекислый газ ( $\text{CO}_2$ ) - бесцветный газ (в нормальных условиях), без запаха, со слегка кисловатым вкусом. Диоксид углерода не токсичен.

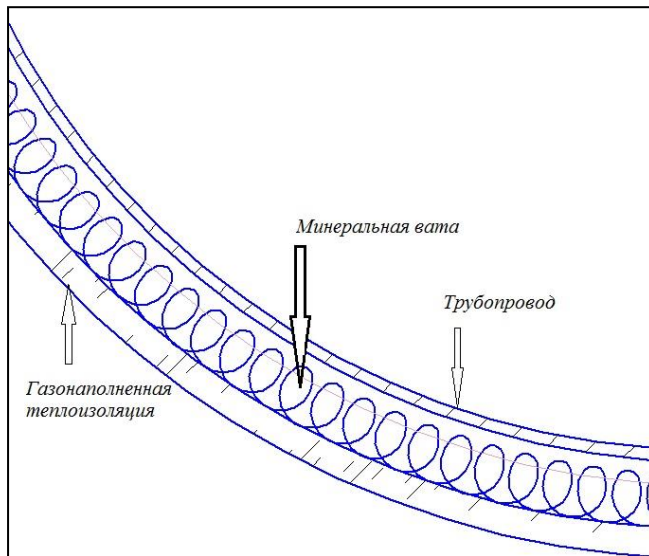
На сегодняшний день одними из самых доступных и распространённых газов, применяемых в технике, являются кислород, диоксид углерода и азот. У диоксида углерода коэффициент теплопроводности составляет  $\lambda=0,014, \frac{\text{Вт}}{\text{м}\cdot\text{К}}$ , что существенно ниже, чем у остальных газов (Рис.1), следовательно, его можно использовать как наполнитель для ячеек полиэтилена высокой плотности, в целях сохранения теплоты.

Использование полиэтилена высокой плотности обусловлено низкими стоимостными показателями, доступностью и оптимальными теплофизическими показателями. Полиэтилен высокой плотности (HDPE) – это полиэтилен с линейной макромолекулой и относительно высокой плотностью ( $0,960 \text{ г/см}^3$ ). Это полиэтилен, называемый также полиэтиленом низкого давления (ПЭНД), его получают полимеризацией со специальными катализаторными системами. Пленки на основе ПЭВП более жесткие, прочные, менее воскообразные на ощупь по сравнению с пленками на основе ПЭНП.

Главными преимуществами такого вида изоляции является:

- Большее термическое сопротивление, по сравнению с имеющимися аналогами;
- Повышенная устойчивость к влаге и, как следствие, дополнительная защита от коррозии;
- Невысокая стоимость;
- Простота и удобство монтажа;
- Долговечность

Но у такого материала есть один минус – его невозможно использовать при температуре выше  $120^\circ\text{C}$ , т.к. полиэтилен начинает плавиться.



На основе вышесказанного, предлагается использовать газонаполненную теплоизоляцию, как дополнительный слой с другим существующим теплоизоляционным материалом, например минеральной ватой (Рис. 2).

**Рисунок 2.** Комбинированная тепловая изоляция.

Это даёт возможность использовать слоистую теплоизоляцию при более высоких температурах трубопровода. Благодаря тому что, энергоэффективная тепловая изоляция имеет большое термическое сопротивление (соответственно не высокий коэффициент теплопроводности), то можно использовать меньшее количество

минеральной ваты, что приводит к существенному удешевлению общего слоя теплоизоляции трубопровода.

В качестве примера рассматривается трубопровод, наружный диаметр которого  $d_n=219$  мм, соответственно внутренний диаметр  $d_v=207$  мм.

Толщины стенки трубопровода и тепловой изоляции, а именно, минеральной ваты, слоя полиэтилена высокой плотности и слоя диоксида углерода соответственно составляют:  $\delta_{ст} = 6$  мм,  $\delta_{мв} = 4$  мм,  $\delta_{ПЭВП} = 2$  мм,  $\delta_{\text{CO}_2} = 6$  мм. Коэффициенты теплопроводности стальной стенки трубы, полиэтилена высокой плотности и углекислого газа соответственно равны:  $\lambda_{ст} = 52 \text{ Вт/м}\cdot\text{К}$ ,  $\lambda_{мв} = 0,055 \text{ Вт/м}\cdot\text{К}$ ,  $\lambda_{ПЭВП} = 0,28 \text{ Вт/м}\cdot\text{К}$ ,  $\lambda_{\text{CO}_2} = 0,014 \text{ Вт/м}\cdot\text{К}$ .

Предлагаемый вариант комбинированной тепловой изоляции состоит из трёх слоёв – слой минеральной ваты и два слоя газонаполненной энергоэффективной теплоизоляции.

Термическое сопротивление цилиндрической стенки рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{ст}} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{\text{ст}}} \cdot \ln \frac{d_{\text{н}}}{d_{\text{в}}}$$

и составляет  $0,000172 \text{ м} \cdot \text{К/Вт}$ .

Аналогично рассчитываются термические сопротивления тепловой изоляции, а именно минеральной ваты, слоя диоксида углерода, первого и второго слоёв газонаполненной слоистой изоляции, и составляют соответственно

$$\begin{aligned} R_{\text{мв}} &= 0,142 \text{ м} \cdot \text{К/Вт} \\ R_{\text{эти1}} &= 0,5188 \text{ м} \cdot \text{К/Вт} \\ R_{\text{CO}_2} &= 0,4997 \text{ м} \cdot \text{К/Вт} \\ R_{\text{эти2}} &= 0,498 \text{ м} \cdot \text{К/Вт} \end{aligned}$$

Полное термическое сопротивление изолированного трубопровода рассчитывается по формуле и составляет

$$R = 0,000172 + 0,142 + 0,5188 + 0,4997 + 0,498 = 1,659 \text{ м} \cdot \text{К/Вт}$$

Для расчета термического сопротивления на поверхности теплоизоляции примем коэффициент теплоотдачи от поверхности изоляции к воздуху:  $\alpha_{\text{н}} = 20 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$ .

Следовательно, термическое сопротивление в этом случае будет рассчитываться по формуле

$$R = \frac{1}{\pi \cdot \alpha_{\text{н}} \cdot d_{\text{н}}}$$

и составит  $0,0727 \text{ м} \cdot \text{К/Вт}$ .

Полное термическое сопротивление составляет

$$R = 1,659 + 0,0792 = 1,738 \text{ м} \cdot \text{К/Вт}$$

На основе расчетов, можно сделать вывод, что при использовании газонаполненной тепловой изоляции дополнительным верхним слоем вместе с существующими видами (например, с минеральной ватой) термическое сопротивление конструкции существенно увеличивается. Это значит, что можно уменьшить толщину теплоизоляционных слоёв при равных тепловых потоках и, следовательно, сократить капитальные затраты.

#### Список литературы:

1. Указ Президента РФ от 7.07.2011 №899 «Об утверждении приоритетных направлений развития науки, технологий и техники в Российской Федерации и перечня критических технологий Российской Федерации».
2. СНиП 41-03-2003. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов.
3. СНиП 41-02-2003. Тепловые сети.

#### Классификация и эффективность методов борьбы с накипеобразованием в системах отопления

*Минко В.А., Феоктистов А.Ю., Гунько И.В. \*, Лабунцов Д.В. \**

*ФГБОУ ВПО «Белгородский государственный технологический университет им. В.Г.Шухова, г. Белгород, Россия*

*\*ФГБОУ СПО «Белгородский строительный колледж», г. Белгород, Россия*

Потребление энергии в нашей стране, как и во всём мире, растёт, и прежде всего, для теплообеспечения зданий и сооружений, при том, что добыча топлива обходится всё дороже, в связи с освоением глубоких месторождений в новых отдалённых районах. Важнейшей задачей РФ является энергосбережение в системах теплоснабжения, т.к. на теплоснабжение гражданских и производственных зданий тратится до 40 % всех энергоресурсов страны.

Основными среди затрат на коммунально-бытовые нужды, являются затраты на отопление.

Для более 50 регионов России проблема энергосбережения в системах отопления связана с увеличением затрат из-за потери функциональности систем отопления, что оценивается не возобновляемыми потерями в 67 млн. Гкал тепла или 83,75 млрд. руб. в год.

Снижение функциональности систем отопления определяется понижением температуры в помещении ниже уровня, определяемого условиями теплового комфорта или требованиями, протекающих технологических процессов, в результате неполного возмещения теплотерь при искусственном обогреве зданий [1]. Это связано с ухудшением параметров работы систем отопления, вследствие процесса образования накипи на рабочих поверхностях.

Для восстановления и поддержания функциональности систем отопления известен ряд противонакипных методов.

На сегодняшний день, для улучшения условий теплопередачи, на практике применяют различные методы устранения и профилактики накипеобразования, которые можно разделить на несколько групп по разным признакам.

1. По направленности действия, в зависимости от того на что они направлены, на восстановление или поддержание функциональности систем отопления, методы могут быть классифицированы на 2 группы:

1.1. Методы удаления накипи.

- Химическая очистка (промывка), основана на применении растворов сильных кислот (кислотный реагент ВП-1с с ингибитором коррозии нержавеющей стали И-55, трилон- Б), способных достаточно быстро и эффективно растворять, соли магния и кальция [2,3].

- Механическая очистка. Данный вид очистки предусматривает обязательную разборку оборудования для прямого доступа к элементам, на которых накопился слой накипи [57]. Удаление при этом происходит ручным или механическим инструментом. [2,3,7,8,].

- Пневмогидроимпульсная промывка. Данный метод очистки отопительных систем, осуществляется при помощи специального оборудования для промывки отопления – водяного пневмопистолета, который позволяет провести комплексную очистку водопроводных труб, диаметр которых не превышает 150 миллиметров [3].

- Гидродинамическая промывка. Представляет собой разрушение и удаление отложений из отопительной системы, струёй воды, которая подаётся под давлением до 200 атмосфер. [3]

1.2. Методы профилактики накипеобразования.

- Магнитная обработка воды (МОВ). Механизм предотвращения накипеобразования на теплообменных поверхностях с помощью магнитной обработки достаточно сложен и сводится к инициированию в воде структурной перестройки [5]. В результате карбонат кальция, который обычно кристаллизуется в кристаллографической модификации кальцит, начинает кристаллизоваться в арагонит рисунок 1. Арагонит не откладывается на теплообменных поверхностях.



Рисунок 1. Структурная перестройка карбоната кальция в результате МОВ

- Акустическая обработка воды. При озвучивании воды ультразвуком достаточной интенсивности, происходит разрушение, раскалывание образующихся в нагреваемой воде кристаллов солей жёсткости[2,3,6].

- Электромагнитная обработка воды. Применение электромагнитов, питающихся постоянным[5].

- Радиочастотная обработка воды. В приборах для радиочастотной обработки воды, излучатель генерируют переменный радиочастотный сигнал в диапазоне от 1 до 10 кГц.

- Специальная обработка воды (умягчение). Умягчение воды осуществляют 4 методами: термическим, основанным на нагревании воды, ее дистилляции или вымораживании; реагентным, при котором находящиеся в воде ионы Са и Mg связывают различными реагентами (например, известью) в практически нерастворимые соединения; ионного обмена, основанного на фильтровании умягчаемой воды через специальные материалы, обменивающие входящие в их состав ионы Na или H на ионы Са и Mg, содержащиеся в воде; диализа – на основе полупроницаемых мембран; комбинированным, представляющим собой различные сочетания перечисленных методов[2,7].

2. По принципу действия, методы противонакипных мероприятий могут быть классифицированы на:

2.1. Химические

-Смещение кальциевого равновесия дозированием кислот HCl, H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> [3,7].



- Введение в оборотные системы ингибиторов накипеобразования ПАФ - 13, МаРОз.
- Биоцидная обработка воды [3] хлором и его соединениями, бромированной органикой, имеет эффективность очистки 54 -100%.

#### 2.2.Физические

- Магнитная обработка воды (МОВ).
- Ультразвуковая и радиочастотная обработка.
- Каталитическая обработка, основанная на введении в поток металлов -протекторов, на поверхности которых происходит рост отложений [4,6]
- Радиационная обработка воды мощным световым или ультрафиолетовым импульсом изменяет структуру карбонатов в воде и оказывает биоцидное воздействие [2].

- Использование энергии электрического разряда в воде. Ударная волна и гидродинамические импульсы, образующиеся при микроэлектровзрыве на конце рабочего кабеля, разрушают накипь и отложения практически любой прочности. Используется гибкий коаксиальный кабель, поэтому возможна очистка труб с изгибами [2].

- Применение полимерных покрытий. Значительно снижает интенсивность накипеобразования [4].

#### 2.3.Механические

- Очистка при помощи прострела эластичных щеток или подача их на гибком валу [3].
- Промывка или продувка абразивными составами.
- Гидроструйный высоконапорный смыв отложений.
- Термический стресс - разрушение отложений под действием механических напряжений, вызванных резким перепадом температур [2].
- Шарикоочистка с введением во внутритрубное пространство стеклянных, резиновых, резиновых с корундовым пояском, пористых с ингибитором шариков [2].
- Факельное кипение стабилизирует толщину отложений за счет восходящих из пор и трещин отложений струй водяного пара.

3. Также, противонакипные мероприятия, могут быть классифицированы по виду методов на:

3.1. Обработка накипеобразующего раствора (теплоносителя), (умягчение воды 4 способами, магнитная обработка вода, ультразвуковая обработка воды, радиочастотная обработка воды и.т.д).

3.2. Эксплуатационные мероприятия (различного рода очистки и промывки).

3.3. Конструкционные мероприятия (применение материалов устойчивых к зарастанию для конструкции теплообменных поверхностей).

По результатам применения вышеперечисленных методов на практике, описанных в различных работах [2,3,4,5,7] наиболее технически эффективными методами проведения противонакипных мероприятий, считаются умягчение воды реагентным способом, умягчение воды ионообменным способом и методом диализа, химическая очистка (промывка), гидродинамическая очистка, магнитная обработка воды, электромагнитная обработка воды, акустическая обработка воды, применение полимерных покрытий теплообменных поверхностей.

В системах отопления не всегда удобно применение способов умягчение воды, например, при открытом водоразборе. При открытой системе ГВС достаточно сложно поддерживать необходимые параметры теплоносителя и большие количества технической воды по экологическим соображениям не очищаются до необходимого качества.

Умягчение воды реагентным способом при открытом водоразборе не применяется, так как в качестве реагентов применяются сильнодействующие химические соединения.

Была оценена экономическая эффективность технически эффективных и наиболее подходящих методов. В ценах 2013 года, был рассчитан экономический эффект применения противонакипных мероприятий на один 4хподъездный 10 этажный дом.

Экономический эффект определялся по формуле:

$$\mathcal{E} = \Pi - Н, \quad (1)$$

где  $\mathcal{E}$  – экономическая эффективность, руб.;  $\Pi$  – потери, обусловленные снижением производительности оборудования, руб.;  $Н$  – затраты, связанные с проведением противонакипных методов, руб.

За один год применения противонакипных методов, экономический эффект положителен для магнитной обработки воды, для других методов отсутствует рисунок 2.а), что связано с большими затратами на проведение противонакипных мероприятий. Однако уже за 5 лет, экономический эффект положителен, и достаточно высок для большинства методов рисунок 2.б).

Стоит отметить что экономический эффект для промывок и очисток, периодически исчезает, что объясняется необходимостью проводить данный вид мероприятий каждые 3-4 года.

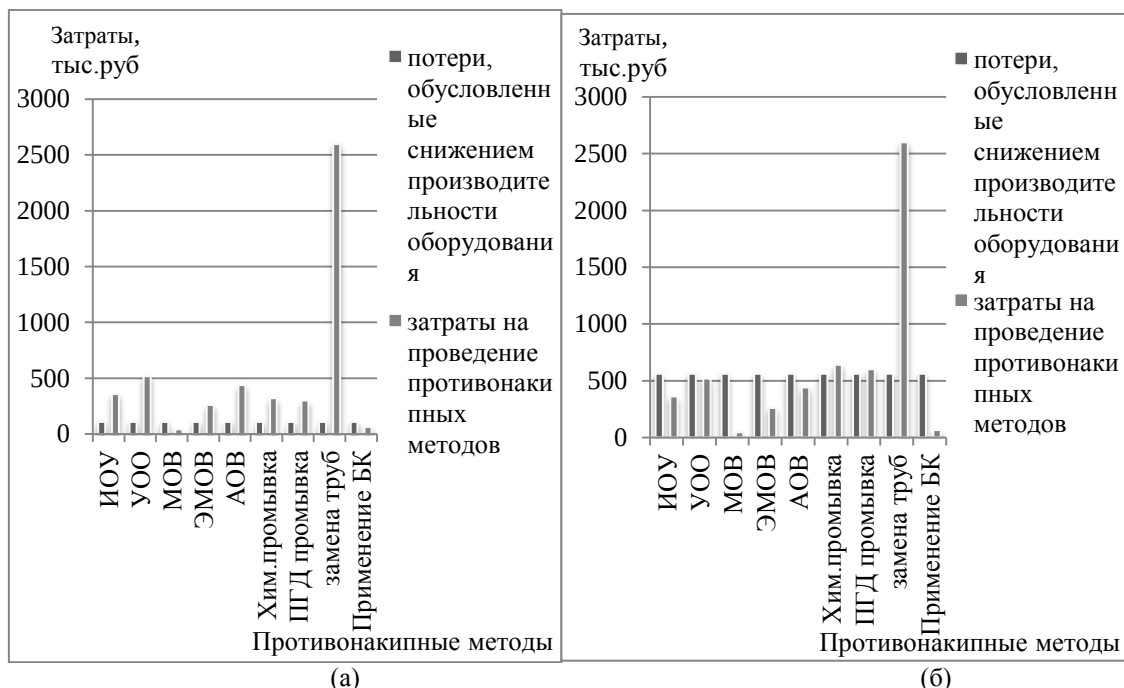


Рисунок 2. Затраты на проведение противонакипных мероприятий в сравнении с потерями обусловленными снижением производительности систем отопления за 1 год (а), за 5 лет (б).

Сравнивая экономический эффект, всех рассмотренных методов, и учитывая их техническую эффективность, наиболее эффективным методом удаления отложений является – химическая промывка, наиболее эффективным методом профилактики отложений – является магнитная обработка воды.

Для систем отопления, находящихся в эксплуатации длительное время, необходимо первоначальное удаление накипи и дальнейшее поддержание работоспособности системы проведением профилактических мероприятий. Наибольший эффект (технический и экономический) можно получить при проведении промывки химическим способом и дальнейшей профилактики методом магнитной обработки воды.

Для систем отопления, находящихся в эксплуатации незначительное время достаточно правильного выбора профилактического мероприятия. В результате исследования эффективности, наиболее эффективным методом профилактики накипеобразования является магнитная обработка воды.

Для систем отопления на стадии проектирования, рекомендован выбор материалов теплообменных поверхностей, к которому адгезия отложений минимальна.

Проведение противонакипных мероприятий, наиболее подходящих для конкретных сроков эксплуатации систем отопления, позволяют:

- Вывести системы отопления на проектные параметры, повысить температуры отапливаемых зданий;
- Увеличить сроки службы систем отопления без замены оборудования, снизить числа внеплановых ремонтов;
- Сократить расходы топлива для систем отопления;
- Снизить расходы электроэнергии;
- Снизить гидравлические потери.

#### Список литературы:

1. Богословский, В. Н., Сканава, А. Н. Отопление: Учеб. Для вузов. – М.: Стойиздат, 1991. – 735 с.: ил.
2. Сагань, И. Н., Разладцн, Ю. С. Борьба с накипеобразованием в теплообменниках / И. Н. Сагань. – Киев: Техника, 1986. –132 с.

3. Крушель, Г. Е. Образование и предотвращение отложений в системах водяного охлаждения – М. – Л.: Госэнергоиздат 1955. – 213 с.
4. Шевейко, А. Н. Регулирование процесса образования отложений в оборудовании ТЭС и АЭС с целью увеличения эффективности теплообмена: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.14 / Шевейко Александр Николаевич. – М., 1990. – 172с.
5. Бартенев, Г.М., Зеленев, Ю.В. Физика и механика полимеров: Учебное пособие для втузов. - М.: Высш. шк., 1983. - 391 с.
6. Очков, В.Ф. Исследование процессов и разработка технологии магнитной обработки воды в теплоэнергетических установках.: 05.14.14 / Моск. энергет. ин-т - Москва, 1979 - Количество страниц: 172 с.
7. Миропольский, З. Л., Бубликов, И. А., Новиков Б.Е.. Исследование термического сопротивления отложений в теплообменниках, охлаждаемых технической водой // Теплоэнергетика. – 1992. – №5 – С.71-74.
8. Минко В.А., Семиненко А.С., Гунько И.В., Елистратова Ю. В., Влияние отложений на рабочих поверхностях системы отопления на показатели работы элементов системы. // Вестник БГТУ им. В. Г. Шухова, -2014. - №5.
9. Кобелев, Н.С., Минко, В.А., Кобелев, В.Н., Семиненко, А.С., Гунько, И.В., Токарева, А.В., Тарасов, Д.М. Энергосберегающее решение в биосферных системах отопливаемых жилых и общественных зданиях // Вестник Белгородского государственного технологического университета им. В.Г. Шухова. 2014. № 2. С. 62-65.

#### **Исследование парогазовых установок с внутрицикловой газификацией угля**

*Н.В. Миронова, О.К. Григорьева*

*Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия*

Внедрение и использование парогазовых технологий является одним из перспективных направлений в развитии энергетики страны. Однако, в условиях сложной энергетической ситуации в мире, связанной с ростом цен на природный газ, из-за ограниченности его запасов, возникает необходимость разработки установок, работающих на твердом топливе.

Одной из таких технологий может считаться газификация угля, в частности в виде водоугольной суспензии, применимая для парогазовых установок, работающих на угле, а так же для современных газовых паротурбинных энергоблоков при переводе их на твердое топливо.

Создание и внедрение парогазовых установок, работающих на угле на основе технологии газификации позволяют повысить КПД нетто ПГУ до 45...55%, обеспечивают эффективное использование угольного топлива, высокие технико-экономические и экологические показатели ТЭЦ.

В данной статье приведены результаты исследования процесса газификации кавитационного жидкого топлива (КЖТ) в газификаторе Тексако[3], входящего в состав парогазовой установки.

Процесс Тексако может рассматриваться как модификация технологии Копперса-Тотцека. Газификация угля по этому методу происходит в реакторе под избыточным давлением на уровне 25 бар, что позволяет повысить производительность газификатора. Особенностью технологии является то, что уголь подается в реактор в виде водоугольной суспензии (60-70% угля). Это позволяет решить некоторые проблемы, присущие методам газификации пылевидного топлива, такие как, дозирование топлива и вывод шлака.

Составленная физическая модель процесса в кольцевой реакторной зоне, представляется как струйное течение реагирующей газовой смеси внутри горящего иницирующего топлива, образующего стенки струй, сформированные условиями форсуночной подачи КЖТ.

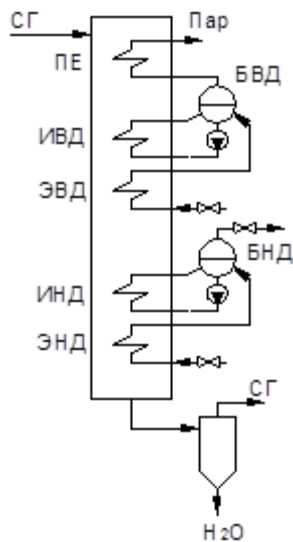
В качестве рабочего тела в газификаторе используется кавитационное жидкое топливо с теплотой сгорания 21 МДж/кг, и составом по рабочей массе:  $C^p=31,36\%$ ;  $O^p=1,74\%$ ;  $H^p=1,74\%$ ;  $N^p=0,76\%$ ;  $S^p=0,4\%$ ;  $A^p=18\%$ ;  $W^p=4\%$ ;  $H_2O=42\%$ . Топливо вместе с 95% кислородом, в качестве окислителя, получаемым на криогенной установке выделения кислорода, подается в газификатор. Пар, образованный при испарении воды из кавитационного жидкого топлива, высокая температура и избыточное давление разрушают связи между молекулами сырья и ускоряют химические реакции, в результате протекания которых образуется синтез-газ, состоящий в основном из водорода и окиси углерода.

В результате проведенных расчетов были найдены конструктивные параметры газификатора (табл. 1.), так же определены параметры газификации КЖТ, а именно:

- температура в реакционной зоне, равная 1247 °С;
- низшая теплота сгорания газа – 11,51 МДж/м<sup>3</sup>;
- состав синтез-газа: CO – 82,7%; H<sub>2</sub> – 13%; CO<sub>2</sub> – 3%; N<sub>2</sub> – 0,9%; SO<sub>2</sub> – 0,4%.

Таблица 1. Конструктивные параметры газификатора «Тексако»

| Параметр                                              | Значение |
|-------------------------------------------------------|----------|
| Длина реактора, м                                     | 24,2     |
| Длина испарительной зоны, м                           | 1,2      |
| Внешний диаметр реакторной зоны, м                    | 3        |
| Внутренний диаметр кольцевой зоны, м                  | 2,1      |
| Высота реакторной зоны, м                             | 13,6     |
| Площадь проходного сечения, м <sup>2</sup>            | 3,6      |
| Объем газозвеси в реакционной зоне, м <sup>3</sup> /с | 92,1     |
| Скорость газозвеси, м/с                               | 25,6     |



Запыленный синтез-газ после газификатора подается во второй корпус котла-утилизатора двух давлений (рис.1.), где последовательно омывает поверхности пароперегревателя, испарителя и экономайзера высокого давления, затем – поверхности испарителя и экономайзера низкого давления.

Рис.1. Принципиальная схема котла-утилизатора двух давлений:

СГ – синтез-газ; ПЕ – пароперегреватель; ИВД, ИНД – испарители высокого и низкого давления; ЭВД, ЭНД – экономайзеры высокого и низкого давления; БВД, БНД – барабаны высокого и низкого давления.

Тепловая нагрузка котла-утилизатора, кВт

$$Q_{KV} = [c_{cm} \cdot G_{CG} \cdot (T_4 - T_5) + H_2O \cdot r] \cdot B,$$

где  $c_{cm}$  – теплоемкость газозвеси, кДж/кг·К;  $G_{CG}$  – количество синтез-газа, кг/кг угля;  $T_4$  – температура газозвеси на входе в КУ, К;  $T_5$  – температура за КУ, принята из расчета последующей подачи в компрессор подкачки синтез-газа и равна 323 К;  $H_2O$  – количество влаги в составе газозвеси, кг/кг угля;  $r$  – теплота испарения, кДж/кг;  $B$  – расход угля в составе КЖТ, кг угля/с.

Расход пара высокого давления, кг/с

$$D_0 = Q_{KV} / [(h_0 - h_1) + \beta_0 \cdot (h_0 - h_1)],$$

где  $h_0$ ,  $h_1$ ,  $h_0$  – энтальпии пара на выходе из контура высокого давления котла-утилизатора, на входе в конденсатор и на выходе из контура низкого давления котла-утилизатора соответственно, кДж/кг. На рис.1.б. изображен процесс, для построения которого были приняты следующие параметры:  $\beta_0 = 0,312$  – доля пара контура низкого давления;

$P_0 = 60$  бар;  $t_0 = 480$  °С;  $P_0 = 1$  бар;  $P_1 = 0,05$  бар.

Расход пара низкого давления, кг/с  $D_0 = \beta_0 \cdot D_0$ .

Тепловая нагрузка поверхностей нагрева котла-утилизатора, кВт

$$Q = D \cdot (h' - h''),$$

где  $D$  – расход пара, кг/с;  $h'$  и  $h''$  – энтальпии на входе и выходе поверхности нагрева, кДж/кг.

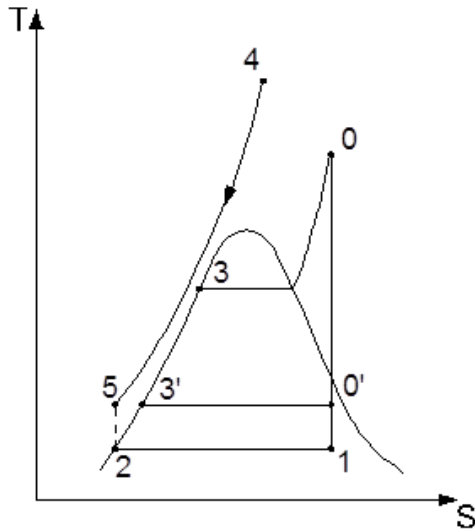


Рис.2. T-S диаграмма цикла: 0-1 – процесс расширения пара в паровой турбине; 1-2 – процесс конденсации пара; 2-3 – подача питательной воды в контур ВД КУ; 3-0 – процесс испарения в контуре ВД КУ; 2-3' – подача питательной воды в контур НД КУ; 3'-0' – процесс испарения в контуре НД КУ; 0'-1 – процесс расширения пара в ЦНД паровой турбины; 4-5 – процесс охлаждения синтез-газа в КУ.

В результате проведенных исследований тепловая нагрузка КУ составила 79,2 МВт, расход пара ВД – 19,6 кг/с, а расход пара НД – 6,1 кг/с.

Результаты расчета поверхностей нагрева котла-утилизатора представлены в табл.2.

Таблица 2. Результаты расчета поверхностей нагрева котла-утилизатора

| Поверхность нагрева | Площадь поверхности теплообмена, м <sup>2</sup> | Высота пакета, м | Тепловая нагрузка, МВт | Температура пара на выходе, °С |
|---------------------|-------------------------------------------------|------------------|------------------------|--------------------------------|
| Перегреватель       | 480                                             | 1,2              | 11,6                   | 480                            |
| Испаритель ВД       | 3100                                            | 8,6              | 31                     | 274                            |
| Экономайзер ВД      | 6010                                            | 24               | 21,1                   | 274                            |
| Испаритель НД       | 270                                             | 1,7              | 13,8                   | 100                            |
| Экономайзер НД      | 1826                                            | 11               | 1,8                    | 100                            |

Синтез-газ после котла-утилизатора проходит систему очистки и поступает в камеру сгорания газовой турбины. Далее продукты сгорания из газовой турбины попадают на первую ступень котла-утилизатора, где генерируется пар для работы паровой турбины.

Пар, выработанный во второй ступени котла-утилизатора, за счет охлаждения синтез-газа, также подается на паровую турбину.

Существующие станции, работающие по технологии комбинированного парогазового цикла с газификацией, имеют тепловой КПД около 50 %, благодаря совмещению газовых и паровых турбин. Выбросы золы,  $SO_2$  и  $NO_x$  на таких станциях значительно ниже, чем на традиционных угольных ТЭС, за счет эффективной очистки синтез-газа от вредных примесей, что обеспечивает экологическую безопасность.

Создание и внедрение парогазовых установок, работающих на угле на основе технологии газификации, позволяют обеспечить эффективное использование угля, высокие технико-экономические и экологические показатели ТЭЦ.

#### Список литературы:

1. Ноздренко Г.В. Эффективность применения в энергетике КАТЭКа экологически перспективных энерготехнологических блоков электростанций с новыми технологиями использования угля: Учеб. пособие / Новосиб. электротехн. ин-т. – Новосибирск, 1992. – 249 с.
2. Печенегов Ю.Я. Моделирование и расчет теплообмена одно- и двухфазных систем в трубчатых аппаратах (применительно к процессам термической переработки измельченного твердого топлива): Дисс. Д-ра технических наук. – Саратов: СПИ, 1988.
3. Хоффман Е. Энерготехнологическое использование угля. - М.: «Энергоатомиздат», 1983. – 328 с.
4. Новый способ получения синтез-газа из угля. // [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.avais.com/news/2003/01/05/43118.htm>.
5. Новые научно-технические разработки ГУП НПО «Гидротрубопровод». // [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.eprussia.ru/epr/45/3046.htm>.

6. Перспективы и стратегические инициативы развития топливно-энергетического комплекса. // [Электронный ресурс] / Режим доступа: [http://www.minenergo.gov.ru/activity/energostrategy/ch\\_6.php#l3](http://www.minenergo.gov.ru/activity/energostrategy/ch_6.php#l3).

### Новое универсальное регулируемое дроссельное устройство

Долгов С.В., Кулеш Р.Н., Половников В.Ю., Мясоедов С.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Практически все сферы промышленности сталкиваются с необходимостью перемещения жидкостей или газов по трубам. Сложность и большая протяженность сетей становятся серьезной проблемой для регулирования расхода рабочей среды, используя разного рода устройства. Для быстрой и качественной наладки сети без разгерметизации системы используются регулируемые дроссельные шайбы [1].

Регулируемая дроссельная шайба имеет корпус с проходным овальным отверстием, регулировочный болт, сальниковый болт. Регулирование расхода жидких и/или газообразных сред осуществляется путем установки корпуса – 1 регулируемой дроссельной шайбы во фланцевое соединение систем трубопроводов. Расход среды изменяется путем изменения площади сечения овального отверстия – 2 за счет осуществления радиальных перемещений регулировочным болтом – 3. Сальниковый болт – 4 подтягивается в процессе регулировки, тем самым уплотняя сальниковую набивку – 5 и обеспечивая герметичность резьбовых соединений.[1] Регулирование среды посредством регулировочного болта и фиксация его с помощью сальникового болта осуществляется рожковым ключом, что делает шайбу простой в эксплуатации. Конструкция регулируемой дроссельной шайбы приведена на рисунке 1.

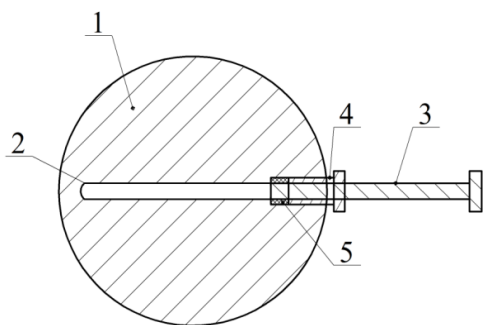


Рис. 1. Схема дроссельной шайбы: 1–корпус, 2–овальное отверстие, 3–регулирующий болт, 4–сальниковый болт, 5–сальниковая набивка

Для исследования характеристик регулируемой дроссельной шайбы разработан лабораторный стенд [1] (рисунок 2). Стенд имеет простую конструкцию, основными элементами являются: пьезометры 1а – 1е, две трубы – 2 с внутренним диаметром 50 мм и длиной 0,5 м, дроссельная шайба – 3, имеющая овальное отверстие, расходомер 6 и циркуляционный насос 7.

Опыты по определению коэффициентов гидравлического сопротивления производились пятикратно в одинаковых условиях во избежание случайной погрешности. Измерение разности высот столбов жидкости в пьезометрических трубках 1а и 1б производилось с систематической погрешностью 1 – 4 %, оцениваемой по методике [3]. Расход жидкости измерялся крыльчатый водомером, имеющим относительную погрешность ± 2 %.

Для расчета гидравлического сопротивления  $\xi$  использовалась формула [2]:

$$\xi = \frac{g\Delta h}{v^2/2} \quad (1)$$

где  $g$  – ускорение свободного падения (принимая равным 9,8), м/с<sup>2</sup>;  $\Delta h$  – разность высот столбов жидкости, м;  $v$  – скорость в трубе, м/с.

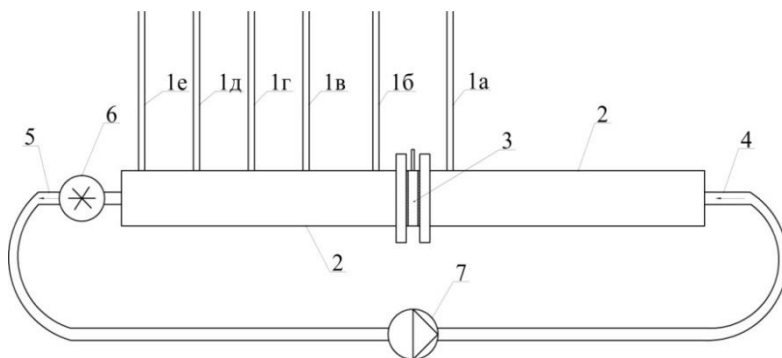


Рис. 2. Схема лабораторного стенда: 1а...1е – пьезометры, 2 – труба, 3 – регулируемая дроссельная шайба, 4 – входной патрубок, 5 – выходной патрубок, 6 – расходомер, 7 – циркуляционный насос.

Результаты экспериментальных исследований гидравлического сопротивления регулируемой дроссельной шайбы приведены на рисунке 3 – 5, где показано зависимость коэффициента гидравлического сопротивления шайбы  $\xi$  от площади сечения овального отверстия в шайбе.

При анализе полученных результатов исследований был рассчитан доверительный интервал, который составил от  $\pm 1$  до  $\pm 4$  %. Диапазон изменений коэффициента гидравлического сопротивления  $\xi$  составил от 171 до 24424.

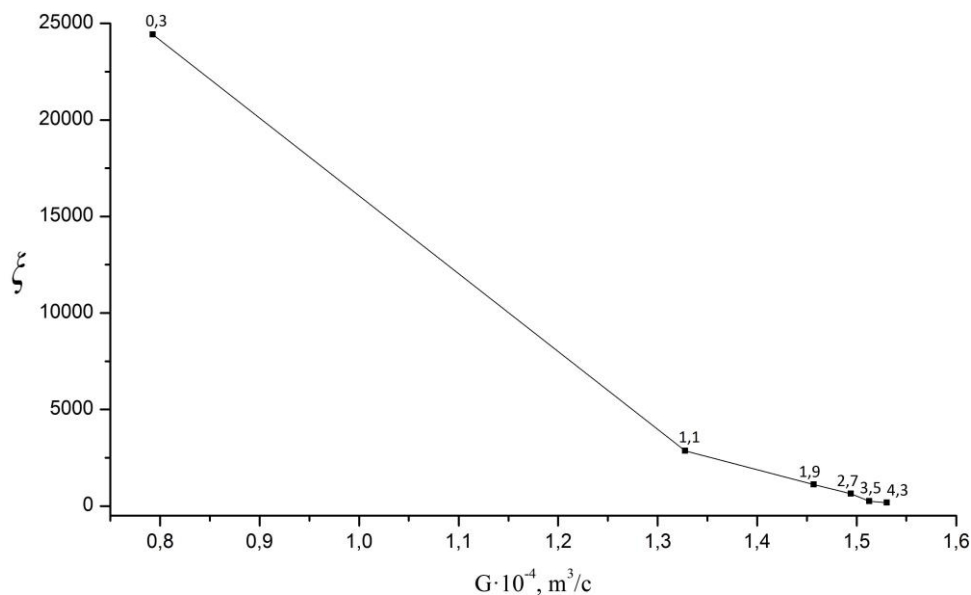


Рис. 3. Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления шайбы  $\xi$  от площади сечения овального отверстия в шайбе в эксперименте 1.

В первом эксперименте изменение скорости составило от 0,07635 до 0,06766 м/с при сужении сечения овального отверстия регулируемой шайбы.

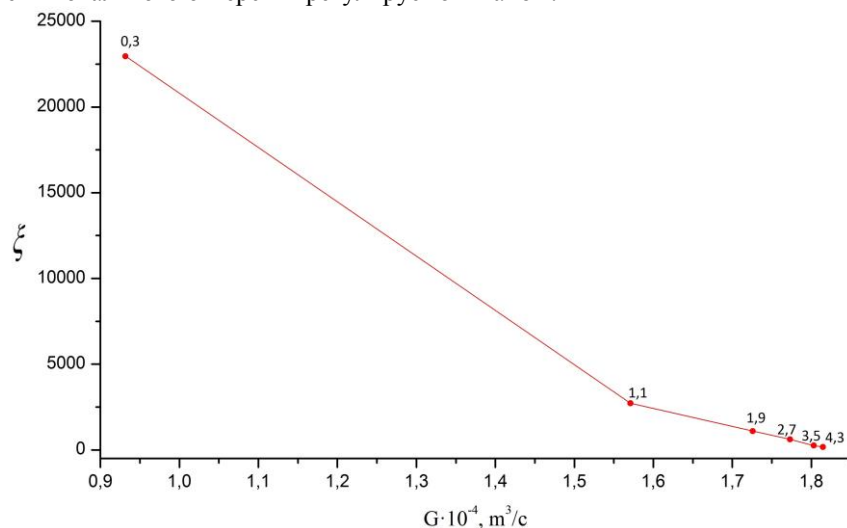


Рис. 4. Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления шайбы  $\xi$  от площади сечения овального отверстия в шайбе в эксперименте 2.

Во втором эксперименте изменение скорости составило от 0,09248 до 0,08038 м/с при сужении сечения овального отверстия регулируемой шайбы.

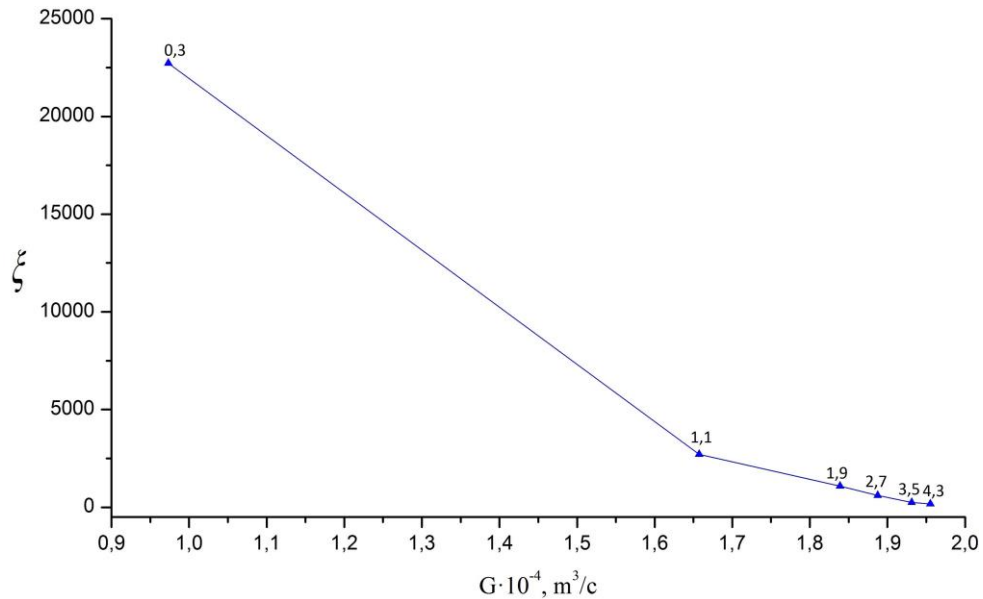


Рис. 5. Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления шайбы  $\xi$  от площади сечения овального отверстия в шайбе в эксперименте 3.

В третьем эксперименте изменение скорости составило от 0,09841 до 0,08452 м/с при сужении сечения овального отверстия регулируемой шайбы.

Простота и дешевизна изготовления и составляющих компонентов устройства делает его перспективным в области регулирования расхода жидкостей или газов в различных системах.

#### Список литературы:

1. С. В. Долгов, Р. Н. Кулеш, В. Ю. Половников, С. Е. Шальгин. Универсальное дроссельное устройство / С. В. Долгов // Известия Томского политехнического университета. - 2013. - Т. 323, № 4.: Энергетика. – 37-40 с.
2. Идельчик И. Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям. – М.: Машиностроение, 1975. — 559 с.
3. 3 Кравчик Н. С. Методы обработки результатов измерений и оценок погрешностей в учебном лабораторном практикуме: учебное пособие / Н. С. Кравченко, О. Г. Ревинская; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 86 с.

УДК 66.023

#### Метод расчета эффективности охлаждения воды в противоточных градирнях

Назаров А.Н.\*, Лаптева Е.А.\*\*

\* ФКП «Казанский государственный казённый пороховой завод», г. Казань, Россия

\*\* ФГБОУ ВПО Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

Рассмотрим процесс охлаждения воды в градирне на элементах насадок (блоков оросителей), выполненных в виде цилиндрических каналов из сеток или гофротруб. Вода после распыла форсунками попадает на блоки с насадками и стекает вниз преимущественно в виде волновой пленки. Известно, что основное охлаждение воды происходит именно в этой области градирни.

Представим насадочный слой в вертикальном направлении движения газового потока в виде совокупности параллельных эквивалентных каналов, с учетом взаимодействия фаз (переноса тепла и массы водяного пара) в форме объемных источников массы. Запишем систему уравнений тепло- и массопереноса в эквивалентном канале для воздуха в цилиндрических координатах (турбулентный режим):

$$W_r(r) \frac{\partial C_r}{\partial x} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[ r (D_r + D) (r) \frac{\partial C_r}{\partial r} \right] - R_{cv}, \quad (1)$$



$$W_r(r) \frac{\partial T_r}{\partial x} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[ r(a_T + a)_{\text{ж}}(r) \frac{\partial T_r}{\partial r} \right] - R_{\text{TV}}, \quad (2)$$

где  $W_r$  - скорость газа, м/с;  $D_T, D$  и  $a_T, a$  - коэффициенты молекулярного и турбулентного переноса массы и тепла м<sup>2</sup>/с;  $C_r$  - концентрация пара (влажность);  $r$  - радиальная координата, м;  $X$  - вертикальная координата, м;  $R_{\text{TV}}$  - объемный источник тепла;  $R_{\text{CV}}$  - объемный источник массы;  $T_r$  - температура воздуха.

Без использования источников членов решение системы уравнений (1), (2) возможно с записью граничных условий четвертого рода. Однако, это не учитывает характеристики насадок и дает значительные трудности при численном решении.

В правой части уравнений объемные источники массы и тепла, которые определяют переход массы и тепла из одной фазы в другую в единице объема слоя

$$R_{\text{CV}} = \frac{dM}{dV}; \quad R_{\text{TV}} = \frac{dQ}{dV}, \quad (3)$$

$$dM = \beta_{\text{vx}} (C_{\text{гр}} - C) \rho_r dV, \quad (4)$$

$$dQ = \beta_v (H_{\text{гр}} - H) dV, \quad (5)$$

где  $dM/dV$  - поток массы водяного пара в единице объема;  $dQ/dV$  - поток тепла в единице объема;  $\beta_{\text{vx}}$  - объемный коэффициент массоотдачи в газовой фазе, с<sup>-1</sup>;  $\beta_v$  - объемный коэффициент переноса, кг/(м<sup>3</sup> с);  $H$  - энтальпия.

Для определения коэффициентов переноса можно использовать математическую модель [1] или обобщения экспериментальных исследований.

Решение уравнений (1), (2) с источниками (3)-(5) должно удовлетворять условиям теплового и материального балансов

$$Q = G(H_k - H_n); \quad M = G(C_k - C_n) \quad (6)$$

где  $G$  - массовый расход воздуха, кг/с; индексы «н»- начальное; «к»- конечное значение.

Для определения средних коэффициентов турбулентного обмена в ядре потока в насадочном слое примем  $v_T \approx D_T \approx a_T$ , а  $v_T$  найдем по формуле [2]

$$v_T = 3,87 v_r \sqrt{\xi_{\text{оп}} \text{Re}_r}, \quad (7)$$

где  $\xi_{\text{оп}} = f(\text{Re}_r)$  коэффициент гидравлического сопротивления насадки, находится, как правило, экспериментально;  $V_r$  - коэффициент кинематической вязкости газ, м<sup>2</sup>/с.

Профиль скорости газового потока в эквивалентном канале принимается логарифмическим и имеет вид как для шероховатого канала. Это допущение основано на гипотезе П. Капицы в представлении волн при пленочном течении в виде элементов шероховатости. Тогда для второго предельного режима проявления шероховатости запишем известное выражение

$$\frac{W(r)}{u_{*r}} = 5,75 \lg \frac{r}{k} + 8,48, \quad (8)$$

где  $k$  - высота выступов шероховатости волн, м;  $ku_{*r}/v_r > 60$ ;  $u_{*r}$  - динамическая скорость на поверхности раздела фаз, м/с.

Значение  $u_{*r}$  при противотоке пленки с газом в цилиндрическом канале можно вычислить из уравнения баланса сил при известном коэффициенте гидравлического сопротивления  $\xi_{\text{оп}}$  эквивалентного канала

$$u_{*r} = W_{\text{cp}} \sqrt{\xi_{\text{оп}} / 8}, \quad (9)$$

где  $W_{\text{cp}}$  - средняя скорость газа в канале, м/с;

Таким образом, система уравнений (1), (2) при использовании условия равновесия  $C_r^* = f(C_{\text{ж}})$ , является замкнутой и при назначенных граничных условиях решается численными

методами (например, методом прогонки). Результатом решения являются профили концентраций в газовой и жидкой фазах, что дает возможность вычислить эффективность теплопередачи (охлаждения воды).

В частном случае, если основное сопротивление тепло- и массопередачи сосредоточено в газовой фазе (что имеет место при охлаждении воды воздухом) и число Пекле  $Pe \gg 1$ , то задача расчета эффективности значительно упрощается и решение уравнения (2) имеет вид

$$\eta_g = \frac{T_k - T_n}{T_k - T^*} = 1 - \exp(-N_g) = 1 - \exp\left(-\frac{\beta_g F}{V_g}\right) \quad (10)$$

где  $N$  – число единиц переноса;  $\beta_g$  – коэффициент массоотдачи в газовой фазе, который в данном случае будет равен коэффициенту массопередачи, м/с;  $F$  – поверхность контакта фаз, м<sup>2</sup>;  $V_g$  – объемный расход газа, м<sup>3</sup>/с;  $T^*$  – температура мокрого термометра.

#### КПД градирни

При известном значении эффективности теплообмена по воздуху (10) КПД охлаждения воды  $\eta_{ж}$  можно вычислить из приближенного соотношения

$$\frac{1}{\eta_g} - 1 \approx \left(\frac{1}{\eta_{ж}} - 1\right) \frac{L}{G} \frac{c_{рж}}{c_{рг}} \quad (11)$$

где  $L, G$  – массовые расходы жидкой и фазовой фаз, кг/с;  $C_p$  – удельная теплоемкость Дж/(кг С.)

Отсюда получим

$$\eta_{ж} = \left[1 + \left(\frac{1}{\eta_g} - 1\right) \frac{L}{G} \frac{c_{рж}}{c_{ж}}\right]^{-1} \quad (12)$$

По приведенным уравнениям выполнены расчеты промышленной градирни СК-400 и получено удовлетворительное согласование с промышленными данными.

#### Список литературы:

1. Лаптев А.Г. Модели пограничного слоя и расчет тепломассообменных процессов. – Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 2007. – 500 с.
2. Лаптев А.Г., Фарахов Т.М., Дударовская О.Г. Модели турбулентной вязкости и перемешивания в каналах и насадочных проточных смесителях. 2013. ЖПХ Т. 86. № 7. С. 1112.

#### Определение эффективности применения тепловых насосов на обратной сетевой воде ТЭЦ

*Хорошун Д.А., Николаев Ю.Е.*

*Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.,*

*г. Саратов, Россия*

Продолжающийся процесс реконструкции старых и строительства новых жилых, общественных и административных зданий требует развития инженерной инфраструктуры городов, в том числе и систем теплоснабжения. Однако в условиях плотной застройки существующих кварталов наращивание мощностей централизованных систем теплоснабжения представляет значительные трудности. Это связано с различными ограничениями на возможности расширения источников, увеличения пропускной способности тепловых сетей, присоединения новых потребителей. Важным ограничивающим фактором является дефицит финансовых ресурсов муниципальных образований.

В этих условиях существующие системы теплоснабжения часто поддерживаются в работоспособном состоянии за счет проведения ремонтов оборудования и перекладки поврежденных участков сетей. При этом сохраняется старая технологическая база производства электрической и тепловой энергии, их транспорта и потребления, что приводит к консервации показателей тепловой экономичности. Вследствии роста цен на топливно-энергетические ресурсы тарифы на электрическую и тепловую энергию, производимые такими системами, увеличиваются.

В последние 10-15 лет в европейской части страны при наличии дешевого природного газа теплоснабжение новых жилых районов производится за счет строительства мелких котельных с отечественным и импортным оборудованием, что приводит к сокращению выработки

электроэнергии на базе теплового потребления, уменьшению экономии топлива от теплофикации, увеличению загазованности городов [1]. Одним из путей совершенствования систем теплофикации городов является применение комбинированных схем, включающих ТЭЦ и теплонасосные станции (ТНС), использующие теплоту обратной сетевой воды ТЭЦ. Схема такой системы теплоснабжения представлена на **рис.1**.

Для теплоснабжения группы зданий, которые не могут быть подключены к существующим тепловым сетям, сооружаются ТНС с тепловым насосом (ТНУ) и пиковым котлом (ПК). Часть обратной сетевой воды забирается насосом 11 и подается в испаритель ТНУ, где охлаждается. Сетевая вода местной системы теплоснабжения нагревается в конденсаторе ТНУ, ПК и отводится потребителям. Отпуск теплоты от ТНС осуществляется в отопительный период времени. Покрытие нагрузки горячего водоснабжения летом, когда расход сетевой воды ТЭЦ значительно сокращается, осуществляется включением подогревателя горячего водоснабжения 17, что обеспечивает дополнительную тепловую нагрузку ТЭЦ.

К достоинствам рассматриваемой схемы следует отнести следующее: - подключение дополнительных потребителей без нарушения гидравлического режима теплосети, - снижение температуры обратной сетевой воды, что приводит к увеличению тепловой нагрузки сетевых подогревателей ТЭЦ и дополнительной выработки электроэнергии на тепловом потреблении, - уменьшение количества сжигаемого топлива для теплоснабжения новых зданий, - повышение надежности теплоснабжения новых потребителей в результате установки ТНУ и ПК.

Недостатками схемы являются:

- увеличение расхода топлива на ТЭЦ в связи с дополнительной выработкой электроэнергии, - необходимость подачи электроэнергии на привод компрессора ТНУ.

Оценку эффективности комбинированной схемы (рис. 1.) рассмотрим на примере теплоснабжения нового микрорайона города с тепловой нагрузкой 5 МВт. Доля нагрузки, обеспечиваемой ТНУ, изменялась в пределах 0,16-0,6, температурные графики сети ТЭЦ – 150/70<sup>0</sup>С, местной системы ТНС – 95/70<sup>0</sup>С, охлаждение сетевой воды в испарителе ТНУ - 15<sup>0</sup>С, конечные температурные напоры в испарителе и конденсаторе - 3<sup>0</sup>С, место расположения системы – Восточная Сибирь. В качестве рабочего тела ТНУ использован озонобезопасный хладагент R134a. Расчетная тепловая нагрузка ТЭЦ с турбинами Т-110/120-130 принята 600 МВт. В качестве пикового источника ТНС принята электрокотельная. Расчеты количественных показателей ТНС и ТЭЦ при доле обеспечения нагрузки ТНУ равной 0,4 в зависимости от температуры наружного воздуха и в годовом периоде приведены в табл. 1,2. Как видно из таблиц, коэффициент преобразования ТНУ в результате высокой температуры обратной сетевой воды (37-70<sup>0</sup>С) изменяется в пределах 4.4-8,5, а прирост выработки электрической энергии ТЭЦ в 1,9 раза превышает потребляемую мощность компрессора ТНУ.

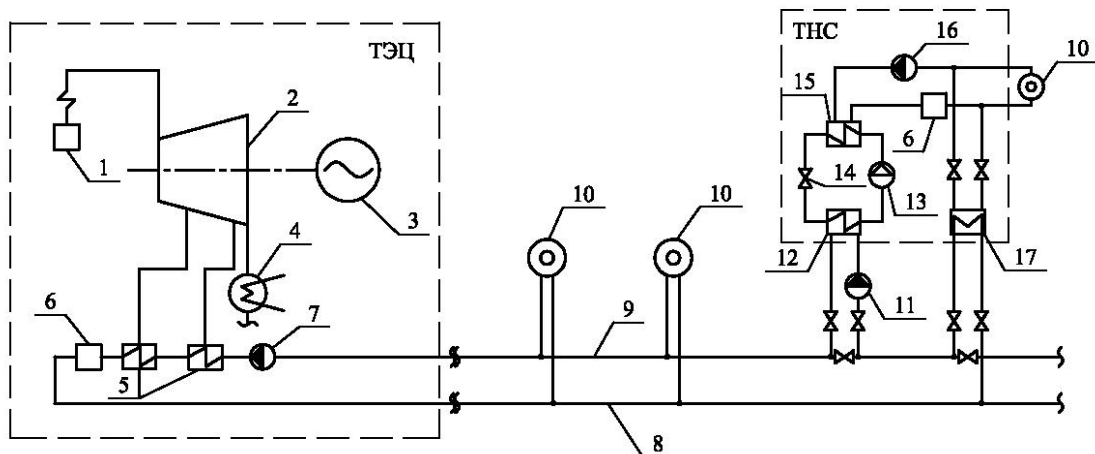


**Рис.1.** Схема комбинированной системы централизованного теплоснабжения.

1 – энергетический котел; 2 – паровая турбина; 3 – электрогенератор; 4 – конденсатор; 5 – сетевые подогреватели; 6 – пиковый котел; 7,16 – сетевые насосы; 8,9 – магистрали подающей и обратной сетевой воды; 10 – потребитель; 11 – насос; 12 – испаритель; 13 – компрессор; 14 – вентиль; 15 – конденсатор; 17 – подогреватель горячего водоснабжения.

**Таблица 1.** Количественные показатели ТНС в зависимости от температуры наружного воздуха

| Температура наружного воздуха, °С | Тепловая мощность ТНУ, МВт | Коэффициент преобразования ТНУ | Температура обратной сетевой воды от ТЭЦ | Мощность компрессора ТНУ, кВт | Нагрузка ПК, МВт |
|-----------------------------------|----------------------------|--------------------------------|------------------------------------------|-------------------------------|------------------|
| -45                               | 2                          | 8,5                            | 70                                       | 0,24                          | 3                |
| -15                               | 2                          | 7,1                            | 46                                       | 0,28                          | 2,1              |
| -10                               | 2                          | 5,8                            | 41                                       | 0,34                          | 1,4              |
| 8                                 | 2                          | 4,4                            | 37                                       | 0,45                          | 0,1              |
| 20                                | 0,82                       | 4,4                            | 37                                       | 0,45                          | 0                |

**Таблица 2.** Годовые показатели ТНС и ТЭЦ при совместной работе

| Отпуск теплоты от ТНУ, МВт ч/год | Отпуск теплоты от ПК, МВт ч/год | Расход электроэнергии на привод компрессора, МВт ч/год | Прирост выработки электроэнергии на ТЭЦ, МВт ч/год | Прирост расхода топлива на ТЭЦ, т у.т./год | Расход электроэнергии на ПК, МВт ч/год |
|----------------------------------|---------------------------------|--------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|--------------------------------------------|----------------------------------------|
| 14144                            | 8265,6                          | 2736,8                                                 | 5235,4                                             | 1467                                       | 8521,6                                 |

Расчет экономической эффективности схемы выполнен по методике [2]. Интегральный эффект рассчитан по выражению, руб:

$$\mathcal{E}_{\text{итт}} = \sum_{t=0}^T (c_{\text{э}}^{\text{ТЭЦ}} \Delta \mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}^{\Gamma} + c_{\text{q}} Q_{\text{ТНС}}^{\Gamma} - c_{\text{т}}^{\text{ТЭЦ}} \Delta B_{\text{ТЭЦ}}^{\Gamma} - c_{\text{э}}^{\text{зоп}} \mathcal{E}_{\text{ком}} - \mathcal{E}_{\text{ПК}}^{\Gamma} - p_{\text{ТНС}} K_{\text{ТНС}})(1+E)^{-t} - K_{\text{ТНС}} \quad (1)$$

где  $c_{\text{э}}^{\text{ТЭЦ}}$ ,  $c_{\text{э}}^{\text{зоп}}$  - тарифы на электроэнергию, отпускаемую от ТЭЦ и в городе, используемую для работы ТНС, руб./кВт ч;  $\Delta \mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}^{\Gamma}$  - дополнительная выработка электроэнергии на ТЭЦ, кВт ч/год;  $c_{\text{q}}$  - тариф на тепловую энергию, отпускаемую ТНС, руб./ГДж;  $Q_{\text{ТНС}}^{\Gamma}$  - годовой отпуск теплоты ТНС, ГДж/год;  $\Delta B_{\text{ТЭЦ}}^{\Gamma}$  - увеличение расхода топлива энергетическими котлами ТЭЦ, кг у.т./год;  $c_{\text{т}}^{\text{ТЭЦ}}$  - стоимость топлива, сжигаемого на ТЭЦ, руб./кг. у.т.;  $\mathcal{E}_{\text{ком}}$  - годовой расход электроэнергии на привод компрессора ТНУ, кВт ч/год;  $\mathcal{E}_{\text{ПК}}^{\Gamma}$  - годовой расход электроэнергии пиковым котлом ТНС, кг.у.т./год;  $p_{\text{ТНС}}$  - коэффициент, учитывающий отчисления от капиталовложений на ремонт, амортизацию и обслуживание ТНС, 1/год;  $K_{\text{ТНС}}$  - капиталовложения в ТНС, руб.;  $E$  - норма дисконта;  $T$  - срок службы ТНС, лет.

Годовые количественные показатели определены по следующим зависимостям:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}^{\Gamma} = \sum_{i=1}^n \Delta N_i \tau_i \quad (2)$$

$$\Delta B_{\text{ТЭЦ}}^{\Gamma} = \sum_{i=1}^n \xi \frac{Q_{\text{ox},i} q_{1,i} (1 + \gamma_{\text{рег}})}{Q_{\text{н}}^p \eta_{\text{к}} \eta_{\text{сн}} q_{\text{сн},i}} \tau_i \quad (3)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ком}} = \sum_{i=1}^n \frac{Q_{\text{кн},i}}{\varphi_{\text{мф},i}} \tau_i \quad (4)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ПК}}^{\Gamma} = \sum_{i=1}^n \frac{Q_{\text{ПК},i}}{\eta_{\text{ПК}}} \tau_i \quad (5)$$

где  $\Delta N_i$  - прирост электрической мощности ТЭЦ на  $i$  - режиме, кВт;  $\tau_i$  - продолжительность  $i$  - режима, ч/год;  $\xi$  - коэффициент, учитывающий изменение потерь теплоты в обратной магистрали;  $Q_{\text{ox},i}$ ,  $Q_{\text{кн},i}$  - теплота, переданная в испарителе и отведенная в конденсаторе ТНУ, кВт;  $q_{1,i}$  - подведенная теплота в энергетическом котле, кДж/кг;  $\gamma_{\text{рег}}$  - коэффициент, учитывающий

изменение расхода пара в регенеративные отборы;  $Q_n^p$  - теплота сгорания условного топлива, кДж/кг у.т.;  $\eta_k$ ,  $\eta_{пк}$ ,  $\eta_{сп}$  – КПД энергетического, пикового котлов и сетевого подогревателя;  $\phi_{тну, i}$  – коэффициент преобразования ТНУ;  $Q_{пк, i}$  - тепловая нагрузка пикового котла, кВт.

Результаты расчетов  $\mathcal{E}_{ин}$  от доли тепловой нагрузки, обеспечиваемой ТНУ, и срока окупаемости ТНС показаны на рис. 2, 3. Здесь принято отношение  $C_3^{ТЭЦ}=1,5$  руб./кВт ч;  $C_3^{зоп}=0,82$  руб./кВт ч;  $C_q=215$  руб./ГДж;  $\xi=1,02$ ;  $\gamma_{рег}=0,18$ ;  $\eta_k=0,92$ ;  $\eta_{сп}=0,99$ ;  $\eta_{пк}=0,97$ ;  $C_T=1,5$  руб./ кг у.т.; удельная стоимость ТНС принята 4300 руб./кВт при удельной стоимости ТНУ-7000 руб./кВт и ПК- 2500 р/кВт.

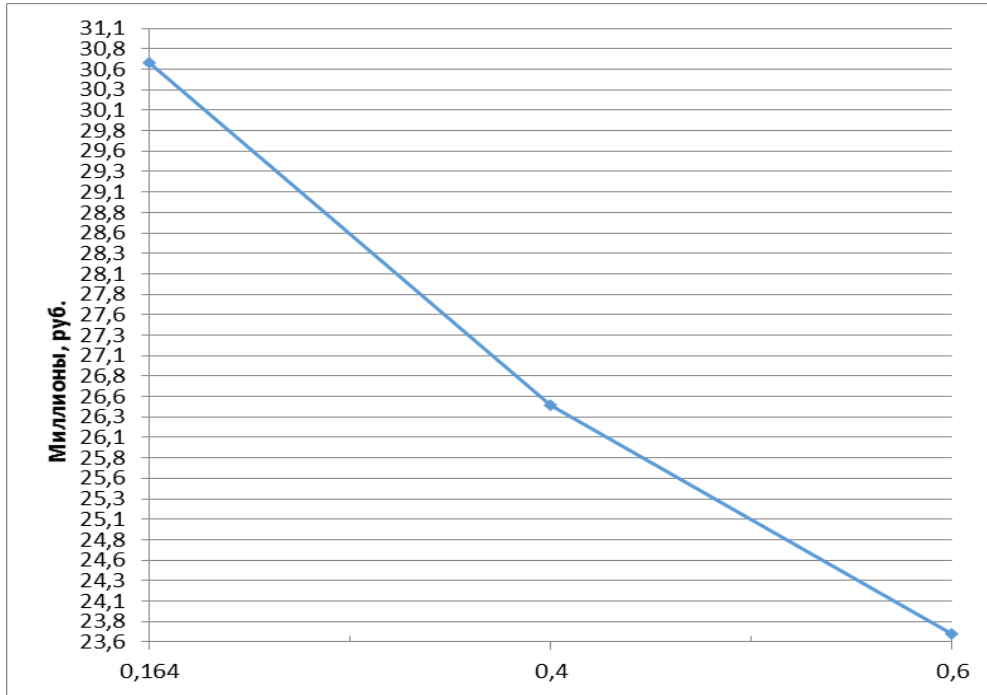


Рис. 2 Зависимость интегрального эффекта от доли тепловой нагрузки, обеспечиваемой ТНУ

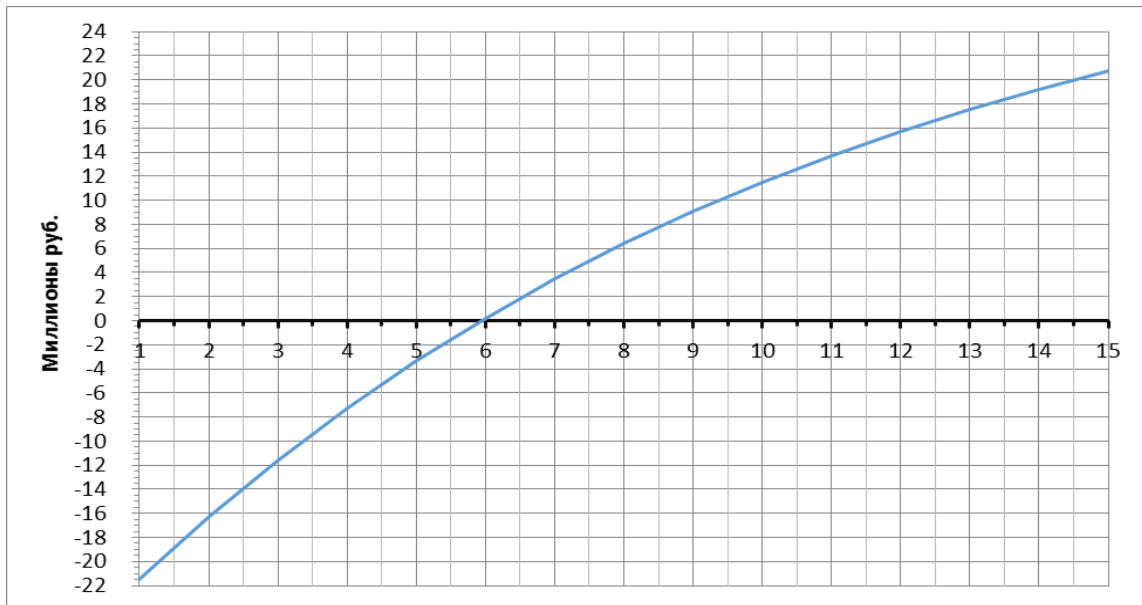


Рис. 3 Зависимость интегрального эффекта от времени

По результатам расчетов следует сделать следующие выводы.

1. Для присоединения новых потребителей к существующим системам теплоснабжения предложено использование теплонасосных станций, использующих в качестве низкопотенциального источника тепла обратную сетевую воду ТЭЦ.
2. Наибольший экономический эффект получается при использовании ТНС, обеспечивающей нагрузку горячего водоснабжения микрорайона (доля тепловой нагрузки ТНС 0,16).
3. Срок окупаемости установки составляет 6 лет. Необходимо проведение дополнительных исследований с учетом динамики изменения цен на энергоносители и оборудование.

#### Список литературы:

1. Ротов П.В., Шарапов В.И. Регулирование нагрузки городских теплофикационных систем. – Ульяновск: УлГТУ, 2009. – 309 с.
2. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. – М.: Информэнерго, 1994. – 80 с.

#### Тепловая и экономическая эффективность когенерационных установок для систем ЖКХ

Николаев Ю.Е., Вдовенко И.А., Дубинин А.Б.\*

Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.,  
г. Саратов, Россия

\*Энергомашпроект г. Москва, Россия

Одним из важных направлений повышения энергоэффективности коммунальных систем электро- и теплоснабжения городов и поселков является внедрение когенерационных установок (КГУ) на базе газотурбинных (ГТУ) и газопоршневых (ГПД) двигателей. Применение этих установок для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии обеспечивает высокую экономичность и надежность энергоснабжения. На приоритетное использование КГУ в системах теплоснабжения указано в ФЗ “О теплоснабжении”.

Наибольшую эффективность от применения КГУ можно получить при выборе оптимальных характеристик и режимов эксплуатации. Максимальная экономия топлива от когенерации достигается по аналогии с традиционными паротурбинными установками при работе по тепловому графику нагрузки. В этом случае выработка электрической энергии будет преимущественно на тепловом потреблении, недостаток или избыток электроэнергии необходимый потребителю должен быть компенсирован энергосистемой. Совместная работа КГУ с энергосистемой усложняет ее эксплуатацию, за подключение к распределительным электросетям взимается дополнительная плата. Поэтому многие строящиеся в РФ КГУ ориентированы на покрытие выделенной электрической нагрузки потребителя (предприятие, торговый комплекс, больница, университетский городок, микрорайон и т.д.), что обуславливает эксплуатацию по электрическому графику нагрузки. Несоответствие электрического и теплового графика нагрузки потребителя приводит к необходимости, особенно в летний период, выпуска части продуктов сгорания после двигателя без утилизации, снижая энергетическую эффективность установки. Эффективность эксплуатации КГУ в значительной мере зависит от принятого на стадии проектирования коэффициента теплофикации.

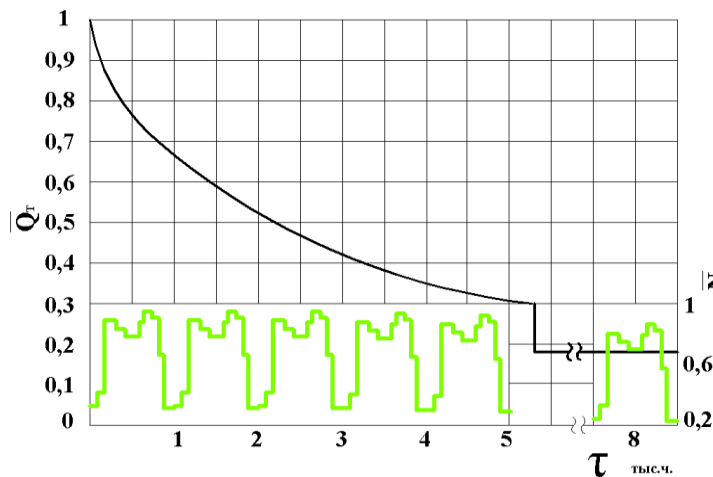
В работе исследуется изменение экономического эффекта КГУ от расчетного коэффициента теплофикации при эксплуатации ГТУ и ГПД по электрическому и тепловому графикам нагрузки. В качестве критерия эффективности примем экономию дисконтированных затрат в КГУ по сравнению с альтернативной схемой энергоснабжения, включающую котельную и электроэнергетическую систему, руб.

$$\Delta Z_0 = \sum_{t=1}^T (C_{\varepsilon} \varepsilon + C_m \frac{Q_{k2y}}{Q_n^p \eta_k} + p_k k_k Q_{k2y} - C_m \frac{\varepsilon}{Q_n^p \eta_{\varepsilon}} - p_{k2y} k_{k2y} N_{\varepsilon}) (1+E)^{-t} - (k_{k2y} N_{\varepsilon} - k_k Q_{k2y}^p) \quad , \quad (1)$$

где  $C_{\varepsilon}, C_m$  - стоимость электрической энергии и топлива, руб./кВт ч, руб./кг у.т.,  $\varepsilon, Q_{k2y}$  - годовое количество электрической и тепловой энергии, отпущенные КГУ потребителю, кВт ч/год,  $Q_n^p$  - теплота сгорания условного топлива, кДж/кг у.т.,  $\eta_k, \eta_{\varepsilon}$  - КПД котельной и электрический КГУ,

$P_K, P_{K2Y}$  - коэффициенты, учитывающие отчисления на амортизацию, ремонт, обслуживание котельной и КГУ, 1/год,  $k_K, k_{K2Y}$  - удельные капиталовложения в котельную и КГУ, руб./кВт,  $N_{\Sigma}, Q_{K2Y}^P$  - электрическая и тепловая мощности КГУ, кВт,  $E$  - норма дисконта,  $T$  - продолжительность эксплуатации энергоисточника, год.

Для проведения исследования выполнены расчеты тепловых схем КГУ с учетом переменных электрических и тепловых нагрузок. В качестве ГТУ рассмотрены НК-14э, ГТЭ-009м (с регенерацией) и ГПД электрической мощностью 4 МВт. Для обеспечения требуемых тепловых нагрузок при различной электрической мощности включался пиковый котел. В летний период часть продуктов сгорания сбрасывалась в окружающую среду без утилизации. Изменение коэффициента теплофикации на КГУ достигалось за счет варьирования присоединенной тепловой нагрузки потребителей. Расчеты проводились при покрытии годового графика тепловой нагрузки



и суточного графика электрических нагрузок микрорайона города.

Рис. 1 Графики тепловой и электрической нагрузки микрорайона

На рис.1 показан годовой график тепловой нагрузки и суточные графики электропотребления. С ростом расчетной тепловой нагрузки коэффициент теплофикации снижается, увеличивая долю теплоты, вырабатываемую пиковыми котлами в отопительный период, при этом повышается нагрузка горячего водоснабжения в летний период. При некотором значении коэффициента теплофикации величина нагрузки горячего водоснабжения полностью обеспечивается за счет отводимой теплоты от двигателей. Это значение коэффициента теплофикации и будет оптимальным, обеспечивающим наибольший экономический эффект. В расчетах рассмотрены два вида тарифов на электрическую энергию: среднесуточный и дифференцированный по зонам суток.

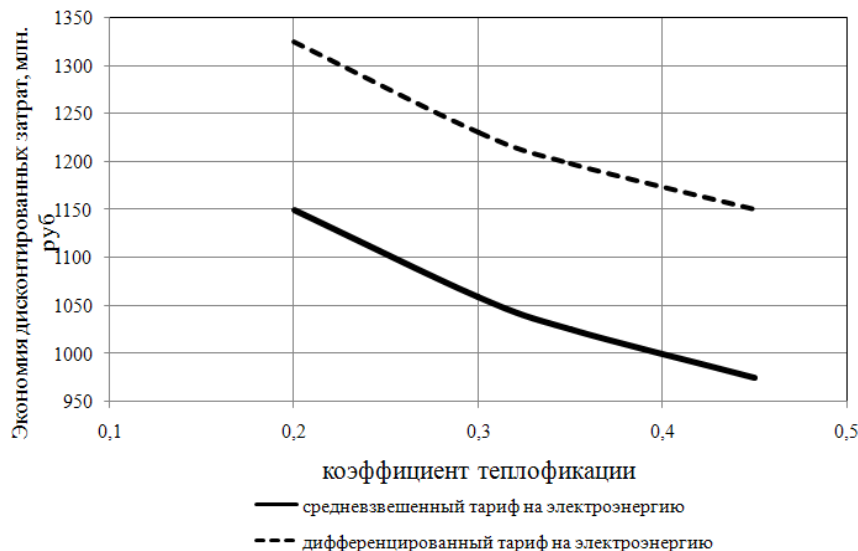


Рис. 2 Изменение экономии затрат от коэффициента теплофикации для КГУ с ГТУ без регенерации (электрический график)

Приняты следующие исходные данные:  $C_9=4,7$  руб./кВт ч (среднесуточный тариф) и  $C_9=5,1$  руб./кВт ч (дневной тариф),  $C_m=4,5$  руб./кг у.т. (природный газ),  $\eta_k=0,93$ ,  $\eta_9=0,32$  (ГТУ без регенерации),  $\eta_9=0,38$  (ГТУ с регенерацией),  $\eta_9=0,4$  (ГПД),  $p_k=0,15$  1/год,  $p_{k2y}=0,2$  1/год,  $k_k=2000$  руб./кВт,  $k_{k2y}=40000-42000$  руб./кВт (ГТУ),  $k_{k2y}=48000$  руб./кВт (ГПД),  $T=15$  лет,  $E=0,1$ , климатические условия Среднего Поволжья, температурный график сети 110/70 °С, система теплоснабжения закрытая. Результаты расчетов  $\Delta Z$  показаны на рис. 2-7.

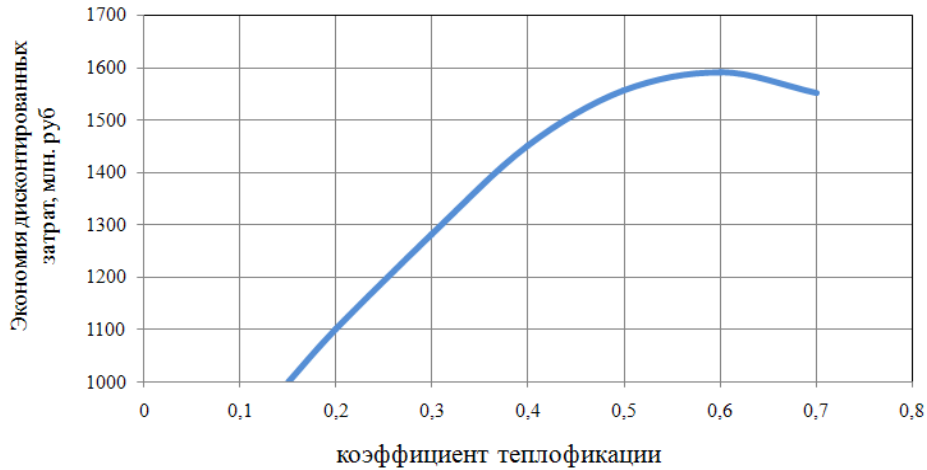


Рис.3 Изменение экономии затрат от коэффициента теплофикации КГУ с ГТУ без регенерации (тепловой график)

Анализируя полученные результаты следует отметить, при использовании КГУ на базе ГТУ без регенерации наибольший эффект достигается при  $\alpha=0,2$  (электрический график) и  $\alpha=0,6$  (тепловой график). Работа КГУ по тепловому графику обеспечивает прирост экономии затрат на 18-28%.

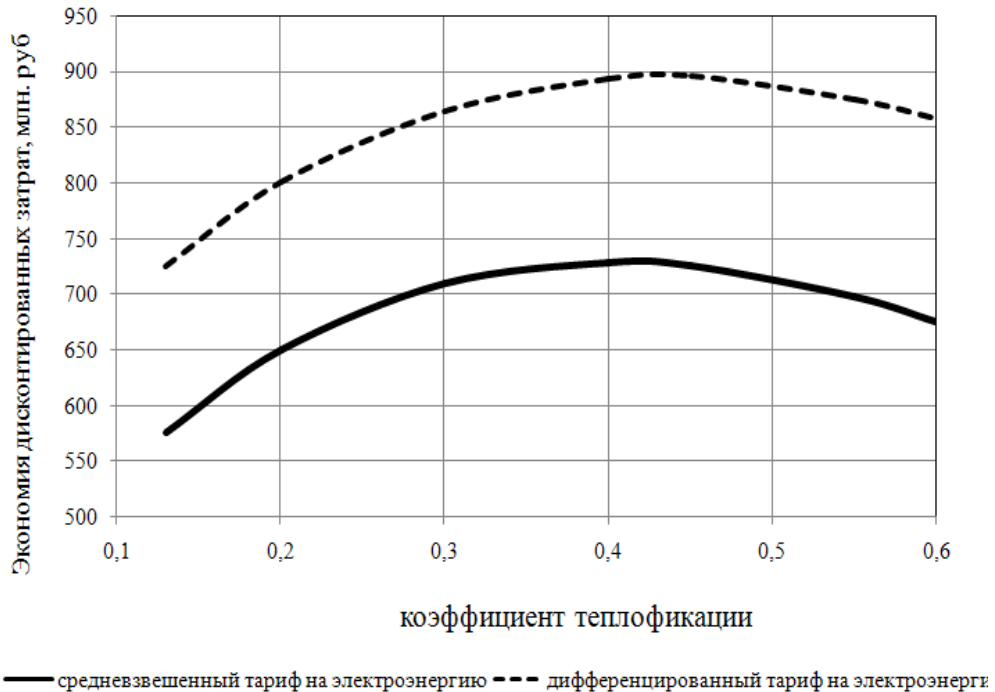




Рис. 4 Изменение экономии затрат от коэффициента теплофикации для КГУ с регенеративной ГТУ (электрический график)

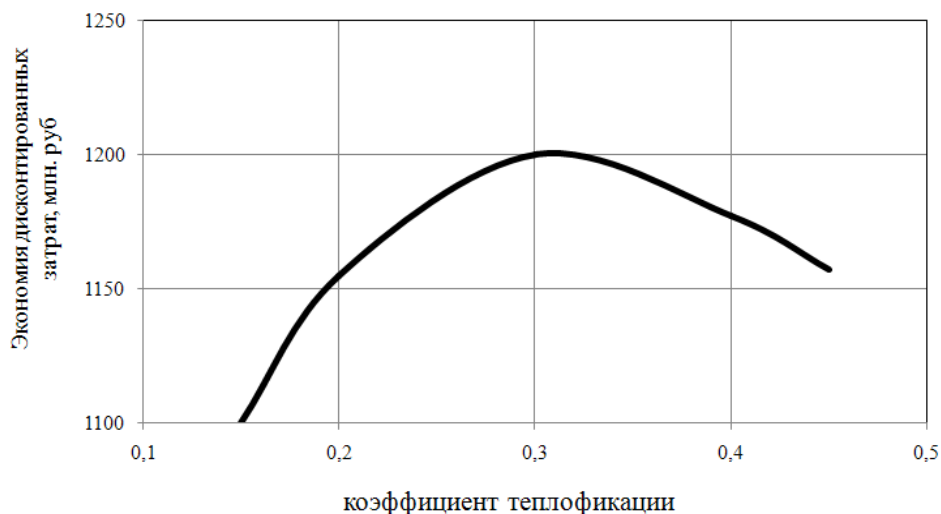


Рис.5 Изменение экономии затрат от коэффициента теплофикации КГУ с регенеративной ГТУ (тепловой график)

Для КГУ с регенеративной ГТУ наибольший эффект получается при  $\alpha=0,3-0,42$ . Эксплуатация КГУ по тепловому графику нагрузки обеспечивает прирост экономического эффекта на 25-40%. Особенностью КГУ с регенерацией является перераспределение потока газов между котлом-утилизатором и регенеративным воздухоподогревателем в зависимости от величины тепловой нагрузки. В зимний период ГТУ эксплуатируется при степени регенерации равном нулю, а в летний период – при максимальном значении равном 0,85.

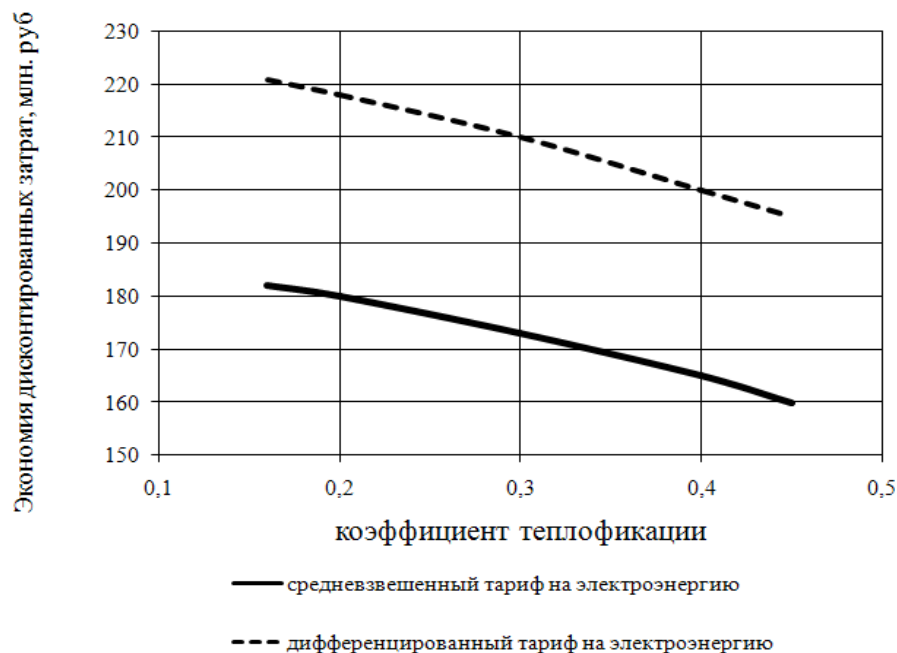


Рис.6 Изменение экономии затрат от коэффициента теплофикации для КГУ с ГПД (электрический график)

Максимальный эффект для КГУ с ГПД получается при  $\alpha=0,2$  (электрический график) и  $\alpha=0,52$  (тепловой график). Прирост экономии затрат при работе по тепловому графику составляет 50-60% по сравнению с электрическим, что объясняется исключением выбросов отводимых от двигателя тепловых потоков без утилизации.

Выработка электроэнергии на всех рассмотренных КГУ только в дневной период приводит к замещению наиболее дорогой электроэнергии из энергосистемы, что обуславливает рост экономического эффекта на 15-20%.

Как показали расчеты увеличение тарифа на электроэнергию приводит к росту экономии дисконтированных затрат при незначительном увеличении оптимальной величины коэффициента теплофикации.

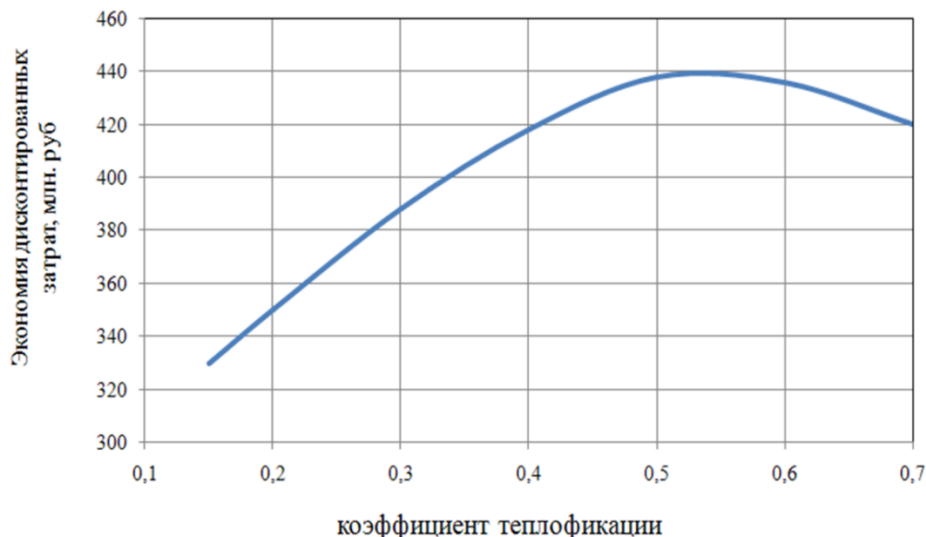


Рис.7 Изменение экономии затрат от коэффициента теплофикации КГУ с ГПД (тепловой график)

Обобщая результаты исследования необходимо констатировать, что работа КГУ по тепловому графику обеспечивает наибольший положительный эффект. В случае необходимости эксплуатации КГУ по электрическому графику максимальный эффект достигается при выработке электрической и тепловой энергии комбинированным способом, что соответствует нагрузке горячего водоснабжения летнего периода. Эксплуатация КГУ с частичной полезной утилизацией отводимой теплоты приводит к снижению экономической эффективности. Наиболее целесообразна работа КГУ в дневной период для замещения наиболее дорогой электрической энергии. Поэтому при проектировании КГУ для работы по электрическому графику нагрузки необходим тщательный экономический анализ суточных и годовых графиков электрической и тепловой нагрузки потребителя с учетом изменения стоимостных показателей установки, тарифов на топливо, электроэнергию.

#### Список литературы:

1. Николаев Ю.Е. Научно-технические проблемы совершенствования теплоснабжающих комплексов городов. Саратов: СГТУ, 2002. 88 с.
2. 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. научн.-практ. конф. СПб.: "К-8", 2012г. С.115-118.

#### Новый прочный, теплоизоляционный материал для энергетики

*Опаренков Ю.В.*

*Томский государственный архитектурно-строительный университет, г. Томск, Россия*

Применение пеностекла в качестве эффективного строительного материала обусловлено его высокими значениями тепло- и звукоизоляционных характеристик. Технологическая гибкость процесса позволяет выпускать пеностекляные материалы в различном виде (щебень, гранулы, плиты, блоки).

Как показано в ряде работ, исходным сырьем являются не только отходы вторичного стеклобоя, но и различные природные и техногенные сырьевые материалы, что позволяет варьировать свойства готового изделия [1–6].

Свойства пеностекла во многом зависят от его макро- и микроструктуры, изменять которую можно путем введения модифицирующих добавок в состав пенообразующей смеси.

Актуальность исследования процессов формирования структуры материала с заданными свойствами обусловлена новыми возможностями получения полифункционального пеностекла, сочетающего, например, тепло- и звукоизоляционные характеристики со способностью поглощать электромагнитное излучение [7]. Одним из важных эксплуатационных свойств пеностекла является повышенная механическая прочность при сохранении относительно низкой плотности, что позволяет применять материал как теплоизоляционно-конструкционный. Создание легких и прочных строительных материалов является постоянной и актуальной темой научных исследований.

В работе рассматриваются вопросы влияния модифицирующей добавки в виде диоксида титана из ильменита (далее титановый концентрат) на физико-механические свойства и макроструктуру готового пеностекла.

Выбор титанового концентрата обусловлен тем, что диоксид титана является универсальным катализатором кристаллизации силикатных стекол.

Данный процесс, как известно, при получении мелкокристаллической структуры способствует значительному повышению прочности стекла. Оксид железа, входящий в состав титанового концентрата, также влияет на кристаллизацию, являясь относительно легкоплавким соединением. Кроме того, диоксид титана относится к тугоплавким компонентам, не растворяющимся при температурах вспенивания (в среднем 850 °C) в силикатном расплаве. Поэтому, вводя в пенообразующую смесь тонкодисперсный порошок титанового концентрата, можно ожидать получения эффекта упрочняющей добавки. Отметим, что при этом размер частиц кристаллической фазы должен находиться на микронном или наноразмерном уровне для того, чтобы не приводить к возрастанию макронапряжений в межпоровой перегородке. Экспериментально установлено, что значительное влияние на прочность готовых образцов оказывает количество добавляемого в пенообразующую смесь диоксида титана. Максимальный эффект упрочнения наблюдается на пеностекле с минимальным содержанием добавки.

Наблюдаемые изменения в макроструктуре образцов подтверждаются не только процентным содержанием пор различных размеров, но и модальностью их распределения по размерам в объеме.

При введении концентрата в больших объемах происходит резкое изменение в структуре аморфной матрицы.

Повышенные механические свойства пеностекла с малыми добавками  $TiO_2$  можно объяснить влиянием концентрата на размер пор и характер их распределения по объему, а также изменением химического состава и структуры аморфной матрицы межпоровой перегородки.

Наряду с механическими свойствами полученных образцов были определены также такие характеристики, как плотность, теплопроводность и водопоглощение.

По экспериментально полученным данным установлено, что введение титанового концентрата оказывает большее влияние на макроструктуру материала и связанную с ней плотность и, соответственно, прочность, между которыми наблюдается линейная зависимость.

Таким образом, установлено положительное влияние малых (до 1 масс. %) добавок титанового концентрата на механические свойства пеностекла, связанное с изменением его макроструктуры за счет полимодального распределения мелких пор, что в свою очередь обусловлено изменением состава аморфной матрицы межпоровой перегородки [8].

#### Список литературы:

1. Низкотемпературный синтез стеклогранулята из шихт на основе кремнеземсодержащих компонентов для получения пеноматериалов О.В. Казьмина, В.И. Верещагин, Б.С. Семухин, А.Н. Абияка // Стекло и керамика. – 2009. – № 10. – С. 5–8.
2. Вспененный теплоизоляционный материал из техногенных продуктов О.В. Суворов, Д.В. Макаров, Н.М. Кулько, И.С. Кожина // Вестник БГТУ. – 2005. – № 10. – С. 280–283.
3. Расширение сырьевой базы для получения пеностеклокристаллических материалов О.В. Казьмина, В.И. Верещагин, А.Н. Абияка // Строительные материалы. – 2009. – № 7. – С. 54–56.
4. Влияние оксидного состава алюмосиликатного расплава на физико-механические свойства пеностекла Д.Р. Дамдинова, А.Д. Цыремпилов, М.М. Зонхийев // Строительные материалы. – 2004. – № 4. – С. 40–41.
5. Конструктивно-теплоизоляционный материал на основе золошлаковых отходов ТЭС О.В. Казьмина, Н.А. Кузнецова // Новые огнеупоры. – 2011. – № 3. – С. 51–52.
6. Вспененные стеклокристаллические теплоизоляционные материалы из природного сырья / Л.К. Казанцева, В.И. Верещагин, Г.И. Овчаренко // Строительные материалы. – 2001. – № 4. – С. 33–34.

7. Полифункциональный пеностеклокристаллический радиоматериал О.В. Казьмина, В.И. Сусяев, Б.С. Семухин, Е.Ю. Коровин // Материалы Международной Крымской конференции «СВЧ-техника и телекоммуникационные технологии»: в 2 т. – Севастополь : Вебер, 2013. – С. 772–773.
8. Влияние малых добавок диоксида титана на физико-механические свойства пеностеклольных материалов / О.В. Казьмина, Б.С. Семухин, А.В. Елистратова, Ю.В. Опаренков // Вестник ТГАСУ – 2014 – № 2 – С. 110-117.

**Применение парового охлаждения лопаток турбины  
для повышения эффективности ГТД-110**

*Пиотух С.М., Веретенников С.В., Баринков С.Н.*

*Рыбинский государственный авиационный технический университет имени П.А. Соловьёва,  
г. Рыбинск, Россия*

Идея использования перегретого водяного пара для охлаждения газовой турбины была выдвинута еще в 60-е годы в ЦКТИ и ЛПИ [1]. Перегретый водяной пар по сравнению с воздухом: обладает лучшими теплофизическими свойствами (более высокие значения теплопроводности и удельной теплоемкости), что позволяет сократить его расход; требует меньших затрат энергии на подготовку, так как повышение давления пара осуществляется в жидкой фазе; позволяет обеспечить более равномерное температурное поле охлаждаемой детали; не требует усложнения конструкции системы охлаждения [1].

Двигатель ГТД-110 предназначен для работы в составе парогазовой установки ПГУ-325 и имеет в настоящее время воздушную систему охлаждения лопаток турбины. В данной статье представлены результаты расчета эффективности охлаждения лопаток первой ступени ГТД-110 при реализации паровой системы охлаждения лопаток первой ступени турбины.

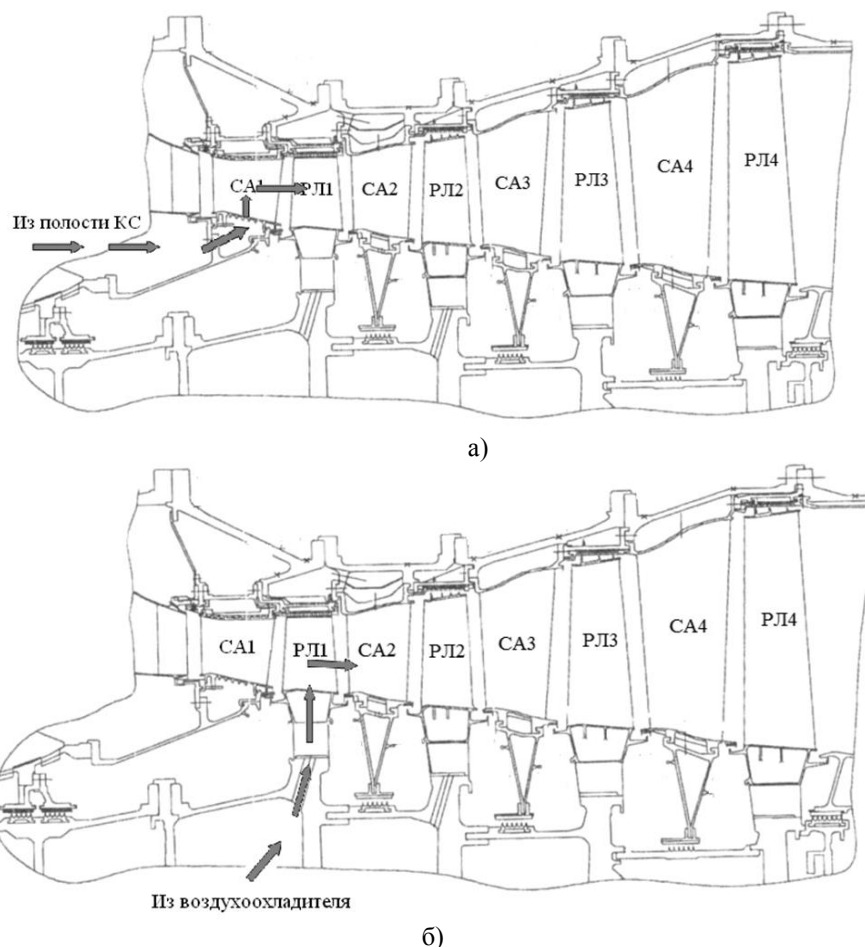


**Рис. 1** Схема воздушного охлаждения лопаток первой ступени ГТД-110: а) рабочая лопатка; б) сопловая лопатка

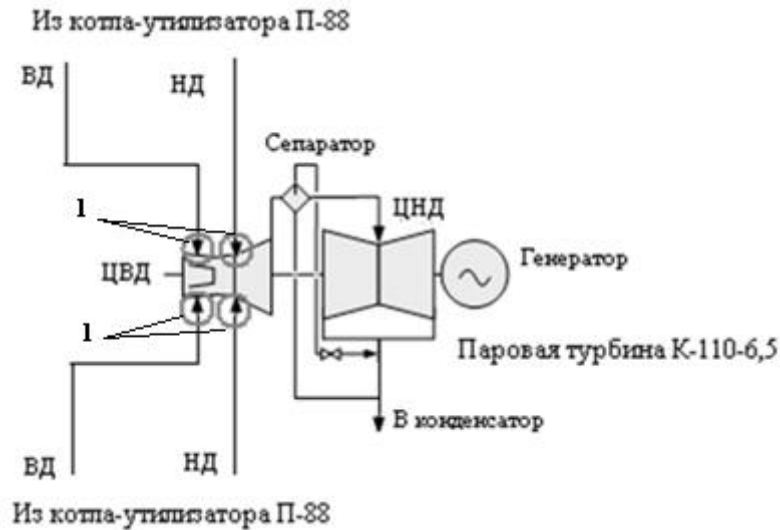


Рис. 2 Схема паросилового цикла ПГУ-325: 1 – места возможного отбора пара

В состав ПГУ-325 входит две установки ГТД-110, два котла-утилизатора П-88 и одна паровая двухцилиндровая конденсационная турбина К-110-6,5. Перегретый водяной пар из каждого котла-утилизатора поступает в цилиндр высокого давления ЦВД паровой турбины по контурам высокого ВД и низкого НД давления. Один из вариантов отбора пара для охлаждения лопаток первой ступени турбины ГТД-110, требующий минимальных изменений существующей конструкции, показан на рисунке 2. Параметры пара низкого и высокого давления представлены в таблице 1 (указан суммарный массовый расход пара от двух котлов-утилизаторов).

Таблица 1. Параметры перегретого водяного пара

| Контур высокого давления        |     |       |
|---------------------------------|-----|-------|
| Давление пара перед турбиной    | МПа | 6,8   |
| Температура пара перед турбиной | К   | 774,3 |
| Массовый расход пара            | т/ч | 308,6 |
| Контур низкого давления         |     |       |
| Давление пара перед турбиной    | МПа | 0,65  |
| Температура пара перед турбиной | К   | 497,9 |
| Массовый расход пара            | т/ч | 78    |

Согласно результатам гидродинамического расчета турбины ГТД-110 на номинальном режиме ( $N_e = 110$  МВт) параметры охлаждающего воздуха на входе: в сопловую лопатку:  $T = 678,6$  К;  $P = 1,519$  МПа;  $G = 18,8$  кг/с;  $\bar{G} = 5,18$  %; в рабочую лопатку:  $T = 465,2$  К;  $P = 1$  МПа;  $G = 5,7$  кг/с;  $\bar{G} = 1,583$  %. Для оценки эффективности охлаждения лопаток первой ступени турбины ГТД-110 при переходе на паровое охлаждение выполнен расчет при сохранении постоянной безразмерной скорости хладагента  $q(\lambda)$  и проходной площади сечения  $F$ :

$$\frac{G_n}{G_\theta} = \frac{m_n}{m_\theta} \frac{P_n^*}{P_\theta^*} \sqrt{\frac{T_\theta^*}{T_n^*}}, \quad (1)$$

$$\frac{Re_n}{Re_\theta} = \frac{G_n}{G_\theta} \frac{\mu_\theta}{\mu_n}, \quad (2)$$

где  $G$  – массовый расход, кг/с;  $P^*$  – полное давление, МПа;  $T^*$  – полная температура;  $Re$  – число Рейнольдса;  $\mu$  – динамическая вязкость, индексы «п» и «в» соответствует свойствам пара и воздуха.

Расчет чисел Нуссельта выполнялся по критериальному уравнению, описывающему теплообмен в трубе при турбулентном режиме течения [2]:

$$\frac{Nu_n}{Nu_g} = \left( \frac{Re_n}{Re_g} \right)^{0,8} \left( \frac{Pr_n}{Pr_g} \right)^{0,43}, \quad (3)$$

$$\frac{\alpha_n}{\alpha_g} = \frac{Nu_n}{Nu_g} \frac{\lambda_n}{\lambda_g}, \quad (4)$$

где  $Nu$  – число Нуссельта;  $Pr$  – число Прандтля;  $\lambda$  – теплопроводность, Вт/(м·К);  $\alpha$  – коэффициент теплоотдачи, Вт/(м²·К).

При расчете рассматривалось четыре случая: пар из контура низкого давления НД отбирался для охлаждения сопловой лопатки первой ступени СА1; пар из контура НД отбирался для охлаждения рабочей лопатки первой ступени РЛ1; пар из контура высокого давления ВД отбирался для охлаждения СА1; пар из контура ВД отбирался для охлаждения РЛ1. Для каждого случая расчет по формулам (1) – (4) выполнялся по соответствующим параметрам пара и воздуха. Результаты расчета представлены на рисунке 3.

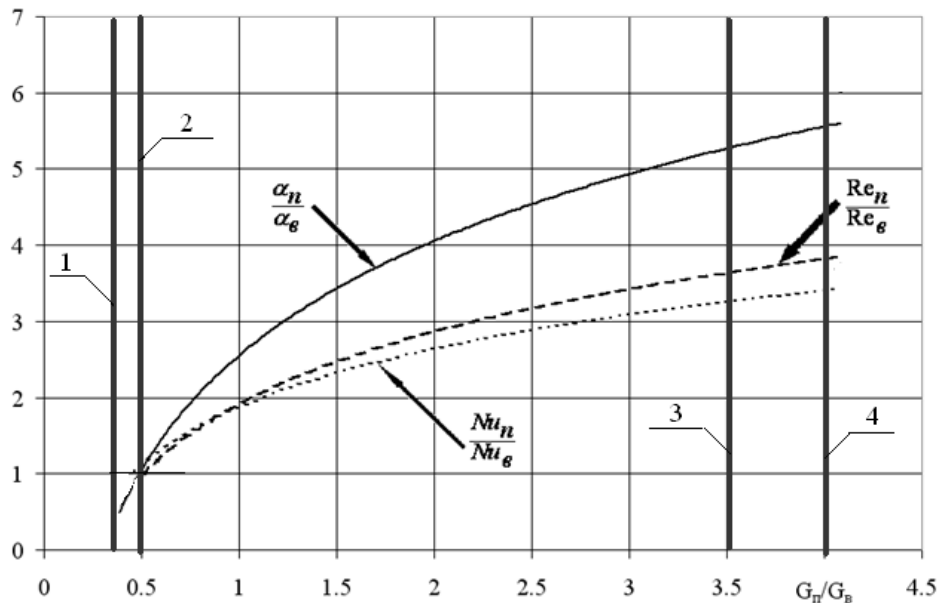


**Рис. 3** Сравнение паровой и воздушной системы охлаждения при условии  $q(\lambda_n) = q(\lambda_g)$  и  $F_n = F_g$ : 1 – пар НД охлаждает СА1; 2 – пар НД охлаждает РЛ1; 3 – пар ВД охлаждает СА1; 4 – пар ВД охлаждает РЛ1

Из рисунка 3 видно, что для обеспечения той же интенсивности теплообмена ( $\alpha_n/\alpha_g = 1$ ) необходимо в 2 раза меньше пара низкого давления. Интенсивность теплообмена при использовании пара высокого давления может быть в шесть раз выше, чем при использовании воздуха. Однако при выполнении условий  $q(\lambda) = \text{const}$  и  $F = \text{const}$  это достигается увеличением массового расхода пара в четыре раза по сравнению с воздухом.

Для охлаждения сопловой лопатки использование пара низкого давления, так как его давление ( $P = 0,65$  МПа) меньше, чем давление после соплового аппарата первой ступени по гидравлическому расчету турбины ГТД-110 на номинальном режиме. Поэтому для охлаждения сопловой лопатки предлагается закрытая система охлаждения с применением пара низкого давления (пар после охлаждения лопатки возвращается в паросиловой цикл), а для охлаждения

рабочей лопатки – открытая система охлаждения с применением пара высокого давления (пар после охлаждения лопатки выбрасывается в проточную часть ГТ).

Для оценки изменения массового расхода хладагента при переходе на паровое охлаждение при неизменной величине теплосъёма  $Q_{\text{п}} = Q_{\text{в}}$  и эффективности охлаждения  $\theta_{\text{п}} = \theta_{\text{в}}$ . При этих условиях относительный расход пара вычисляется по формуле:

$$G_{\text{п}} = \frac{G_{\text{в}} C_{p,\text{в}} \Delta T_{\text{в}}}{C_{p,\text{п}} \Delta T_{\text{п}}}, \quad (5)$$

где  $C_p$  – удельная изобарная теплоёмкость, Дж/(кг·К);  $\Delta T$  – разность температур хладагента вследствие его нагрева в охлаждаемой лопатке, К; индексы «п» и «в» – параметры водяного перегретого пара и воздуха соответственно. На рисунке 4 показаны результаты расчета для сопловой и рабочей лопаток первой ступени по формуле (5).

Из рисунка 4, а) видно, что для того, чтобы обеспечить эффективность охлаждения рабочей лопатки  $\theta = 0,7$  требуется в 1,5 раз меньше пара высокого давления и в 2 раза меньше пара низкого давления. Из рисунка 4, б) видно, что для того, чтобы обеспечить эффективность охлаждения сопловой лопатки  $\theta = 0,7$  требуется в 1,8 раза меньше пара высокого давления и в 2,5 раза меньше пара низкого давления. Полученные результаты обусловлены более низкой температурой пара низкого давления на входе в охлаждаемую лопатку.

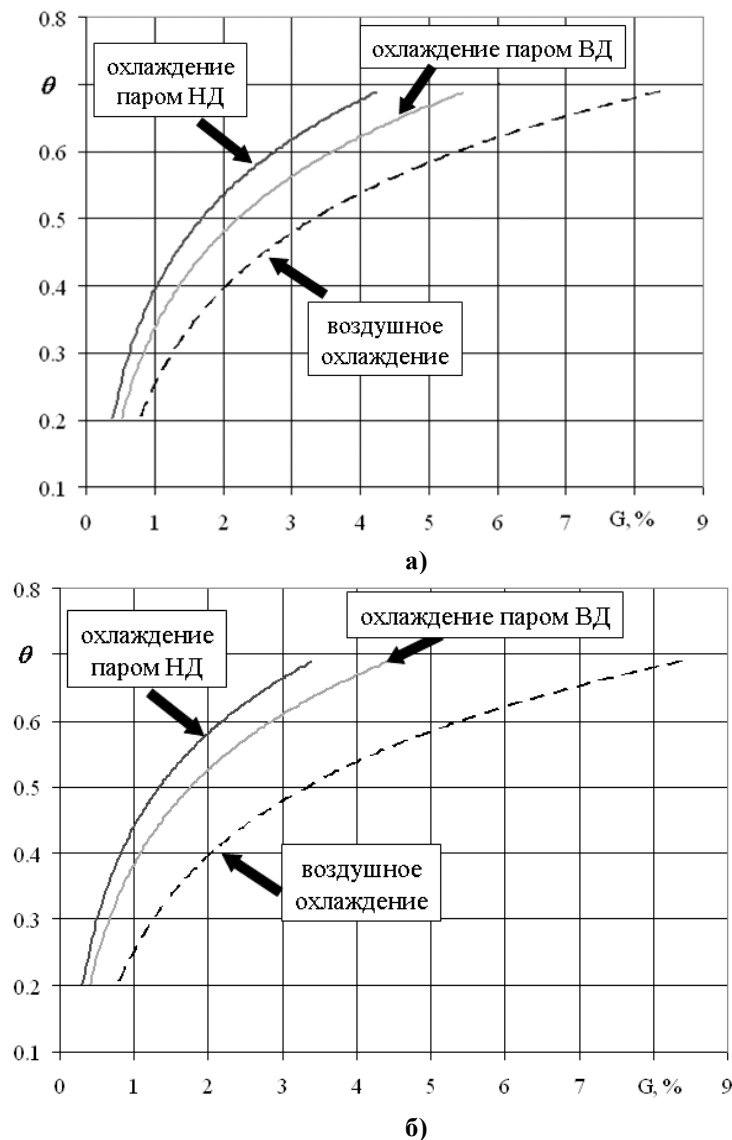


**Рис. 4** Зависимость эффективности охлаждения лопаток первой ступени ГТД-110 при воздушном и паром охлаждении: а) рабочая лопатка; б) сопловая лопатка

Таким образом, для реализации паровой системы охлаждения лопаток первой ступени целесообразно использовать перегретый водяной пар низкого давления. Однако его применение возможно только в закрытой системе охлаждения сопловой лопатки, для охлаждения рабочей лопатки возможно применение водяного перегретого пара высокого давления.

#### Список литературы:

1. Тарасов А.И., Гуринов А.А., Чан Конг Шанг Сравнительная характеристика парового и воздушного охлаждения диска и лопаток газовой турбины // Энергетические и теплотехнические процессы и оборудывание. – 2006. - № 6. – С. 47-52.
2. Кислов О.В. Оценка потребного количества водяного пара для конвективного охлаждения лопаток газовой турбины конвертированного ГТД // Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. – 2012. - № 8. – С. 42 – 44.

#### Получение тепловой энергии в процессе плазменной утилизации сульфатного лигнина

*Пиунова К.Г., Каренгин А.Г.*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

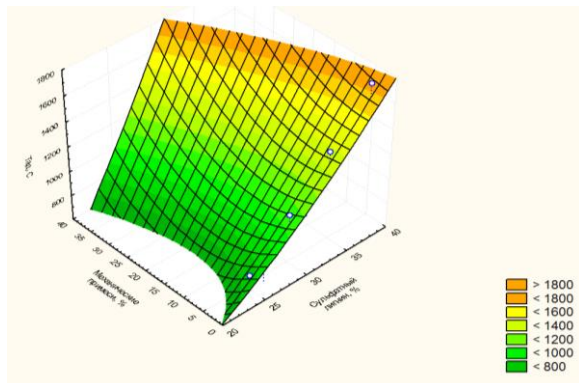
Лигнин как составная часть древесины, образующийся в значительных количествах при переработке древесины, наиболее трудноутилизируемый отход. [1]. По данным Международного института лигнина (International Lignin Institute) ежегодно в мире получают около 70 млн. т. технических лигнинов, но используется на промышленные, сельскохозяйственные и другие цели не более 2%. Остальное сжигается в энергетических установках или захоранивается в мусорниках [2].

Щелочной (сульфатный) лигнин образуется на целлюлозных и целлюлозно-бумажных предприятиях при сульфатной варке древесины в количествах 30÷35% от исходного сырья и имеет достаточно постоянный состав [3]: зола 1,0÷2,5%; кислоты в расчете на серную – 0,1–0,3%; водорастворимые соединения – 9÷11%; смолистые соединения 0,3÷0,4%; лигнин Класона – 85%, а также сера, массовое содержание которой составляет 2,0–2,5%, в том числе несвязанной – 0,4÷0,9%.

Сульфатный лигнин (СФЛ) может служить сырьем для получения гранулированного активного угля, пористого кирпича, наполнителей пластмасс и др., но чаще всего оно используется как котельное топливо там же, где и было получено. Теплотворная способность абсолютно сухого лигнина составляет 5500÷6500 ккал/кг, 18-25% влажности – 4400÷4800 ккал/кг, а у лигнина влажностью 65% – 1500÷1650 ккал-кг. [3]. Однако, сжигание СФЛ в качестве котельного топлива в обычных энергетических установках является экологически небезопасным и приводит к образованию вредных и токсичных веществ (диоксины, бенз(о)пирены и др.) [4].

В данной работе показана возможность осуществления процесса плазменной утилизации СФЛ в воздушной плазме в виде оптимальных по составу горючих диспергированных водно-органических композиций, обеспечивающих его экологически безопасную и энергоэффективную переработку.

На первом этапе проведен расчет показателей горения различных по составу водно-органических композиций на основе СФЛ.



На рисунке 1 показано влияние содержания СФЛ и механических примесей (золы) на их адиабатическую температуру горения (Тад).

Рис. 1. Влияние содержания сульфитного лигнина и механических примесей на адиабатическую температуру горения водно-органических композиций.

По результатам проведенных расчетов определена оптимальная горючая водно-органическая композиция (ВОК) с максимальным содержанием СФЛ (70% вода :



30% СФЛ), имеющая адиабатическую температуру горения  $T_{ад} \approx 1200$  °С и низшую теплотворную способность 6,34 МДж/кг. Плазменная утилизация 1 т/ч такой горючей ВОК ведет к получению 1,76 МВт·ч дополнительной тепловой энергии.

Для определения оптимальных режимов исследуемого процесса проведены расчёты равновесных составов газообразных и конденсированных продуктов плазменной утилизации СФЛ в виде оптимальной ВОК. Для расчётов использовалась лицензионная программа TERRA. Расчёты проведены при атмосферном давлении (0,1 МПа), в широком диапазоне температур (300÷4000 К) и для различных массовых долей воздушного плазменного теплоносителя (0,1÷0,95%).

На рисунке 2 представлены равновесные составы газообразных (а) и конденсированных (б) продуктов плазменной утилизации оптимальной ВОК на основе СФЛ в воздушной плазме при массовой доле воздушного теплоносителя 64%.

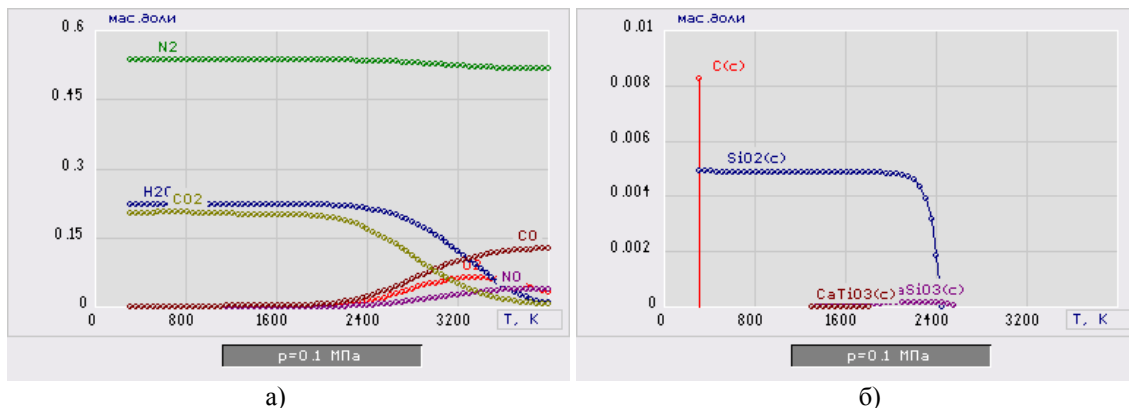


Рис. 2 Равновесный состав газообразных (а) и конденсированных (б) продуктов плазменной утилизации ВОК на основе СФЛ в воздушной плазме: (64% воздух : 36% ВОК).

Из анализа равновесных составов следует, что при данной массовой доле воздушного теплоносителя (64%) и температурах до 1500 К образуются, в основном, газообразные продукты  $N_2$ ,  $CO_2$  и  $H_2O$ , а в конденсированной фазе –  $SiO_2(c)$ . Наличие сажи  $C(s)$  и  $CO$  указывают на то, что процесс плазменной утилизации оптимальной ВОК в воздушной плазме при этих условиях идёт в неоптимальном режиме.

Повышение массовой доли воздушного теплоносителя с 64% до 66% (рис. 4) приводит к исчезновению сажи и  $CO$ , что указывает на то, что процесс плазменной утилизации оптимальной ВОК на основе СФЛ идёт в оптимальном режиме.

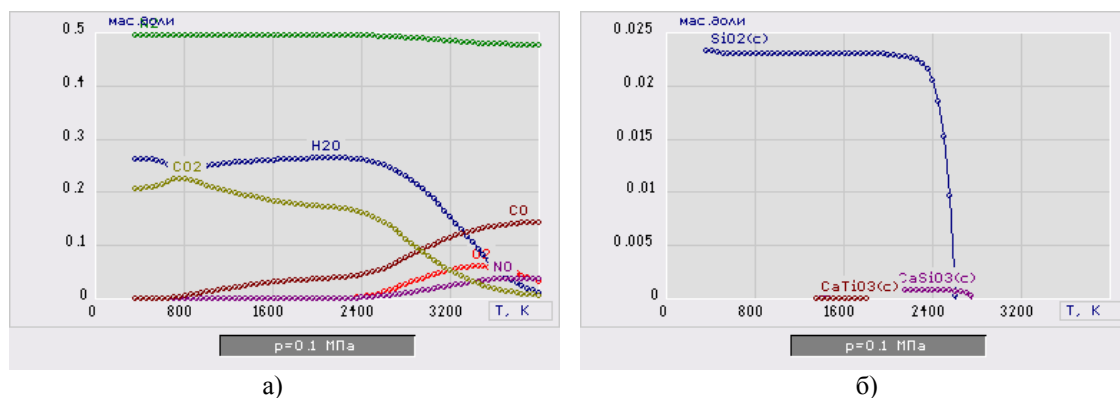


Рис. 3 Равновесный состав газообразных (а) и конденсированных (б) продуктов плазменной утилизации ВОК на основе СФЛ в воздушной плазме (66% воздух : 34% ВОК)

С учетом полученных результатов могут быть рекомендованы для практической реализации исследуемого процесса следующие оптимальные режимы:

- состав горючей ВОК: (30% СФЛ : 70% вода);

- массовое отношение фаз: (66% Воздух : 34% ВОК);
- интервал рабочих температур  $1200 \pm 100$  °С.

На рисунке 3 представлена схема плазменного стенда на базе ВЧФ-плазмотрона, предназначенного для экспериментальных исследований процесса плазменной утилизации СФЛ в виде горючих диспергированных ВОК в условиях воздушной неравновесной плазмы высокочастотного факельного разряда.

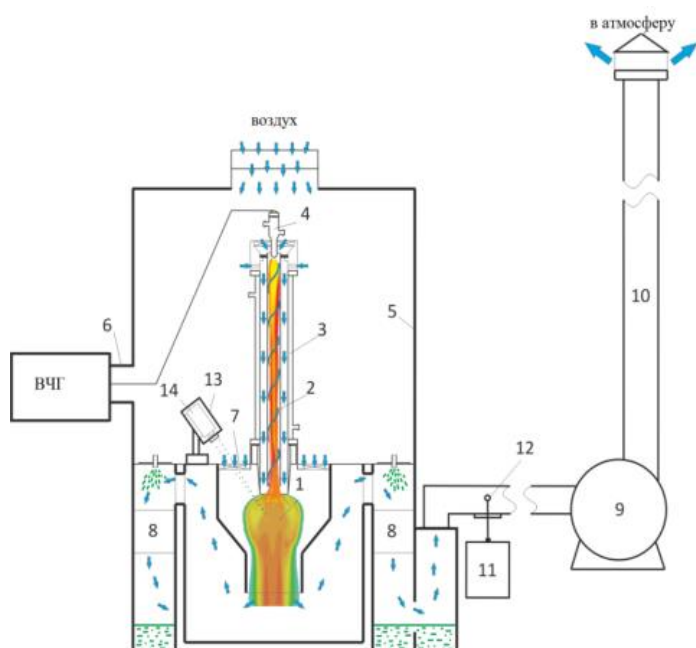


Рис. 3. Схема плазменного модуля на базе ВЧФ-плазмотрона:  
1 – диспергатор, 2 – ВЧФ-разряд, 3 – ВЧФ-плазмотрон; 4 – электрод, 5 – корпус; 6 – высокочастотный генератор ВЧГ8-60/13-01; 7 – импеллер реактора; 8 – узел «мокрой» очистки отходящих газов; 9 – вытяжной вентилятор, 10 – воздуховод, 11 – газоанализатор «Quintox» KM 9106, 12 – проботборник; 13 – защитный кожух пирометра, 14 – пирометр IPE 140/45

С учетом ранее полученных результатов, на данной установке были проведены экспериментальные исследования процесса плазменной утилизации сульфатного лигнина в виде горючих диспергированных водно-органических композиций, которые подтвердили рекомендованные режимы для исследуемого процесса.

Результаты проведенных исследований могут быть использованы при создании промышленных установок для плазменной утилизации сульфатных лигнинов, а также других горючих отходов предприятий целлюлозной и целлюлозно-бумажной промышленности.

#### Список литературы

1. Сарканена К.В., Людвиг К.Х. Лигнины. – М.: «Лесная промышленность», 1975. – 632 с.
2. Богданов А.В., Русецкая Г.Д., Миронов А.П., Иванова М.А. Комплексная переработка отходов производств целлюлозно-бумажной промышленности. – Иркутск: Издательство ИрГТУ, 2000. – 227 с.
3. Холькин Ю.И. Технология гидролизных производств. – М., «Лесная промышленность», 1989 г., с.438-444.
4. Пестова Н.Ф. Сопродукты целлюлозно-бумажного производства. – Сыктывкар: СЛИ, 2013, - 77 с.
5. Венцюлис Л.С., Доченко В.К., Скорик Ю.И. Полидисперсные и смешанные топлива: экологический и экономические аспекты использования. СПб.: Издательство «Агусбук», 2009.

#### Эффективность теплоснабжения ТОК на базе низкопотенциальной теплоты ТЭС

Ростунцова И.А., Конченко М.А.

Саратовский государственный технический университет имени Ю. А. Гагарина,  
г. Саратов, Россия

Актуальной проблемой на ТЭС является утилизация вторичных энергетических ресурсов. Современные электростанции преобразуют в полезную электрическую энергию 30-40 % теплоты топлива, а остальное 60-70 % рассеиваются в окружающей среде. Поэтому использование в сбросной воде имеющихся тепловых ресурсов позволит обеспечить население продукцией теплично-овощных комбинатов (ТОК). Кроме экономии органического топлива улучшается состояние окружающей среды за счет снижения теплового загрязнения и уменьшения выбросов вредных веществ в атмосферу.

Потенциал охлаждающей воды на выходе из конденсаторов ТЭС ( $28-40^{\circ}$ ) затрудняет её применение в промышленности, кроме того в районах крупных электростанций в большинстве случаев отсутствуют энергоёмкие предприятия и крупные коммунально-бытовые потребители теплоты. В сложившихся условиях ряд сельскохозяйственных объектов представляется реальным потребителем теплоты паротурбинных установок. К их числу относятся обогреваемый и орошаемый теплой водой открытый грунт, тепловодное рыбное хозяйство, микробиологическое производство, тепличное производство, (высотные теплицы, каскадные теплицы – градирни, стандартные теплицы, шампиньоницы.). Высотные теплицы имеют малую площадь размещения, но значительную посадочную площадь. Соотношение этих показателей в 100-200 раз больше, чем в обычных теплицах. Конструкция высотных теплиц позволяет располагать их в непосредственной близости к источнику тепла. Каскадные теплицы – градирни (гидротеплицы) работают следующим образом: теплая сбросная вода поступает на верхний уровень кровли теплиц, затем самотеком, через регулируемые сливные системы, расположенные на каждом ярусе кровли теплицы, постепенно опускается вниз. Слой теплой воды, образующейся на кровле, обеспечивает внутри теплицы необходимый микроклимат. Охлажденная таким образом вода, возвращается к источнику тепла. Значительное количество сельскохозяйственных культур может выращиваться в теплицах традиционных конструкций, но только с почвенным обогревом, без дополнительного обогрева воздуха. Привлекательной особенностью этого этапа обогрева являются низкие капиталовложения в сооружение системы отопления.

Анализ параметров сбросной теплоты паротурбинных электростанций показывает, что ее использование для обогрева тепличных комбинатов требует либо применение нетиповых конструкций теплиц, отопительных приборов и систем отопления, либо догрева теплоносителя до стандартной температуры.

Один из наиболее эффективных способов утилизации низкопотенциальной сбросной воды – применение гидротеплиц. Принцип их действия основан на использовании тонкого слоя воды, стекающего по внешнему ограждению. Следует отметить, что в данном случае практически полностью исключаются топливные затраты в себестоимость продукции теплично-овощного комбината (ТОК).

Примерная схема использования сбросного тепла для теплоснабжения теплиц показана на рис.1.

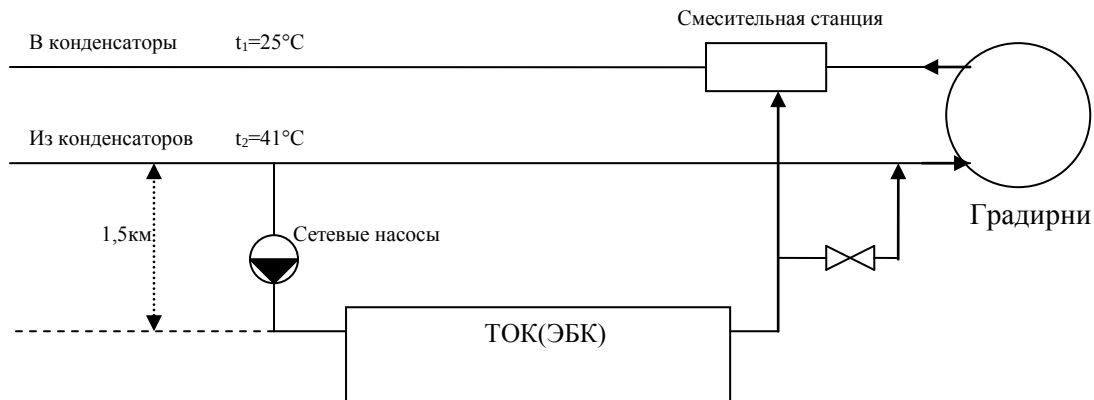


**Рис.1.** Схема теплоснабжения ТОК (ЭБК) на базе низкопотенциальной теплоты ТЭС

Для оценки эффективности использования сбросного тепла ТЭС, оптимальной площади ТОК принята к расчету следующие варианты:

- 1 вариант – температурный график ТОК =  $30^{\circ}/20^{\circ}$
- 2 вариант – температурный график ТОК =  $40^{\circ}/25^{\circ}$
- 3 вариант – температурный график ТОК =  $50^{\circ}/30^{\circ}$
- 4 вариант – температурный график ТОК =  $60^{\circ}/35^{\circ}$

Основные параметры блока Т-110/120-130 следующие: давление в конденсаторе в стандартном варианте  $P_k$ , кПа; расход пара в конденсатор  $D_k$ , кг/с; температура циркуляционной воды на входе в конденсатор:

$t_{1B}=+15^{\circ}\text{C}$  – расчетная,

$t_{2B}=+35^{\circ}\text{C}$  – максимально-возможная по правилам эксплуатации.

Использование низкопотенциальной теплоты ТЭС для теплоснабжения ТОК требует увеличения температуры охлаждающей воды конденсаторов, что приведет к некоторому ухудшению вакуума и недовыработки электроэнергии.

Оптимальным вариантом принимается вариант, имеющий максимум интегрального экономического эффекта ТОК:

$$\mathcal{E}_{ТОК}^{INT} = \sum_{t=0}^T [R_t - Z_t] \cdot \alpha_t - K_t \cdot \alpha_t, \text{ млн руб.}, \quad (1)$$

где  $t$  – номер шага расчета ( $t=0, 1, \dots, T$ );  $T$  – горизонт расчета (принят  $T=10$  лет);  $R_t$  – результаты на  $t$ -м шаге расчета (выручка от реализации продукции ТОК), млн руб;  $Z_t$  – затраты на  $t$ -м шаге расчета млн.руб/год;  $\alpha_t$  – коэффициент дисконтирования.

В состав результатов включены: выручке от реализации продукции ТОК (овощей, зелени, грибов, цветов и т.д.) и стоимость выработанной теплоты:

$$R_t = \sum_{s=1}^2 w_{st} + Q_{ТОК}^{zod} \cdot T_d, \text{ млн руб/год}, \quad (2)$$

где  $w_{st}$  – годовой объем реализации продукции ТОК млн руб/год;  $Q_{ТОК}^{zod}$  – количество теплоты, потребляемой ТОК, МВт;  $T_d$  – период на тепловую энергию руб/ГДж, Капиталовложения в ТОК составят:

$$K_{ТОК} = K_{уд}^{ТОК} \cdot F_{ТОК}, \text{ млн руб.}, \quad (3)$$

где  $K_{уд}^{ТОК} = 4,8 \cdot 10^6$  руб/га (принимается). Принято по 50% от  $K_{ТОК}$  на 0 и 1<sup>ый</sup> год расчетного периода.

Затраты в ТОК определяются:

$$Z_{ТОК_t} = I_{ам} + I_{тр} + I_{зп} + \Delta Z_{Nt} \text{ млн. руб/год}, \quad (4)$$

где  $I_{ам}$  – амортизационные отчисления 6% от  $K_{ТОК}$ ;  $I_{тр}$  – издержки на текущий ремонт 1% от  $I_{ам}$ ;  $I_{зп}$  – издержки на заработную плату;  $\Delta Z_{Nt}$  – затраты, вызванные недовыработкой электроэнергии энергии:  $\Delta Z_{Nt} = \Delta N_t \cdot T_{\mathcal{E}} \cdot \tau_{ТОК} \cdot 10^{-3}$

Результаты расчета сведены в табл.1 и представлены на рис.2.

**Таблица 1.** Расчет эффективности энергоснабжения ЭБК на базе низкопотенциальной теплоты ТЭС

| Параметры                                                                                              | Обозначение                                              | Размерность                | Расчет                                                                 | Расчет по вариантам                |                                    |                                    |                                    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|----------------------------|------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
|                                                                                                        |                                                          |                            |                                                                        | 1                                  | 2                                  | 3                                  | 4                                  |
| Расход пара в конденсатор в стандартном режиме                                                         | Дк                                                       | кг/с                       | Из расчёта тепловой схемы на один блок при номинальном режиме          | 25                                 | 25                                 | 25                                 | 25                                 |
| Давление и температура в конденсаторе в стандартном режиме<br>-энтальпия пара<br>-энтальпия конденсата | $P_{sk}$<br>$t_{sk}$<br>$h_{КП}^{ucx}$<br>$h_{KB}^{ucx}$ | МПа °C<br>кДж/кг<br>кДж/кг | По h-s табл.                                                           | 0,039<br>28,54<br>2553,1<br>119,56 | 0,039<br>28,54<br>2553,1<br>119,56 | 0,039<br>28,54<br>2553,1<br>119,56 | 0,039<br>28,54<br>2553,1<br>119,56 |
| Температура циркуляционной воды в стандартном режиме                                                   | $\tau_{2B} / \tau_{1B}$                                  | °C                         | Из расчёта тепловой схемы                                              | 28/15                              | 28/15                              | 28/15                              | 28/15                              |
| Расход циркуляционной воды в стандартном режиме                                                        | W                                                        | Кг/с                       | $\frac{Dk(h_{кл}-h_{кв})}{(\tau_{2B}-\tau_{1B})C_{pв}}$                | 9762,8                             | 9762,8                             | 9762,8                             | 9762,8                             |
| Доля воды, отдаваемой на теплоснабжение ТОК                                                            | $\alpha_{ТОК}$                                           | -                          | задаётся                                                               | 0,10                               | 0,10                               | 0,10                               | 0,10                               |
| Температурный график ТОК                                                                               | $\tau_{2B} / \tau_{1B}$                                  | °C                         | задаётся                                                               | 30/20                              | 40/25                              | 50/30                              | 60/35                              |
| Потребное количество теплоты для отопления ТОК                                                         | $Q_{ТОК}$                                                | МВт                        | $\alpha_{ТОК} \cdot W \cdot (\tau_{2B} - \tau_{1B}) C_{pв} \cdot 10^3$ | 405,4                              | 608,1                              | 810,9                              | 1013,6                             |

| Параметры                                                                                | Обозначение           | Размерность                         | Расчет                                                                                                            | Расчет по вариантам |                    |                    |                    |
|------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|-------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
|                                                                                          |                       |                                     |                                                                                                                   | 1                   | 2                  | 3                  | 4                  |
|                                                                                          |                       | ГДж                                 | $\alpha_{ТОК} \cdot W \cdot (\tau_{2B} - \tau_{1B}) C_{pв} \cdot 10^3$                                            | 1459,4              | 2189,2             | 2919,2             | 3646,8             |
| Удельный расход теплоты на ТОК                                                           | $q_{ТОК}$             | МВт/Га                              | Принят                                                                                                            | 6                   | 6                  | 6                  | 6                  |
| Максимальная отапливаемая площадь ТОК                                                    | $F_{ТОК}$             | Га                                  | $Q_{ТОК} / q_{ТОК}$                                                                                               | 68                  | 101                | 135                | 169                |
| Продолжительность отопительного периода ТОК                                              | $\tau_{ТОК}$          | ч/год                               | задано                                                                                                            | 5800                | 5800               | 5800               | 5800               |
| Удельный выход продукции: -овощи (помидоры, огурцы)                                      | $g_{ОВ}$              | Кг/за.сут                           | Принято                                                                                                           | 30                  | 30                 | 30                 | 30                 |
|                                                                                          | $g_{ГР}$              | Кг/за.сут                           |                                                                                                                   | 80                  | 80                 | 80                 | 80                 |
| Годовой выход продукции: -овощи (помидоры, огурцы) -грибы<br>При $\tau_{ТОК}=5800$ ч/год | $G_{ОВ}$              | Кг/год                              | $(g_{ОВ}/24 \cdot \tau_{ТОК} \cdot F_{ТОК})$                                                                      | $49,3 \cdot 10^4$   | $73,2 \cdot 10^4$  | $97,88 \cdot 10^4$ | $122,5 \cdot 10^4$ |
|                                                                                          | $G_{ГР}$              | Кг/год                              | $(g_{ГР}/24 \cdot \tau_{ТОК} \cdot F_{ТОК})$                                                                      | $131,5 \cdot 10^4$  | $195,3 \cdot 10^4$ | $261 \cdot 10^4$   | $326,7 \cdot 10^4$ |
| Годовой объем реализации продукции овощи ( $C_{ОВ}=15$ руб/кг)                           | $W_{ОВт}$             | $\frac{\text{млн.руб}}{\text{од}}$  | $G_{ОВ} \cdot C_{ОВ}$                                                                                             | 7,4                 | 10,98              | 14,68              | 18,37              |
| -грибы ( $C_{ГР}=20$ руб/кг)                                                             | $W_{ГРт}$             | $\frac{\text{млн.руб}}{\text{од}}$  | $G_{ГР} \cdot C_{ГР}$                                                                                             | 26,3                | 39                 | 52,2               | 65,2               |
| -всего                                                                                   | $\sum_{S=1}^2 W_{st}$ | $\frac{\text{млн.руб}}{\text{од}}$  | $G_{ОВ} \cdot C_{ОВ} + G_{ГР} \cdot C_{ГР}$                                                                       | 33,70               | 49,98              | 66,88              | 83,57              |
| Годовая потребность теплоты ТОК                                                          | $Q_{ТОК}^{zod}$       | тыс. МВт·ч/Год                      | $Q_{ТОК}^{zod} \cdot Tq$                                                                                          | 106,7               | 159,9              | 213,3              | 266,7              |
| Результаты от использования теплоты НПК для теплоснабжения ТОК                           | $R_t$                 | $\frac{\text{млн.руб}}{\text{од}}$  | $\sum_{S=1}^S W_{st} + Q_{ТОК}^{zod} \cdot Tq$                                                                    | 140,4               | 209,88             | 265,5              | 323,54             |
| Удельные капитальные вложения в ТОК                                                      | $k_{уд}^{ТОК}$        |                                     | Принято                                                                                                           | $1,5 \cdot 10^6$    | $1,5 \cdot 10^6$   | $1,5 \cdot 10^6$   | $1,5 \cdot 10^6$   |
| Капитальные вложения в ТОК                                                               | $k_{ТОК}$             | $\frac{\text{млн.руб}}{\text{од}}$  | $k_{ТОК} \cdot k_{уд}^{ТОК}$                                                                                      | 102,0               | 151,5              | 202,5              | 253,5              |
| Текущие издержки на амортизацию основных фондов                                          | $I_{ам}$              | $\frac{\text{млн.руб}}{\text{од}}$  | $\alpha_{ам} \cdot K^{ТОК}$<br>$\alpha_{ан} = 10\%$                                                               | 1,02                | 1,52               | 2,03               | 2,54               |
| Текущие издержки на ремонт                                                               | $I_{ТРт}$             | $\frac{\text{млн.руб}}{\text{од}}$  | $\alpha_{рп} \cdot I_{ам}$<br>$\alpha_{рп} = 10\%$                                                                | 0,102               | 0,157              | 0,203              | 0,254              |
| Недовыработка электроэнергии от изменения в вакуума в конденсаторе                       | $\Delta N_t$          | МВт                                 | $D_k \cdot (h_{кп} - h_{кп}^{исх}) \cdot \eta_{эм} \cdot \eta_2 \cdot 10^3$<br>$\eta_{эм}=0,98 \quad \eta_2=0,99$ | 0,948               | 2,443              | 3,841              | 5,253              |
| Затраты от недовыработки э/э                                                             | $\Delta Z_{Nt}$       | $\frac{\text{млн.руб}}{\text{од}}$  | $\Delta N_t \cdot T_{э} \cdot \tau_{ТОК} \cdot 10^3$                                                              | 3,29                | 8,501              | 13,37              | 18,29              |
| Текущие издержки на заработную плату                                                     | $I_{ЗПт}$             | $\frac{\text{млн.руб}}{\text{од}}$  | $n \cdot F_{ТОК} \cdot Z_{ЗП} \cdot 12$<br>$n=2$ чел/га                                                           | 16,3                | 24,2               | 32,4               | 40,56              |
| Суммарные затраты ТОК                                                                    | $Зт$                  | $\frac{\text{млн.руб}}{\text{год}}$ | $I_{ан} + I_{ТРт} + I_{ЗПт} + \Delta Z_{Nt}$                                                                      | 50,322              | 110,88             | 168,33             | 226,54             |
| Годовой чистый доход                                                                     | $Эт$                  | $\frac{\text{млн.руб}}{\text{год}}$ | $R_t - Зт$                                                                                                        | 90,08               | 99,0               | 97,17              | 97,0               |

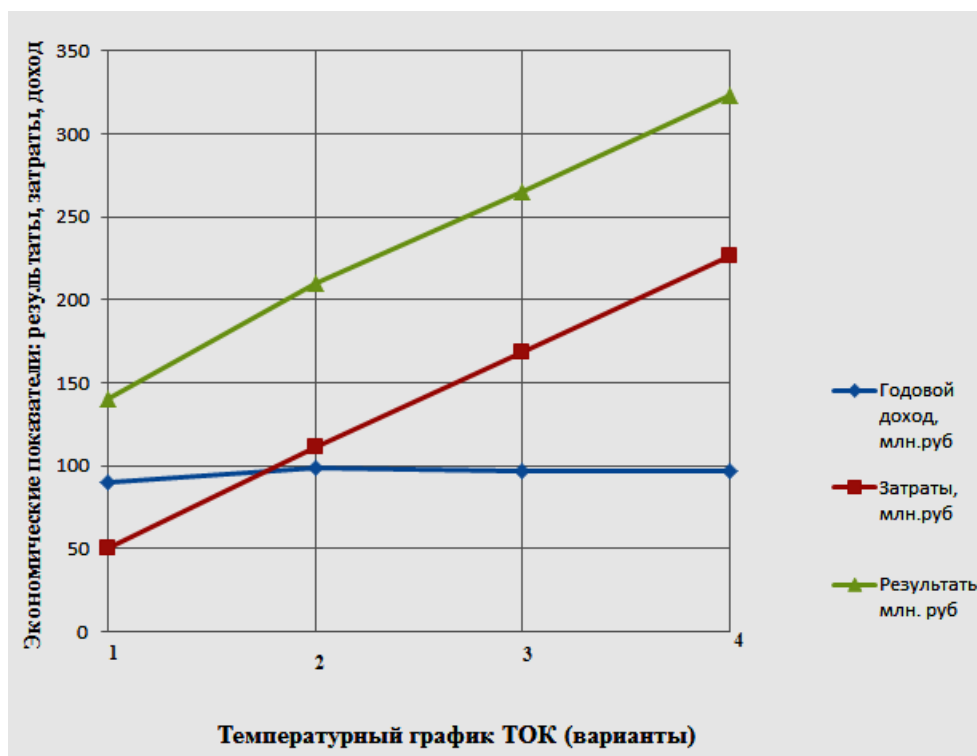


Рис.2. Оценка эффективности теплоснабжения на базе сбросного тепла ТЭС

Как видно из табл. и рис.2 наиболее оптимальным является вариант 2 с температурным графиком ТОК = 40°/25°, дающий наибольший экономический эффект от теплоснабжения ТОК.

#### Список литературы:

1. Основные положения (Концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г. ОАО РАО «ЕЭС России».
2. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети./ Е.Я. Соколов.- М.: Энергия. – 1982.- 275 с.
3. Ривкин С.Л. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара./С.Л. Ривкин, Александров А.А. -М. Энергоиздат. -1987. -28 с.

#### Применение воздушных конденсаторов в теплоэнергетике

Рыльский А.Е., Боруш О.В.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия

В современной энергетике в связи с возросшими требованиями по охране окружающей среды и рациональному использованию водных ресурсов применение традиционных систем охлаждения отработавшего пара в турбине становится проблематичным, а в отдельных случаях попросту невозможным.

Вследствие использования традиционных схем с прохождением охлаждающей воды через градирни, значительно повышается влажность в районе функционирования электростанций, возникают туманы, что, учитывая суровые температурные режимы нашей страны, приводит к обмерзанию оборудования и снижению надежности его эксплуатации. Кроме того, отказ от охлаждения пара водой, отбрасывает необходимость прокладки дополнительных водоводов до станции, что в свою очередь является весьма затратным и ресурсоемким мероприятием. Вода – идеальный природный теплоноситель, однако настало время ее поберечь [1].

В качестве альтернативного варианта традиционным системам предлагается использование воздушного конденсатора (ВК) в составе паротурбинного энергоблока.

Использование воздушной системы охлаждения позволяет сократить уровень экологической напряженности, практически полностью исключить безвозвратное водопотребление, устранить образование отложений в виде накипи и биообразований в

теплообменном оборудовании, а значит повысить его надежность. Применение данной технологии также позволяет отказаться от водозаборных и очистных сооружений, градирен и других систем водоснабжения [1].

Нельзя не сказать и о том, что строительство ТЭЦ приходится вести в том числе и в регионах, испытывающих проблемы с водой. Там альтернативы воздушным конденсаторам просто нет. Так расположение электростанций с ВК не зависит от источника водоснабжения, что является огромным преимуществом.

Принципиальная схема паротурбинного энергоблока с воздушным конденсатором представлена на рисунке 1.

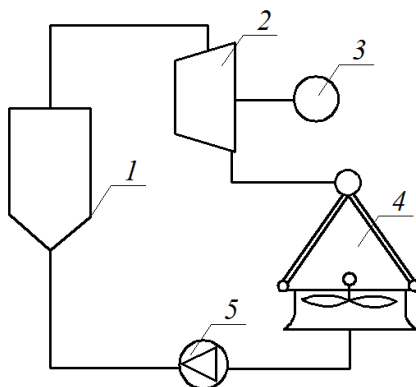


**Рис. 1.** Схематическое изображение конденсатора с воздушным охлаждением в системе прямого сухого охлаждения: 1 – паровой котел; 2 – турбина; 3 – электрогенератор; 4 – воздушный конденсатор; 5 – конденсатный насос.

Наиболее распространенным исполнением конденсатора с воздушным охлаждением является А-образная модульная конструкция (рис.2), применяемая на энергетических установках любой мощности [2].

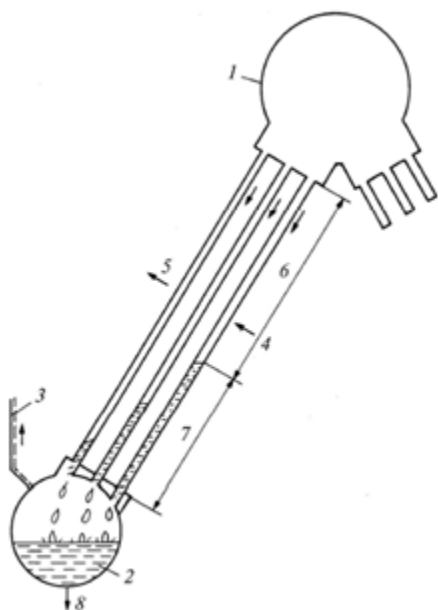


**Рис. 2.** Модуль одноступенчатого воздушного конденсатора:

1 – парораспределительный коллектор; 2 – коллектор отвода конденсата; 3 – к эжектору; 4 – холодный воздух; 5 – подогретый воздух; 6 – зона конденсации; 7 – зона охлаждения паровоздушной смеси конденсата; 8 – в конденсатосборник.

Отработавший пар турбины по трубопроводу подается в общий коллектор 1 воздушно-конденсационной установки. К коллектору присоединены трубные пучки с наружным оребрением. Охлаждающий воздух 4 обдувает оребренную поверхность, отводя тепло конденсирующегося пара в окружающую среду. Конденсат пара поступает в нижний коллектор 2 и сливается в конденсатосборник 8. Течение пара и конденсата в трубах – спутное, нисходящее. Конденсатный насос подает конденсат в схему паротурбинной установки. Неконденсирующиеся газы (в основном воздух) удаляются с помощью эжектора. Тяга охлаждающего воздуха искусственная (как правило, расположенные снизу нагнетательные вентиляторы).

Трубные пучки применяемые в крупных ВК, как правило, изготовлены из углеродистой стали с надетыми на них стальными ребрами, имеющими конические воротники (рис. 3). В эксплуатации такие трубы служат без повреждений более 30 лет. Сечение труб – эллиптическое, как вариант овальное, с соотношением осей 4:1, расположение в пучке – шахматное. В случае замерзания конденсата в них, такие трубки расширяются в направлении малой оси сечения не

вызывая при этом разрушения стенок, и как следствие отпадает необходимость в немедленном прекращении эксплуатации конденсаторов [2].

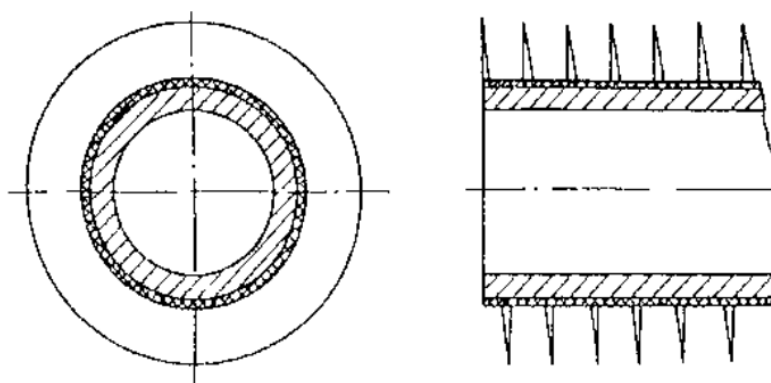


Рис. 3. Труба со стальными ребрами.

Понимая, что повсеместный переход к ВК неминуем, США, Германия, Испания, Канада наряду с Китаем давно озаботились созданием эффективных охладителей нового типа и начали активно их применять. Россия в этом вопросе пока отстает и перспективе их использования не уделяет должного внимания [2].

По оценкам специалистов фирмы GEA (Германия) стоимость ВКУ составляет 80–100% стоимости оборотного водоснабжения с поверхностным конденсатором, расходы электроэнергии на привод вентиляторов и циркуляционных насосов также приблизительно равны. Сравнительная оценка экономической эффективности применения ВК свидетельствует о значительном преимуществе использования воздушного конденсатора [2].

Таким образом, детальное исследование применения и анализ эффективности паротурбинного энергоблока с воздушным конденсатором в нашей стране, бесспорно важная и востребованная на практике задача.

#### Список литературы:

1. Бессонный А.Н., Дрейцер Г.А., Кунтыш В.Б., и др. Основы расчета и проектирования теплообменников воздушного охлаждения. – СПб.: Недра, 1996. – 512 с.
2. Клевцов А.В., Пронин В.А. Перспективные технологии и энергоустановки для производства тепловой и электрической энергии. Применение воздушных конденсаторов в энергетике: МЭИ (ТУ) [<http://osi.ecopower.ru/2010-10-18-11-03-16/itemlist/category/115-64-> применение воздушных конденсаторов в энергетике.html]
3. Мильман О.О., Федоров В.А. Воздушно-конденсационные установки. – М.: Издательство МЭИ, 2002 -208 с.
4. Indirect natural draft dry cooling. [<http://spxcooling.com/library/list/cooling/air-cooled-condensers>]

#### Течение ривулетов и капель по гидрофобной поверхности с отрицательным наклоном

*Слесарева Е.Ю., Дехтярь Р.А., Накоряков В.Е., Овчинников В.В.*

*Институт теплофизики СО РАН, г. Новосибирск, Россия*

#### 1. Введение.

Использование пленок жидкости в технике и в разных отраслях промышленности делает актуальными исследования таких течений в абсорберах, конденсаторах, теплообменниках, дистилляционных колоннах и так далее. Проведены экспериментальные исследования тепломассопереноса при абсорбции водяного пара пленкой жидкого абсорбента переменной толщины и абсорбента, стекающего по ряду горизонтальных труб [1]. Отмечено, что структура течения пленки сильно влияет на локальные и средние характеристики тепломассопереноса. Разрыв пленки, образование струй и сухих пятен изменяют значения этих характеристик. Особенно сложными для численного и теоретического моделирования и практического использования являются переходные режимы, в которых реализуются струйные или ручейковые течения с переменным расходом пленки жидкости. Многие процессы в ручейках и каплях близки



к пленочным процессам и процессам в горизонтальных слоях жидкости. Пленки хорошо изучены и широко используются. Большинство исследований посвящено однородным пленкам жидкости, стекающим по вертикальному цилиндру, вертикальной плоскости, регулярным насадкам сложной геометрии [2–7]. Основная форма движения жидкости по наклонной пластине и по вертикальному или наклонному цилиндру – ручейковое течение (течение ривулета). Анализ экспериментальных данных различных авторов, исследовавших процессы тепло- и массопереноса при абсорбции, конденсации и испарении позволяет выделить характерные режимы течения жидкости по вертикальной поверхности, так же как и у [8]: капельный режим, стационарный меандрирующий и нестационарно меандрирующий режимы. Меандрирование ривулета на частично смачиваемой гладкой поверхности вызвано нарушениями структуры потока. Таким образом, необходимо определить режимы течения на гидрофобной поверхности с тем, чтобы правильно рассчитывать теплообменные, массообменные и абсорбционные процессы в промышленных аппаратах пленочного типа, существенно зависящие от гидродинамики течения. Целью настоящей работы является экспериментальное исследование течения ривулетов и капель на гидрофобной поверхности с отрицательным наклоном.

## 2. Методика эксперимента

Эксперименты проводились на гладкой пластине из полиэтилена шириной 440 мм, длиной 1400 мм. Угол наклона поверхности от вертикали – минус  $14^\circ$ . В качестве рабочей жидкости использовалась дистиллированная вода. Жидкость из сосуда Мариотта через регулирующий вентиль и подающую трубку поступала на поверхность. Внутренний диаметр подающей трубки 0,8 мм. Расход изменялся от 0,03 до 1,0 мл/с, и поддерживался постоянным для каждого эксперимента. Расход воды контролировался до и после проведения эксперимента. Точность измерения расхода составляла 0,002 мл/с. В ходе эксперимента производилась фото-видео съемка картин течения. Видео съемка производилась со скоростью 600 и 1200 кадров в секунду при разрешении кадра  $432 \times 192$ ,  $336 \times 96$ , соответственно. При обработке видеоматериалов измерялись скорости и ускорения движения отдельных структур, выделяемых визуально на ривулете. Для определения амплитудно-частотных характеристик использовался метод быстрого Фурье преобразования. При анализе использовались массивы из 4096 точек. Безразмерная амплитуда пульсаций нормировалась по условию, что сумма всех амплитуд равна 100.

## 3. Результаты экспериментов и их обсуждение

При течении жидкости по наклонной гидрофобной поверхности с отрицательным наклоном в зависимости от расхода на выходе подающей трубки, так же как и у Nakagawa T. и Scott J.C. [8], наблюдаются три режима течения потока: капельный, стационарный меандрирующий и нестационарный меандрирующий. В капельном режиме частота формирования капель меньше 5 Гц. Объем капель перед отрывом достигает 0,05 мл. При расходах, соответствующих режимам капельный или стационарный меандрирующий, можно дополнительно выделить несколько режимов. I) Капельно-ривулентный, когда на начальном участке капельный режим, а ниже по течению непрерывный поток жидкости. Изменение частоты отрыва капель или их размеров приводит к смене режима на капельный или ривулентный. На гидрофильной подложке капельно-ривулентный режим не наблюдался. II) Ривулентно-капельный, когда на начальном участке после выхода из подающей трубки формируется стационарный меандрирующий поток, а ниже по течению – капельный режим. При увеличении расхода около подающей трубки вместо капель формируется пленка жидкости в виде окружности (эллипса) с кольцеобразным валиком (утолщением) по периметру. На нижнем краю кольца образуется область слива и начинается ривулент с винтообразной формой поверхности. III) Режим течения при расходах, соответствующих капельному режиму, когда, начиная с участка около подающей трубки, на подложке формируется узкая сплошная смоченная полоса, по которой скатываются небольшие капли. В этом режиме на выходе из подающей трубки с большой частотой формируются мелкие возмущения каплеобразной формы. Смоченная полоса образуется в нестационарном режиме в момент подачи жидкости, как объединение протяженных следов от капель. След представляет собой практически неподвижную пленку жидкости малой толщины. В этом режиме капли могут догонять ниже скатывающиеся капли, а те, в свою очередь, могут догонять обогнавшие их капли, поэтому в нижней зоне подложки наблюдается усиление амплитуды колебаний. На невозмущенных участках капля движется с ускорением от 8 до  $9,6 \text{ м/с}^2$ . Капли, двигающиеся с ускорением, оказывают стабилизирующее влияние на поперечные (по оси  $X$ ) искривления смоченной полосы.

При натекании жидкости на наклонную поверхность особый интерес представляет ривулентно-капельный режим, где наиболее сильно проявляется действие капиллярных сил. На

рис. 1 показаны кадры видеосъемки ривулетно-капельного режима течения на разных расстояниях от подающей трубки при расходе 0,55 мл/с. Около подающей трубки 1 виден кольцеобразный валик 2 (кольцо). Ниже кольца расположен ривулет конечной длины 3 (рис. 1 а). На нижней границе ривулета 4 формируются и затем отрываются капли жидкости. После отрыва капли с нижней границы ривулета происходит смещение точки роста новой капли, затравкой может стать любой микровыступ на контактной линии жидкость - подложка (микро выступы формируются в результате прохождения капиллярных волн после отрыва капли). В момент отрыва капля получает импульс движения в поперечном направлении по отношению к вектору силы тяжести, так как точка отрыва не расположена на оси основного потока ривулета. Оторвавшиеся капли при скольжении вниз по поверхности движутся по различным траекториям. При движении за каждой из капель образуется след в виде тонкой пленки жидкости 5 (рис. 1, б). Средний расход жидкости за каплями в нижней части подложки соответствует расходам для слабо искривленных ривулетных режимов, где приток жидкости непрерывно обеспечивается из подающей трубки. Капли, отрывающиеся от ривулета 3, стекают по смещенным в поперечном направлении траекториям, приток жидкости в такой след 5 непостоянен, поэтому невозможно формирование непрерывного ривулета. Стекающие капли в нижней части наклонной пластины занимают полосу шириной 80÷100 мм. Отрыва капель от подложки на всей длине пластины не наблюдалось.

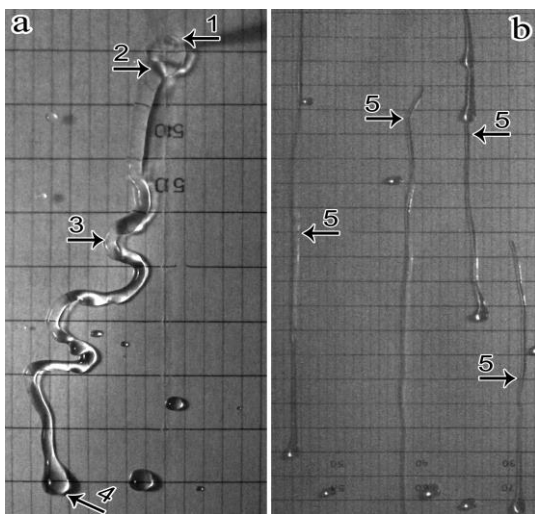


Рис. 1. Фотографии ривулетно-капельного режима течения на разных расстояниях от подающей трубки: а) 0÷9 см, б) 41÷63 см. Расход 0,55 мл/с. Направление потока сверху вниз. 1 – трубка, 2 – кольцо, 3 – ривулет конечной длины, 4 – нижняя граница ривулета, 5 – жидкая пленка (след движения капли).

Расход жидкости по длине ривулета не постоянен и вариации расхода соизмеримы с величиной расхода из подающей трубки. Например, когда жидкость накапливается на нижней границе ривулета, то расход ниже ривулета равен нулю. А когда начинается движение нижней границы ривулета, то расход жидкости в некоторых сечениях может превышать расход на входе подающей трубки. Таким образом, форма сечения по длине ривулета сложным образом зависит от расхода на выходе подающей трубки.

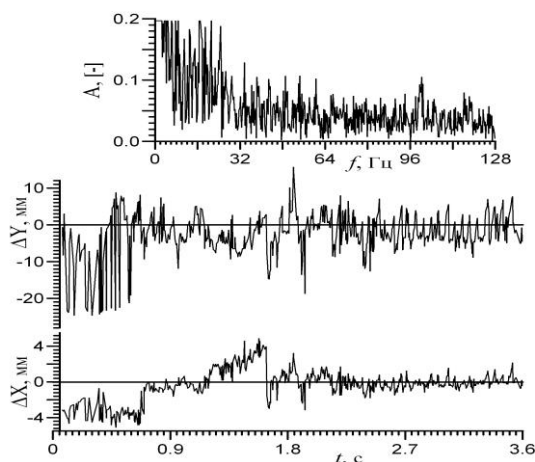


Рис. 2. Зависимость  $\Delta X$ ,  $\Delta Y$  нижней границы ривулета от времени  $t$  и безразмерной амплитуды  $A$  от частоты  $f$ . Расход 0,55 мл/с.

При обработке видеок кадров определена зависимость от времени положения нижней границы ривулета 4. Результаты обработки скоростной видеосъемки при расходе жидкости 0,55 мл/с приведены на рис. 2. Видно, что в начале граница смещается вниз по наклонной поверхности со скоростью примерно 0,4 мм/с, но с течением времени среднее положение нижней границы ривулета стабилизируется. На графике представлены отклонения координат  $\Delta X$ ,  $\Delta Y$  от координаты точки «стабилизации» в зависимости от времени. На том же графике приведена зависимость безразмерной амплитуды колебаний  $A(f)$  от частоты, полученная из Фурье преобразования отклонений по вертикальной оси  $\Delta Y(t)$ . Видно, что при частотах выше 25 Гц, амплитуда резко падает. При частотах ниже 25 Гц существует несколько характерных частот: а) колебания, связанные с формированием и отрывом капель от струи; б) колебания большой амплитуды,

связанные с тем, что формируется соединение основной струи со следом от оторвавшейся капли, а за оторвавшейся каплей формируется след (см. рис. 1). Отметим, что при одном и том же расходе возможны различные режимы течения потока. Например, если быстро уменьшить расход жидкости от нестационарно-меандрирующего до капельного режима, то, из-за присутствия смоченных участков ниже подающей трубки, капельный режим существует на ограниченном участке, ниже которого формируется слабо искривленный ривулетный режим. И если период отрыва капель от подающей трубки меньше времени, за которое «истончается» капля, тогда такое течение ручейка устойчивое в течении длительного времени. Но в случае перехода в капельный режим, возможно восстановление ручейкового режима, так как на подложке остаются смоченные участки.

Из анализа характера движения ривулета было сделано предположение, что при условии постоянного расхода на выходе подающей трубки, направление движения и форма ривулета зависят от неравномерности расхода жидкости по длине ривулета. Такие изменения расхода связаны с формированием различных структур на ривулете (капли, разрывы потока и другие). Точно определить величину пульсаций расхода сложно. Поэтому были проведены эксперименты с переменным расходом на выходе из подающей трубки. На рисунках 3-5 показано влияние изменения расхода на структуру течения. Здесь представлены отдельные кадры видеосъемки со скоростью 300 к/с при плавном изменении расхода от 0,1 до 0,05 мл/с за 200 мс, от 0,05 до 0,2 мл/с за 300 мс и с 0,2 до 0,4 мл/с за 100 мс (отсчет времени на рисунках указан от кадра № 1 на рис. 3). Это моделирует динамику потока после появления каплеобразной структуры на ривулете. На рис. 3 видно, как происходит разрыв ривулета при снижении расхода. Образуется слабое место типа капли (кадр 1), которая является источником дальнейшего уменьшения расхода жидкости в ривулете, ниже самой капли происходит уменьшение расхода (кадр 2-3). Это приводит к разрыву ривулета (кадр 4). В момент разрыва возникают волны (возмущения), которые распространяются вниз и вверх по потоку. В результате прохождения возмущения вниз по потоку образуются две капли жидкости (кадр 5-6) и остатки ривулета (кадр 6). Видно, что остаточные капли имеют разную форму и объем.

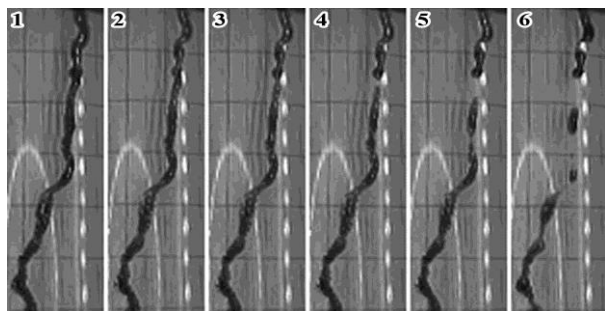


Рис. 3. Кадры видеосъемки течения ривулета при снижении расхода с 0,1 до 0,05 мл/с: 1 – 0, 2 – 153, 3 – 204, 4 – 214, 5 – 270, 6 – 487 мс.

на подложке находятся остаточные капли жидкости. На кадре 1 – ривулет и две капли – остатки жидкости от разрыва ривулета (см. рис. 3, кадр 6). Увеличение расхода жидкости приводит к расширению ривулета, образованию и укрупнению капли жидкости в нижней части ривулета (кадр 2-5), затем происходит взаимодействие ривулета и отдельной капли на поверхности подложки (кадр 6-7). Дальше процесс продолжается до восстановления сплошности ривулета: на кадре 8 и 3 видны подобные капли на нижней границе ривулета. Подобное взаимодействие ривулета происходит со второй каплей вниз по потоку (кадр 9-10). Таким образом, в определении

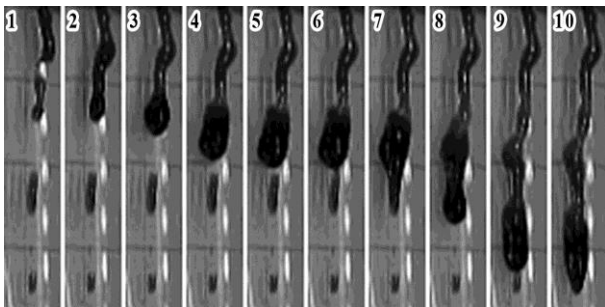
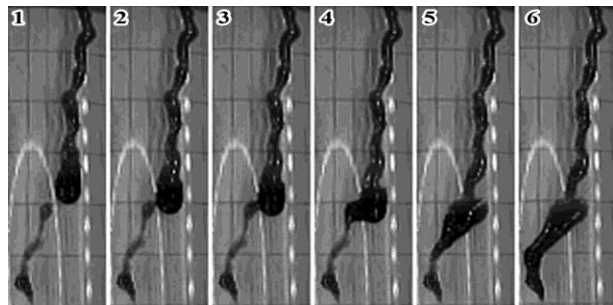


Рис. 4. Кадры видеосъемки течения ривулета при увеличении расхода с 0,05 до 0,2 мл/с: 1 – 547, 2 – 657, 3 – 948, 4 – 1128, 5 – 1158, 6 – 1161, 7 – 1178, 8 – 1218, 9 – 1274, 10 – 1285 мс.

На рис. 5 показано как влияют «остатки» ривулета на изменение направления движения. В этом процессе особую роль играют мелкомасштабные неровности на контактной линии подложки–ривулет. С увеличением расхода внизу ривулета увеличивается капля жидкости (кадр 1), двигаясь вниз по подложке. На кадре 2

видно, как ривулёт с каплей на конце приближается к «мокрому остатку». Далее мелкомасштабный выступ касается «мокрого остатка» (кадр 3), после чего образуется растущая перемычка. Из-за перестройки поля скоростей жидкость из нижней части капли перетекает через перемычку в «мокрый остаток», и ривулёт меняет направление движения, смещаясь влево (кадр 4-6). Можно заметить, что при этом в окрестности перемычки остается пятно сложной формы. В



последствии это пятно может стать основой для роста «каплеобразной» структуры.

Рис. 5. Кадры видеосъемки течения ривулета при изменении расхода с 0,2 до 0,4 мл/с: 1 – 1331, 2 – 1351, 3 – 1355, 4 – 1371, 5 – 1405, 6 – 1435 мс.

На каплеобразных структурах может происходить раздвоение ривулета. В разных рукавах ривулета расход будет разный. Через некоторое время рукав с меньшим расходом вырождается в ряд капель разной формы и объема. При этом удлинённые капли распадаются на ряд более мелких капель. В точке раздвоения случайные возмущения приводят к перераспределению потока жидкости в пользу рукава с большим расходом. Ряд таких возмущений приводит к вырождению рукава с меньшим расходом. Например, если в рукаве с меньшим расходом формируется ривулетно-капельный режим, то на нижней границе ривулета формируется капля с полным торможением в «лобовой» точке. И волна возмущения в виде замедления потока идет вверх по потоку и достигает точки раздвоения. Это приводит к перераспределению потока жидкости в пользу рукава с большим расходом. В эксперименте наблюдался другой вариант перераспределения потоков. Например, сильные возмущения, возникающие вверх по потоку и приходящие в точку раздвоения, вызывают перераспределение потока в пользу рукава с меньшим расходом и формируют новый рукав. Режим течения меандрический стационарный или меандрический нестационарный зависит от числа каплеобразных структур по длине ривулета и с превышением критического числа этих структур, режим течения ривулета переходит из стационарного в нестационарно меандрирующий. Существует переходная область расходов, в которой режим стационарно или нестационарно меандрирующий определяется длиной ривулета, так как число каплеобразных структур пропорционально длине ривулета. Таким образом, для такого расхода жидкости существует определенная длина участка, на котором ривулёт остается стационарно меандрирующим.

#### 4. Заключение

Проведено экспериментальное исследование течения ривулетов и капель по наклонной изотермической гидрофобной поверхности. На поверхности с отрицательным наклоном наблюдались режимы течения жидкости: капельный, капельно-ривулетный, ривулетно-капельный, меандрирующий стационарный и меандрирующий нестационарный. Составлена карта режимов течения и выявлены характерные структуры потока вдоль наклонной поверхности. На примере капельного и ривулетно-капельного режима показано: при условии постоянного расхода на выходе подающей трубки, направление движения и форма ривулета зависят от неравномерности расхода жидкости по длине ривулета. В других режимах также наблюдалось не постоянство расхода жидкости по длине ривулета.

#### Список литературы:

- 1 Nakoryakov V.E., Grigoryeva N.I., Bufetov N.S., Dekhtyar R.A. Heat and mass transfer intensification at steam absorption by surfactant additives // Int. J. Heat Mass Transfer. - 2008. - V. 51. Issues 21-22. - P. 5175–5181.
- 2 Pavlenko A, Zhukov V, Pecherkin N, Chekhovich V, Volodin O, Shilkin A, Grossmann C. Investigation of Flow Parameters and Efficiency of Mixture Separation on a Structured Packing // AIChE Journal. - 2014. - V. 60. Issue 2. - P. 690–705.
- 3 Alekseenko SV, Markovich DM, Evseev AR, Bobylev AV, Tarasov BV, Karsten VM. Experimental investigation of liquid distribution over structured packing. // AIChE Journal. - 2008. - V. 54. - P. 1424–1430.
- 4 Alekseenko S.V., Nakoryakov V.E., Pokusaev B.G. Wave flow of liquid films. - New York: - Begell House, 1994. - 313 p.

- 5 Aktershev S.P., Alekseenko S.V. Influence of condensation on the stability of a liquid film moving under the effect of gravity and turbulent vapor flow // Int. J. Heat Mass Transfer. - 2005. - V. 51. Issue 6. - P. 1039–1052.
- 6 Trifonov Yu. Ya. Viscous liquid film flows over a vertical corrugated surface and the film free surface stability // Journal of Engineering Thermophysics. - 2000. - Vol. 10. № 2. - P. 129–145.
- 7 Трифонов Ю.Я. Стеkanie вязких пленок по волнистым поверхностям // Прикладная механика и техническая физика. - 2004. - Т. 45. № 3. - С. 97–110.
- 8 T. Nakagawa, J.C. Scott Stream meanders on a smooth hydrophobic surface // Journal of Fluid Mechanics. - 1984. - V. 149. - P. 89–99.

### Влияние высокотемпературного промежуточного перегрева на термодинамическую эффективность турбоустановок АЭС

Соколова О.С., [Калугин Б.Ф.], Антонова А.М.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Создание энергоэффективных атомных электростанций с паровыми конденсационными турбинами и электрическим КПД более 50% является одной из приоритетных задач в энергетике. Так как большинство АЭС работает на насыщенном паре, то электрический КПД имеет сравнительно низкие значения 30-34%.

В связи с этим возникает необходимость поиска возможных вариантов повышения эффективности АЭС с влажнопаровыми турбоустановками. Ощутимое повышение КПД турбоустановки АЭС достигается применением перегрева свежего пара [1]. Одним из способов повышения эффективности является использование двукратного перегрева пара при помощи газового перегрева, а также сжигания водородного топлива в специально предназначенных пароперегревателях [2].

В данной работе была поставлена задача исследования влияния введения двукратного промперегрева в тепловую схему высокотемпературной турбоустановки, определения с помощью метода перебора оптимальных параметров пара на выходе из цилиндров высокого и среднего давления, а также выявления способа снижения параметров отработавшего пара, полученных в предыдущей работе.

Ранее проведены исследования для модернизированной высокотемпературной установки с тепловой схемой турбины К-1000-60/1500-2 [3]. Расчетная схема установки с двукратным перегревом пара, представленная на рис. 1, содержит дополнительные элементы, а именно – цилиндр среднего давления и пароперегреватель после ЦСД.

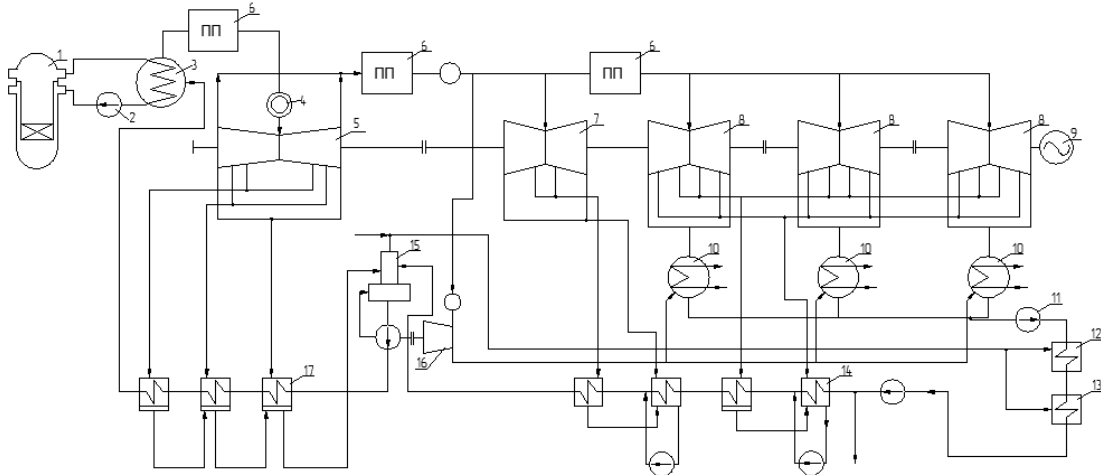


Рис. 1. Модернизированная тепловая схема турбоустановки с турбиной К-1000-60/1500-2 с двукратным перегревом пара:

- 1 – реактор; 2 – ГЦН; 3 – парогенератор; 4 – стопорный клапан; 5 – ЦВД турбины; 6 – промперегреватель; 7 – ЦСД турбины; 8 – ЦНД-турбины; 9 – электрогенератор; 10 – конденсатор; 11 – насос; 12 – основной эжектор; 13 – эжектор уплотнений; 14 – подогреватели низкого давления; 15 – деаэратор; 16 – турбопривод питательного насоса; 17 – подогреватели высокого давления

Расчет тепловой схемы с двукратным перегревом пара проведен для вариантов использования газового и водородного топлива.

В качестве исходных данных принят расход пара на турбоустановку, равный расчетному значению в предыдущих исследованиях  $G_0=1578$  кг/с. Значение относительного внутреннего КПД для ЦВД  $\eta_{oi}^{ЦВД}=0,90$ , для ЦСД и ЦНД  $\eta_{oi}^{ЦСД} = \eta_{oi}^{ЦНД} = 0,92$ . Дискретные значения давлений в отборах приняты на основе прототипа турбины ХТЗ К-1000-60/1500-2. Для  $p_{разд}=2,87$  МПа имеется наибольшее количество значений разделительных давлений на выходе из ЦСД, число точек уменьшается по мере снижения давления  $p_{разд}$ .

Результаты расчета представлены в таблицах 1 и 2 и на рис. 2, 3.

Таблица 1. Показатели установки с двукратным газовым перегревом пара

| $p_{разд1}$ , МПа | № п/п          | 2*    | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     |
|-------------------|----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 2,87              | $N_3$ , МВт    | 2745  | 2887  | 3063  | 3156  | 3191  | 2993  |
|                   | $Q_{тy}$ , МВт | 5726  | 6004  | 6310  | 6519  | 6887  | 6937  |
|                   | $\eta_3$       | 0,482 | 0,483 | 0,488 | 0,487 | 0,466 | 0,434 |
| 1,822             | $N_3$ , МВт    |       | 2860  | 3074  | 3202  | 3298  | 3125  |
|                   | $Q_{тy}$ , МВт |       | 5971  | 6320  | 6570  | 6997  | 7334  |
|                   | $\eta_3$       |       | 0,481 | 0,489 | 0,49  | 0,474 | 0,428 |
| 1,122             | $N_3$ , МВт    |       |       | 3032  | 3209  | 3361  | 3241  |
|                   | $Q_{тy}$ , МВт |       |       | 6289  | 6583  | 7076  | 7247  |
|                   | $\eta_3$       |       |       | 0,485 | 0,49  | 0,477 | 0,449 |
| 0,582             | $N_3$ , МВт    |       |       |       | 3112  | 3357  | 3305  |
|                   | $Q_{тy}$ , МВт |       |       |       | 6479  | 7072  | 7339  |
|                   | $\eta_3$       |       |       |       | 0,483 | 0,477 | 0,45  |
| 0,312             | $N_3$ , МВт    |       |       |       |       | 3270  | 3290  |
|                   | $Q_{тy}$ , МВт |       |       |       |       | 6949  | 7310  |
|                   | $\eta_3$       |       |       |       |       | 0,473 | 0,452 |
| 0,08              | $N_3$ , МВт    |       |       |       |       |       | 3270  |
|                   | $Q_{тy}$ , МВт |       |       |       |       |       | 6949  |
|                   | $\eta_3$       |       |       |       |       |       | 0,471 |

Для наглядного представления зависимости величины абсолютного электрического КПД от разделительного давления построены графики  $\eta_3=f(p_{разд})$ , где на оси абсцисс – разделительное давление второго промежуточного перегрева, а линии отражают функции КПД от разделительного давления первого промежуточного перегрева.

Анализ зависимостей для газового перегрева, приведенных на рис. 2, показывает, что функция имеет параболический характер с ярко выраженной зоной оптимума. Максимальные значения КПД имеют место при  $p_{разд1}=1,822$  МПа  $p_{разд1}=1,122$  МПа.

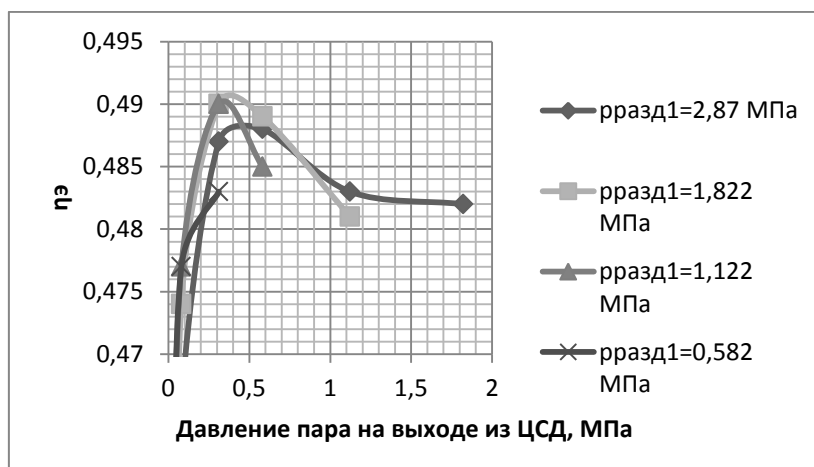


Рис. 2. График зависимости абсолютного электрического КПД от давления на выходе из ЦСД для газового перегрева

Таблица 2. Показатели установки с двукратным водородным перегревом пара

| $P_{\text{разд1}}, \text{ МПа}$ | № п/п                        | 2*    | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     |
|---------------------------------|------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 2,87                            | $N_3, \text{ МВт}$           | 3199  | 3276  | 3644  | 3774  | 3831  | 3560  |
|                                 | $Q_{\text{ту}}, \text{ МВт}$ | 6857  | 7265  | 7751  | 8090  | 8690  | 8832  |
|                                 | $\eta_3$                     | 0,469 | 0,453 | 0,472 | 0,468 | 0,443 | 0,405 |
| 1,822                           | $N_3, \text{ МВт}$           |       | 3366  | 3662  | 3842  | 3885  | 3885  |
|                                 | $Q_{\text{ту}}, \text{ МВт}$ |       | 7215  | 7769  | 8179  | 8881  | 9117  |
|                                 | $\eta_3$                     |       | 0,469 | 0,473 | 0,472 | 0,439 | 0,428 |
| 1,122                           | $N_3, \text{ МВт}$           |       |       | 3997  | 3852  | 4072  | 3908  |
|                                 | $Q_{\text{ту}}, \text{ МВт}$ |       |       | 1005  | 8195  | 9016  | 9356  |
|                                 | $\eta_3$                     |       |       | 0,399 | 0,472 | 0,453 | 0,419 |
| 0,582                           | $N_3, \text{ МВт}$           |       |       |       | 3718  | 4071  | 4002  |
|                                 | $Q_{\text{ту}}, \text{ МВт}$ |       |       |       | 8022  | 9013  | 9513  |
|                                 | $\eta_3$                     |       |       |       | 0,465 | 0,453 | 0,422 |
| 0,312                           | $N_3, \text{ МВт}$           |       |       |       |       | 3961  | 3989  |
|                                 | $Q_{\text{ту}}, \text{ МВт}$ |       |       |       |       | 8813  | 9493  |
|                                 | $\eta_3$                     |       |       |       |       | 0,451 | 0,422 |
| 0,08                            | $N_3, \text{ МВт}$           |       |       |       |       |       | 3939  |
|                                 | $Q_{\text{ту}}, \text{ МВт}$ |       |       |       |       |       | 8644  |
|                                 | $\eta_3$                     |       |       |       |       |       | 0,457 |

\*Примечание: в таблицах обозначено значение давления на выходе из ЦСД: 2 – 1,822 МПа, 3 – 1,122 МПа, 4 – 0,582 МПа, 5 – 0,312 МПа, 6 – 0,08 МПа, 7 – 0,021 МПа.

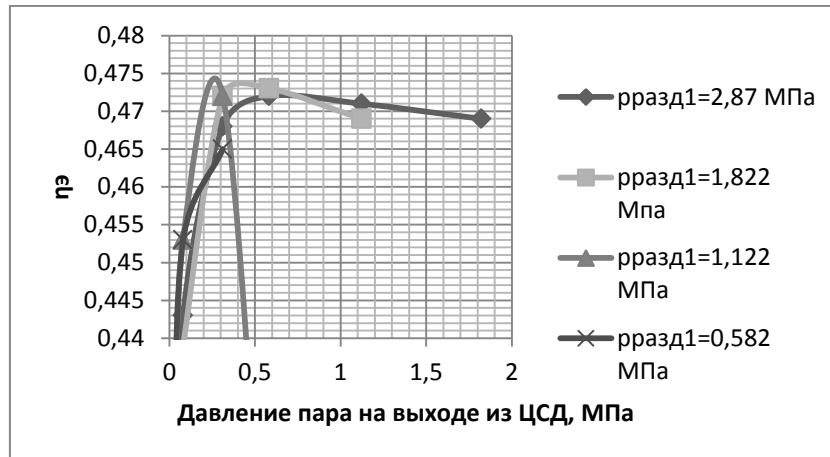


Рис. 3. График зависимости абсолютного электрического КПД от давления на выходе из ЦСД для водородного перегрева

При использовании для перегрева пара водородного топлива полученные зависимости имеют характер, подобный предыдущему. Максимальные значения КПД достигаются при тех же  $p_{\text{разд1}} = 1,822 \text{ МПа}$  и  $p_{\text{разд1}} = 1,122 \text{ МПа}$ , однако их уровень при водородном перегреве значительно ниже, чем при газовом. Это дает основания для вывода о более высокой эффективности установки с газовым перегревом.

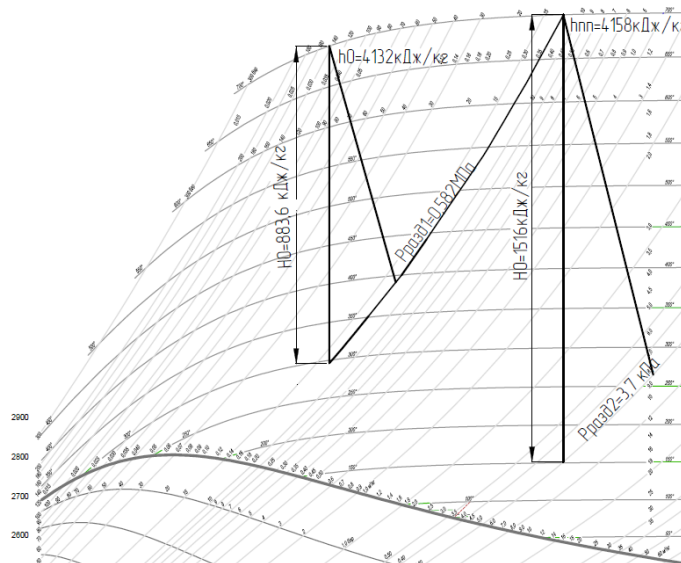


Рис.4. Процесс расширения пара при  $p_{\text{разд1}} = 0,582 \text{ МПа}$  в  $hs$ -диаграмме

Анализ показывает, что максимальное значение КПД при двукратном промперегреве составило  $\eta_3 = 0,490$ . Это ниже КПД установки с однократным промперегревом, полученным в работе [2], где он равен  $\eta_3 = 0,493$ . Данный результат можно объяснить тем, что даже при однократном промперегреве до  $800^\circ\text{C}$  пар на выходе из турбины находится в области перегретого пара (рис.4), а при введении двукратного промперегрева значение энтальпии  $h_k$  существенно повышается, что увеличивает потери теплоты в конденсаторе.

Снизить потери теплоты в конденсаторе можно путем применения пароохладителя, в котором теплота перегрева отработавшего в турбине пара используется для подогрева основного конденсата (рис. 5).



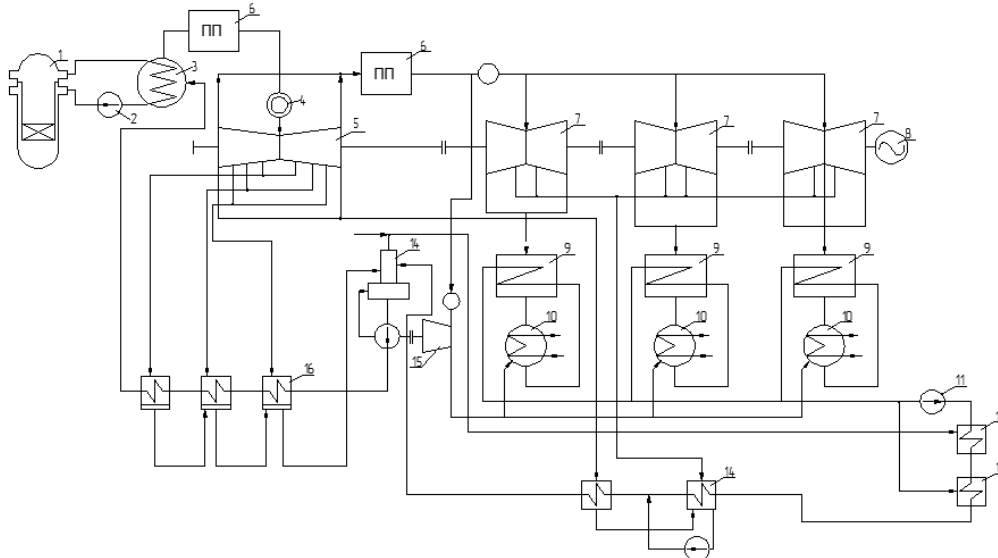


Рис. 5. Тепловая схема турбоустановки с однократным промперегревом и пароохладителем отработавшего пара

18 – пароохладитель отработавшего пара; остальные обозначения те же, что на рис. 1

Расчеты показали, что введение пароохладителя в схему установки с газовым перегревом пара позволяет получить электрический КПД  $\eta_{\text{э}}=0,492$  (без него –  $\eta_{\text{э}}=0,493$  [2]). При этом значительно упрощается тепловая схема установки, так как нагрев конденсата до  $82\text{ }^{\circ}\text{C}$  в пароохладителе позволяет исключить 2 подогревателя низкого давления и, возможно, снизить металлоемкость и затраты на оборудование. Показатели установки с однократным промежуточным перегревом пара и пароохладителем приведены в таблице 3.

Таблица 3. Результаты расчета схемы с пароохладителем

| Газовый перегрев пара      |                            |                   | Водородный перегрев пара   |                            |                   |
|----------------------------|----------------------------|-------------------|----------------------------|----------------------------|-------------------|
| $N_{\text{э}}, \text{МВт}$ | $Q_{\text{т}}, \text{МВт}$ | $\eta_{\text{э}}$ | $N_{\text{э}}, \text{МВт}$ | $Q_{\text{т}}, \text{МВт}$ | $\eta_{\text{э}}$ |
| 3009                       | 6155                       | 0,491             | 3528                       | 7483                       | 0,473             |

Реальность использования пароохладителей отработавшего пара может быть определена с помощью оценки площади поверхности теплообмена и габаритов теплообменника. Для эффективного теплообмена приняты оребренные трубные поверхности и несколько ходов воды внутри них. Учитывая, что в процессе теплообмена происходит снижение температуры перегретого пара, но не его конденсация, использована методика расчета газодводяного теплообменника [4]. Расчетная схема пароохладителя приведена на рис. 6. Его конструктивное устройство характеризуется горизонтальной ориентацией поверхности теплообмена с трубной системой в виде прямых оребренных трубок, развальцованных в трубных досках. Пар поперечно омывает поверхность теплообмена.

Расчеты проведены для варианта с оптимальным разделительным давлением  $p_{\text{разд}} = 0,582 \text{ МПа}$  и тепловой мощностью пароохладителя  $Q_{\text{т}} = 356 \text{ МВт}$  на выходе из ЦВД турбины для тепловой схемы с однократным перегревом [3].

Таблица 4. Исходные данные для расчета газодводяного теплообменника

|      | $t_{\text{вх}}, ^{\circ}\text{C}$ | $h_{\text{вх}}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ | $t_{\text{вых}}, ^{\circ}\text{C}$ | $h_{\text{вых}}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ |
|------|-----------------------------------|-----------------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------------------|
| Вода | 28                                | 117,32                                        | 82                                 | 343                                            |
| Пар  | 154                               | 2791                                          | 35                                 | 2565                                           |

Коэффициент теплоотдачи к воде  $\alpha_k$  определяется для развитого ( $Re > 10^4$ ) турбулентного движения воды в трубках. Коэффициент теплоотдачи от потока пара  $\alpha_{пр}$  рассчитан по формуле для пучка оребренных труб при его поперечном обтекании. Коэффициент теплопередачи  $K$  определяется по формуле для оребренных труб, омываемых греющим (газовым) теплоносителем.

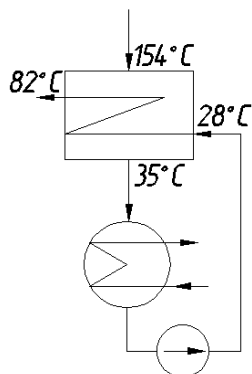


Рис. 6. Расчетная схема пароохладителя отработавшего пара

Таблица 5. Результаты расчета газовойодяного теплообменника

| $\Delta t_{cp}, ^\circ C$ | $\alpha_k, \frac{Вт}{м^2 \cdot К}$ | $\alpha_{пр}, \frac{Вт}{м^2 \cdot К}$ | $K, \frac{Вт}{м^2 \cdot К}$ | $F, м^2$ |
|---------------------------|------------------------------------|---------------------------------------|-----------------------------|----------|
| 28                        | 10618                              | 13,746                                | 13,489                      | 552      |

$F$  – площадь поверхности теплообмена;  $\Delta t_{cp}$  – средний температурный напор.

#### Заключение

Анализ результатов проведенных расчетных исследований показывает, что введение двукратного перегрева не дает ожидаемого повышения термодинамической эффективности, поэтому осуществление его на практике не является целесообразным.

Для установки с однократным газовым перегревом включение в схему пароохладителей повышает эффективность работы станции с точки зрения снижения затрат на оборудование и его эксплуатацию вследствие упрощения схемы. Результаты расчета габаритов теплообменника свидетельствуют о том, что такого рода модернизация вполне применима.

#### Список литературы:

1. Аминов Р.З., Егоров А.Н. Оценка термодинамической эффективности водородных циклов на влажно-паровых АЭС // Теплоэнергетика, 2013, №4. – С.27–33.
2. Фаворский О.Н., Леонтьев А.И., Федоров А.В., Мильман О.О. Расчетно-экспериментальное обоснование создания угольно-водородной электростанции с высокотемпературными (850÷1500°C) паровыми турбинами // Труды пятой Российской национальной конференции по теплообмену. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – Т.1. – с. 63–68.
3. Соколова О.С., Калугин Б.Ф. Исследования в области применения высокотемпературных турбоустановок на АЭС // Сборник докладов XX Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Современная техника и технологии». – Томск: Изд-во ТПУ, 2014 – с.181–182.
4. Петровский Ю.В., Фастовский В.Г. Современные эффективные теплообменники. – М.Л. Госэнергоиздат, 1962. – 256с.

#### Перспективные когенерационные ГТУ для систем теплоэнергоснабжения ЖКХ

Ануров Ю.М. \*, Дубинин А.Б. \*\*, Жуков В.К. \*\*\*, Николаев Ю.Е. \*\*\*\*, Вдовенко И.А. \*\*\*\*

\*«Центр концептуального проектирования», г. Санкт-Петербург, Россия

\*\*«Энергомаш-Проект», г. Москва, Россия

\*\*\*«КЭР – Холдинг», г. Казань, Россия

\*\*\*\*Саратовский государственный технический университет им. Гагарина Ю.А., г. Саратов, Россия

Повышение энергоэффективности систем электро- и теплоснабжения муниципальных образований и городских поселений является целью энергосбережения, заключающегося не только в замене низкоэффективного оборудования на более совершенное и соблюдении СНиПов. В соответствии с ФЗ «О теплоснабжении» и ФЗ «Об Энергосбережении» в качестве основной меры рассматривается модернизация схем теплоснабжения, предусматривающая внедрение энергосберегающего оборудования и прогрессивных технологий во все звенья теплового хозяйства. При этом важна оценка потенциала энергосбережения, под которым понимается возможное снижение энергопотребления за счет массового использования технически освоенных образцов энергосберегающих техники и технологий.

Для количественной оценки потенциала энергосбережения (ПЭ) в [1] предложена концепция образцовой системы (схемы) теплоснабжения, 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. Потенциал энергосбережения можно выразить следующим образом

$$ПЭ = \beta - 1, \quad (1)$$

$$\beta = \frac{I_{эн}^C}{I_{эн}^O}, \quad (2)$$

где  $I_{эн}$  – денежные (или энергетические) годовые затраты в систему теплоснабжения, руб./год (Дж); верхние индексы соответствуют существующей и образцовой системам теплоснабжения.

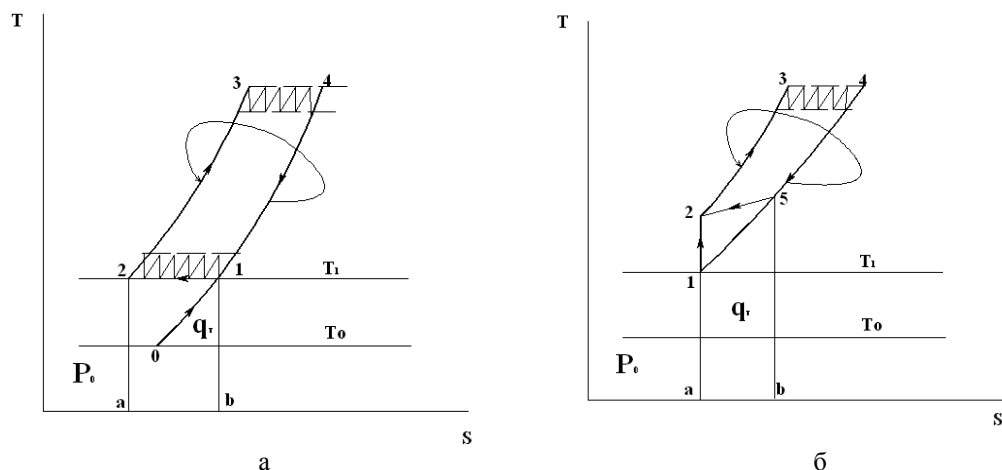
Величина ПЭ может использоваться в качестве критерия сравнения различных вариантов и выбора схем теплоснабжения.

Основой концепции является теория образцовых циклов теплоэнергетических установок (ТЭУ) [2], под которыми понимаются такие теоретические циклы, приближение к которым в реальных условиях обеспечивает максимальный энергетический эффект. Конфигурация образцового цикла, зависящая от условий его осуществления, определяет структуру тепловой схемы установки, ее рациональный цикл и его оптимальные параметры.

По аналогии образцовая система теплоснабжения выбирается с учётом всех условий и ограничений: стоимостных факторов, климатических режимов, условий эксплуатации и т.д. При этом последовательно решаются следующие взаимосвязанные задачи: 1) выбор структуры схемы теплоснабжения для существующего и перспективного расположения потребителей (размещение источников энергии, их виды и количество, радиусы теплоснабжения); 2) согласование технико-экономических характеристик источников энергии; 3) рациональная трассировка тепловых сетей с учетом оптимального радиуса теплоснабжения; 4) создание электронной модели системы. Очевидно, что с изменением условий образцовая система теплоснабжения также может изменяться. Образцовая система теплоснабжения должна комплектоваться «образцовым» оборудованием, имеющим наилучшие показатели. Особая роль при этом уделяется источникам. В ФЗ «О теплоснабжении» указывается на приоритетное использование когенерационных установок, реализующих теплофикационные термодинамические циклы. В последнее время в коммунальных системах электро- и теплоснабжения городов и поселков внедряются когенерационные установки на базе газотурбинных (ГТУ) и газопоршневых (ГПД) двигателей. Применение этих установок для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии обеспечивает высокую экономичность и надежность энергоснабжения. При электрических мощностях  $\geq 3$  Мвт когенерационные ГТУ оказываются предпочтительнее газопоршневых. Как правило, газотурбинные установки выполняются по простым схемам и работают по изобарно-адиабатному циклу Брайтона. В [2,3] предложены образцовые циклы теплофикационных (когенерационных) ГТУ, конфигурация которых в TS- диаграмме показана на рис.1. Циклы регенеративные, с многоступенчатыми процессами сжатия и расширения рабочего тела. Их отличительной особенностью является необходимость предварительного подогрева воздуха перед поступлением в компрессор, причем температура начала процесса сжатия должна быть согласована с температурой теплоносителя потребителя теплоты. В цикле на рис.1а потребителю передается теплота  $q_T$  охлаждения воздуха многоступенчатого процесса сжатия. В цикле на рис.1б сжатие одноступенчатое. Здесь утилизируется и передается потребителю теплота  $q_T$  выходящих из регенератора отработавших в газовой турбине продуктов сгорания. Смещение процессов сжатия в область более высоких температур неизбежно приведет к снижению эффективного КПД цикла и эксергетического КПД установки, но одновременно увеличит степень утилизации теплоты отработавших в турбине газов  $\varphi$  и коэффициент использования теплоты топлива  $K_{ит}$ . В конечном итоге системная экономия топлива  $\Delta B$  (по сравнению с отдельной выработкой) возрастает.

Приближение к конфигурации образцовых циклов осуществляется сложными схемами и требует технико-экономического обоснования. В зарубежном газотурбостроении осуществляется переход к сложным схемам не только стационарных, но и транспортных ГТУ. Они выполняются по регенеративным схемам и имеют две ступени сжатия с промежуточным охлаждением. В частности, газотурбинная установка LMS100 фирмы GE с промхлаждением имеет КПД 46% и разработана для стационарной энергетики. Существенным общим недостатком таких энергоустановок является невозможность сборки/разборки энергоблока для замены роторных и

статорных деталей на месте эксплуатации. Речь может идти лишь о замене модуля газогенератора или силовой турбины целиком, которые могут ремонтироваться только на заводах изготовителях. Инженерным Центром концептуального проектирования предлагается когенерационный высокоэкономичный газотурбинный энергоблок 5-го поколения ГТЭ-004 мощностью 4 МВт с КПД 41,5% и возможностью разборки и сборки на месте эксплуатации. Установка имеет две ступени сжатия с промежуточным охлаждением, регенератор (рекуперативный воздухоподогреватель) и котел-утилизатор и воздухоохладитель (рис. 2). Ближайший зарубежный аналог по термодинамической схеме - это энергоблок WR-21 Роллс-ройс мощностью 25МВт для эсминца Тип-45. Основные характеристики ГТЭ-004 приведены в табл.1.



01 – процесс предварительного подогрева воздуха перед сжатием;  $T_1$  – температура начала процесса сжатия, согласованная с температурой теплоносителя потребителя;  $T_0$  – температура окружающей среды;  $q_T$  – отданная потребителю теплота

Рисунок 1- Образцовые циклы теплофикационных ГТУ в TS-диаграмме

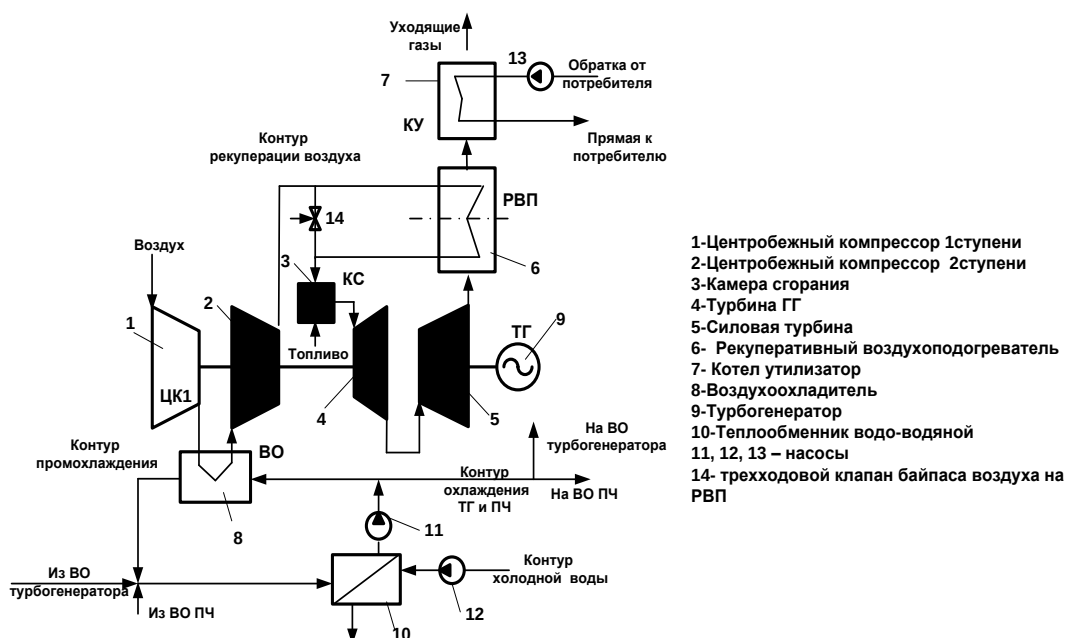


Рисунок 2- Схема когенерационной ГТУ с регенеративным подогревом воздуха и двумя ступенями сжатия

Энергоблок предназначен для использования в ЖКХ городов и поселков и получения электроэнергии и тепла в составе компактных газотурбинных электростанций, а также в качестве

надстроек крупных котельных и ТЭЦ. Проведенные расчеты подтверждают энергетическую эффективность газотурбинной установки ГТЭ-004 в системах теплоснабжения ЖКХ городов и муниципальных образований. Сравнение с отечественными и зарубежными газотурбинными установками аналогичного уровня мощности Mercury 50 (Solar), GT10 (Hitachi Zosen), SGT100(Siemens), ГПУ-4П (Пермь), АИ-400-336Э (Ивченко), ГТД-4/6,3/10PM (ОАО «Сатурн») и пр. показывают преимущества ГТЭ-004.

Таблица 1- Технические характеристики ГТЭ-004М

| Наименование параметра                                                                                                                                                                                                                                                                                          | Размерность                                | Значение       |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------|----------------|
| Мощность на клеммах генератора                                                                                                                                                                                                                                                                                  | кВт                                        | 4130           |
| Расход воздуха на входе в компрессор                                                                                                                                                                                                                                                                            | кг/с                                       | 14,8           |
| Суммарная степень повышения давления в цикле                                                                                                                                                                                                                                                                    | —                                          | 8,65           |
| Температура воздуха на выходе из компрессора                                                                                                                                                                                                                                                                    | °С                                         | 98             |
| Число оборотов газогенератора                                                                                                                                                                                                                                                                                   | об/мин                                     | 18100          |
| Число оборотов свободной турбины и генератора                                                                                                                                                                                                                                                                   | об/мин                                     | 12600          |
| Температура на входе в турбину                                                                                                                                                                                                                                                                                  | °С                                         | 1065           |
| КПД турбогенератора с возбуждением постоянными магнитами                                                                                                                                                                                                                                                        | %                                          | 0,98           |
| Степень регенерации в РВП                                                                                                                                                                                                                                                                                       | -                                          | 0,90           |
| КПД энергоблока на клеммах генератора                                                                                                                                                                                                                                                                           | %                                          | 41,5           |
| Коэффициент использования топлива: при утилизации тепла выхлопа/выхлоп +ВО                                                                                                                                                                                                                                      | %                                          | 62/77          |
| Температура газа на выхлопе из РВП                                                                                                                                                                                                                                                                              | °С                                         | 266            |
| Тепловая мощность КУ: при включ. РВП/при отключ. РВП                                                                                                                                                                                                                                                            | МВт                                        | 2,4/7,5        |
| Габариты энергоблока (с КУ)                                                                                                                                                                                                                                                                                     | ШхДхВ, мм                                  | 2000х4500х4500 |
| Масса с рекуператором и КУ                                                                                                                                                                                                                                                                                      | кг                                         | 18000          |
| Полный назначенный ресурс энергоблока                                                                                                                                                                                                                                                                           | тыс. часов                                 | 120000         |
| Ресурс до капитального ремонта                                                                                                                                                                                                                                                                                  | тыс. часов                                 | 40000          |
| Напряжение линейное на входе в ПЧ при XX / нагрузке, В                                                                                                                                                                                                                                                          | 3600 / 3216                                |                |
| Коэффициент готовности                                                                                                                                                                                                                                                                                          | 0,995, не менее                            |                |
| Климатическое исполнение                                                                                                                                                                                                                                                                                        | У, категория изделия 3 согласно ГОСТ 15150 |                |
| Вид топлива                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | Природный газ / Дизельное топливо          |                |
| Примечание. Термодинамические параметры и номинальные теплотехнические показатели, приведенные в таблице, соответствуют работе ГТД в условиях станции (с потерями давления на входе и выходе из газотурбинной установки 100 мм. вод. ст.) в стандартных атмосферных условиях (Pн = 101.325 кПа и Tн = 288.15 K) |                                            |                |

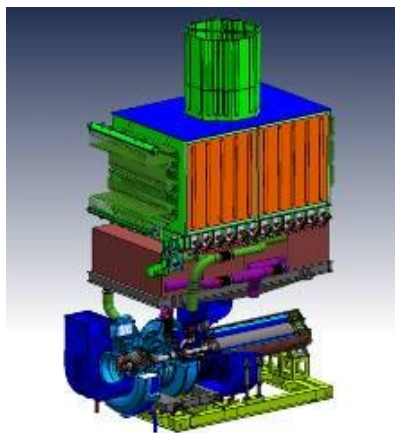
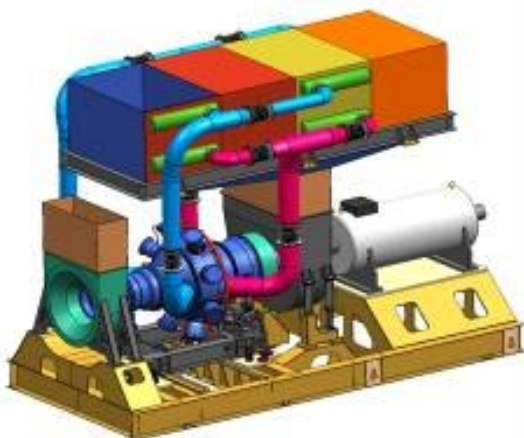


Рисунок 3- Компонировка ГТЭ -004 с РВП и турбогенератором (слева) и дополнительно с котлом – утилизатором с габаритами (справа) –

**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. научн.-практ. конф. СПб.: "К-8", 2012г. С.115-118.
2. Андриященко А.И., Дубинин А.Б. Образцовые циклы теплоэнергетических установок и их оптимизация// Учеб. Пособие. – Саратов: СПИ.1988. – 68с.
3. Андриященко А.И., Аминов Р.З., Хлебалин Ю.М. Теплофикационные установки и их использование. – М.: Высш. шк.,1989. – 256с.

УДК 536.24

**Термодинамический анализ и повышение эффективности теплообменного оборудования в системе оборотного водоснабжения газоперерабатывающего завода**

Рунов Д.М., Лаптев А.Г.

Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти, г. Бугульма, Россия  
Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

**Аннотация.** Важным технологическим оборудованием на промышленных предприятиях являются теплообменные аппараты. Чем интенсивнее происходит процесс теплообмена между средами, тем выше тепловая эффективность теплообменных аппаратов, ниже металлоемкость и эксплуатационные затраты, а значит ниже себестоимость выпускаемой продукции. В данной статье представлены результаты анализа тепловой эффективности теплообменных аппаратов, предназначенных для охлаждения высокотемпературных газовых потоков в системе оборотного водоснабжения. Предложены методы интенсификации теплообмена для повышения их тепловой эффективности аппаратов, определение которой произведено с помощью эксергетического КПД. Результатом интенсификации теплообмена в трубном пространстве (метод электромагнитного воздействия на воду) является повышение эксергетического КПД на 12,2 %.

**Постановка задачи**

Для промышленных и коммунальных предприятий одной из основных задач является повышение эффективности работы теплообменников. Эффективность теплообмена между нагреваемой и охлаждающей средами влияет на площадь поверхности теплообмена, а, следовательно, и на массу теплообменного аппарата. Поэтому первоочередной задачей при эксплуатации теплообменного оборудования на промышленных предприятиях является проведение анализа тепловой эффективности. Одним из предприятий, где используется теплообменное оборудование, является газоперерабатывающий завод управления «Татнефтегазпереработка». В теплообменном оборудовании происходит охлаждение высокотемпературных газовых сред. Холодной средой является обратная вода, которая в процессе ее прохождения через теплопередающие поверхности нагревается, а затем подается в градирни для ее охлаждения. Ниже сделан термодинамический анализ промышленной теплообменной установки.

**Определение тепловой эффективности теплообменных аппаратов**

Эффективность теплообменного оборудования может определяться по энергетическому коэффициенту Кирпичева [1]. Определим энергетическую эффективность ( $E$ ) одного из теплообменных аппаратов на установке осушки и очистки газа от  $\text{CO}_2$  (УООГ), где осуществляется охлаждение газа регенерации и газа охлаждения после процессов абсорбции и адсорбции. Температура газа на входе  $69^\circ\text{C}$ , а на выходе  $43^\circ\text{C}$ , температура воды на входе в теплообменный аппарат  $16^\circ\text{C}$ , а на выходе из теплообменного аппарата  $17,3^\circ\text{C}$ . Площадь теплообмена двухходового теплообменного аппарата составляет  $40\text{ м}^2$ , внешний диаметр кожуха  $0,426\text{ м}$ , наружный и внутренний диаметры труб  $0,025\text{ м}$  и  $0,021\text{ м}$  соответственно. Объемный расход газового потока в теплообменный аппарат составляет  $1500\text{ м}^3/\text{ч}$ .

Энергетический коэффициент по Кирпичеву записывается в форме:

$$E = \frac{Q}{N}, \quad (1)$$

где  $Q$  – передаваемый тепловой поток, кВт;  $N$  – суммарная мощность, требуемая на прокачку воды через поверхность теплообмена, кВт;

$$N = \frac{G \cdot \Delta p}{\rho \cdot \eta},$$

где  $G$  – массовый расход воды, кг/сек;  $\Delta p$  – полное гидравлическое сопротивление, Па;  $\rho$  – плотность воды перед нагнетанием, кг/м<sup>3</sup>;  $\eta$  – КПД насоса.

Полное сопротивление  $\Delta p$  представляет собой сумму потерь давления на трение, местные сопротивления и затрат давления на создание скорости потока:

$$\Delta p = \Delta p_T + \Delta p_m + \Delta p_{ск}. \quad (2)$$

Полное сопротивление потоку воды в теплообменном аппарате составило 516,3 кПа, тогда его энергетическая эффективность составит 6,6 [2].

Для оценки эффективности работы теплообменников также используют два показателя: КПД теплообменника:

$$\eta = \frac{Q_x}{Q_p}, \quad (3)$$

и коэффициент удержания тепла:

$$\varepsilon = Q_x / (Q_x + Q_{OC}) \quad (4)$$

где  $Q_x = G_x(h'_x - h''_x)$  – тепло, полученное холодным теплоносителем,  $Q_p = G_p(h'_p - h''_p)$  – располагаемое тепло греющего (горячего теплоносителя),  $Q_{OC}$  – потери тепла в окружающую среду;  $G_x, G_p$  – расходы холодного и греющего теплоносителя до и после теплообменника,  $h'_x, h''_x$  – энтальпия греющего теплоносителя до и после теплообменника.

Ни тот, ни другой показатель не отражают того факта, что качественные показатели энергии, полученной нагреваемым теплоносителем, ниже соответствующих показателей этой энергии у греющего теплоносителя.

Чтобы учесть снижение качества тепла вследствие необратимости процессов теплообмена, необходимо вместо количества отдаваемого тепла использовать соответствующую ему эксергию. Поэтому метод термодинамического анализа, учитывающий при анализе технологических систем, как первый, так и второй закон термодинамики, называется эксергетическим [3]. Большое значение при этом методе анализа приобретает окружающая среда. Следует отметить, что все реальные технические процессы происходят в условиях взаимодействия с окружающей средой. Поэтому эффективность эксплуатации теплообменного оборудования также может быть определена по эксергетическому КПД, который учитывает потери тепла в окружающую среду.

Эксергетический баланс теплообменника можно представить как [4]:

$$E'_e - E''_e = E'_x - E''_x + \Delta E_{TO} + \Delta E_{OC}, \quad (5)$$

где  $E'_e, E'_x, E''_e, E''_x$  – эксергия греющего и холодного теплоносителя соответственно на входе и выходе теплообменника;  $\Delta E_{TO}, \Delta E_{CO}$  – потери эксергии в процессе необратимого теплообмена и при взаимодействии с окружающей средой.

Влагосодержание ( $X$ ) углеводородного газа 0,02 кг/кг, температура окружающей среды при проведении измерений температур газа и воды на входе и выходе из теплообменного аппарата составляет (-15 °C), 258 К.

Эксергия, отдаваемая 1 кг газового потока:

$$\Delta e_e = e'_e - e''_e = c_e(t'_e - t''_e) - T_o c_e \ln(T'_e / T''_e) + X[h'_n - h''_n - T_o(S'_n - S''_n)] \quad (6)$$

Средняя изобарная теплоемкость углеводородного газа в интервалах заданных температур:

$$c_e|_0^{69} = 2,331 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}^\circ\text{C}}; c_e|_0^{43} = 2,311 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}^\circ\text{C}}.$$

$$c_e|_{43}^{69} = (2,331 \cdot 69 - 2,311 \cdot 43) / (69 - 43) = 2,364 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}^\circ\text{C}}.$$

Парциальное давление водяных паров (примем  $p = 9,86 \cdot 10^4$  Па):

$$p_n = \frac{pX}{(0,622 + X)} = \frac{9,86 \cdot 10^4 \cdot 0,02}{(0,622 + 0,02)} = 3071,65 \text{ Па} = 3,1 \text{ кПа}. \quad (7)$$

Энтальпия и энтропия пара:

при  $t=69^{\circ}\text{C}$   $h_n=2629,52$  кДж/кг;  $S_n=8,84193$  кДж/(кг·К);  
 при  $t=43^{\circ}\text{C}$   $h_n=2580,64$  кДж/кг;  $S_n=8,6932$  кДж/(кг·К).

$$\Delta e_z = 2,364 \cdot (69 - 43) - 258 \cdot 2,364 \cdot \ln(342 / 316) + 0,02 \cdot [2629,52 - 2580,64 - 258 \cdot (8,84193 - 8,6932)] =$$

$$= 13,45 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

$$\Delta E_z = G_z \cdot \Delta e_z = 14356,512 \cdot 13,449 = 193085,8 \frac{\text{кДж}}{\text{ч}}.$$

Эксергия, воспринимаемая 1 кг воды

Теплоемкость воды  $c_{\text{в}} \big|_{17,3}^{16} = 4,315 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}^{\circ}\text{C}}.$

$$\Delta e_g = 4,315 \cdot (17,3 - 16) - 258 \cdot 4,315 \cdot \ln(290,3 / 289) = 0,61294 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}. \quad (8)$$

$$\Delta E_g = G_g \cdot \Delta e_g = 129600 \cdot 0,61294 = 79437,024 \frac{\text{кДж}}{\text{ч}}.$$

Потери эксергии в теплообменнике:

$$\Delta E_{\text{ТО}} = \Delta E_z - \Delta E_g = 193085,8 - 79437,024 = 113648,776 \frac{\text{кДж}}{\text{ч}}. \quad (9)$$

Эксергетический КПД:

$$\frac{\Delta E_g}{\Delta E_z} = \frac{79437,024}{193085,8} = 0,41 \approx 41\%. \quad (10)$$

Исходя из произведенных расчетов энергетической и эксергетической эффективности эксплуатации теплообменного оборудования на УООГ, можно сделать вывод, что их эффективность недостаточно высока. Эффективность эксплуатации теплообменного оборудования, т.е. эффективность охлаждения углеводородного газа можно увеличить с помощью увеличения коэффициента теплоотдачи со стороны охлаждаемого газа (межтрубное пространство), и увеличения коэффициента теплоотдачи со стороны воды (трубное пространство).

#### Методы интенсификации теплообмена

Со стороны охлаждаемого углеводородного газа коэффициент теплоотдачи можно увеличить с помощью турбулизации потока газа и периодического разрушения пограничного слоя. Интенсифицировать теплообмен в межтрубном пространстве теплообменного аппарата можно с помощью закрутки газового потока, использования вибрации для теплообменных поверхностей, наложения пульсации давления, оребрения наружной области трубок и т.д. [5]. Закручивание газового потока осуществляется с помощью механических турбулизирующих вставок. При этом значение коэффициента теплоотдачи увеличивается на 40 % и более в зависимости от шага закрутки.

В трубном пространстве теплообменного аппарата, т.е. со стороны охлаждающей воды теплообмен ухудшается вследствие образования накипи на теплопередающих поверхностях. Поэтому интенсифицировать процесс теплообмена с помощью вышеперечисленных методов, предлагаемых для межтрубного пространства, не представляется возможным. Основной причиной ухудшения теплообмена в трубном пространстве теплообменных аппаратов является образование накипи. Применяемые в настоящее время методы стабилизации воды (дозирование химических реагентов, продувка) в системе оборотного водоснабжения ГПЗ лишь частично решают проблему накипобразования и влекут значительные материальные затраты на их осуществление. Необходимо отметить, что применяемые химические методы водоподготовки в промышленности также оказывают отрицательное воздействие на окружающую среду из-за образования высокоминерализованных сточных вод. Одним из методов водоподготовки (интенсификации теплообмена), который сочетает в себе минимальные материальные затраты на его осуществление и экологичность – в результате его применения не образуется высокоминерализованных вод, является метод электромагнитного воздействия на воду. Потребляемая мощность одного прибора электромагнитной обработки воды (ПЭОВ) составляет не более 50 Вт. Сущность данного метода состоит в том, что соли жесткости выпадают в объеме воды в виде шлама, а не откладываются в виде накипи на теплопередающих поверхностях [6]. ПЭОВ [7] был смонтирован на общем подающем трубопроводе, по которому обратная вода подается в группу теплообменных



аппаратах (рисунок 1), в которых производится охлаждение газа регенерации и газа охлаждения. После чего охлажденный газ направляется на сепараторы для отделения его от влаги.

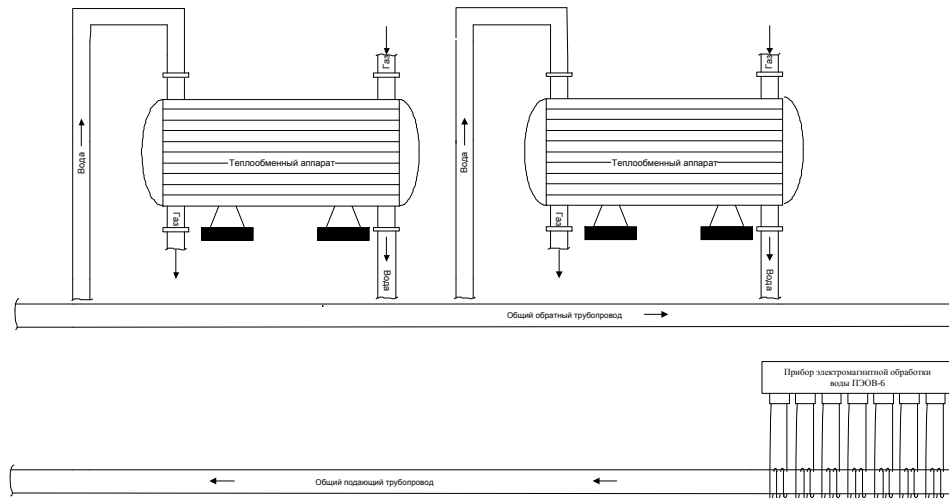


Рис.1. Теплотехнологическая схема группы теплообменных аппаратов с электромагнитной обработкой воды

#### Результаты интенсификации теплообменного оборудования

Расчеты показали, что эффективность теплообменного аппарата с электромагнитным воздействием на воду возрастает с 6,6 до 35, т.е. в 5,3 раза. Произведем расчет эксергетического КПД этого же теплообменного аппарата при такой же температуре окружающей среды, которая составляет  $(-15\text{ }^{\circ}\text{C})$ , 258 К при влагосодержании (X) 0,02 кг/кг. Температура газа на входе  $74\text{ }^{\circ}\text{C}$ , а на выходе  $33\text{ }^{\circ}\text{C}$ , температура воды на входе в теплообменный аппарат  $16\text{ }^{\circ}\text{C}$ , а на выходе из теплообменного аппарата  $18\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Эксергия, отдаваемая 1 кг газового потока:

$$\Delta e_z = e'_z - e''_z = c_z(t'_z - t''_z) - T_0 c_z \ln(T'_z / T''_z) + X[h'_n - h''_n - T_0(S'_n - S''_n)] \quad (11)$$

Средняя изобарная теплоемкость углеводородного газа в интервалах заданных температур:

$$c_z|_{16}^{74} = 2,342 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}^{\circ}\text{C}}; c_z|_{18}^{33} = 2,300 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}^{\circ}\text{C}}; c_z|_{33}^{74} = (2,342 \cdot 74 - 2,300 \cdot 33) / (74 - 33) = 2,376 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}^{\circ}\text{C}}.$$

Энтальпия и энтропия пара:

$$\begin{aligned} \text{при } t=74\text{ }^{\circ}\text{C} \quad h_n &= 2638,96 \text{ кДж/кг}; S_n = 8,86914 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{K)}; \\ \text{при } t=33\text{ }^{\circ}\text{C} \quad h_n &= 2561,91 \text{ кДж/кг}; S_n = 8,6328 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{K)}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta e_z &= 2,376 \cdot (74 - 33) - 258 \cdot 2,376 \cdot \ln(347/306) + 0,02 \cdot [2638,96 - 2561,91 - 258 \cdot (8,86914 - 8,6328)] = \\ &= 20,64 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}. \end{aligned}$$

$$\Delta E_z = G_z \cdot \Delta e_z = 14706 \cdot 20,64 = 303494,9 \frac{\text{кДж}}{\text{ч}}.$$

Эксергия, воспринимаемая 1 кг воды

$$\text{Теплоемкость воды } c_w|_{18}^{16} = 4,315 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}^{\circ}\text{C}}.$$

$$\Delta e_w = 4,315 \cdot (18 - 16) - 258 \cdot 4,315 \cdot \ln(291/289) = 0,95 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}. \quad (12)$$

$$\Delta E_w = G_w \cdot \Delta e_w = 169920 \cdot 0,95 = 161424 \frac{\text{кДж}}{\text{ч}}.$$

Потери эксергии в теплообменнике:

$$\Delta E_{TO} = \Delta E_z - \Delta E_g = 303494,9 - 161424 = 142070,9 \frac{\text{кДж}}{\text{ч}}. \quad (13)$$

Эксергетический КПД:

$$\frac{\Delta E_g}{\Delta E_z} = \frac{161424}{303494,9} = 0,53 \approx 53,2\%. \quad (14)$$

Т.е. можно сделать вывод, что применение методов интенсификации как со стороны газового потока (закручивание), так и со стороны охлаждающей воды повышает тепловую эффективность теплообменного оборудования. Интенсификация теплообмена в трубном пространстве теплообменного аппарата, с помощью электромагнитного воздействия на воду, повышает эффективность эксплуатации теплообменного оборудования в 5,3 раза по формуле Кирипичева и на 12,2 % по рассчитанным эксергетическим КПД.

#### Выводы

1. Произведен термодинамический анализ работы промышленной установки охлаждения углеводородного газа, в результате чего определены значения энергетической эффективности (Е) и эксергетического КПД теплообменного оборудования.

2. Определены причины низкой тепловой эффективности теплообменного оборудования и предложены методы интенсификации теплообмена в межтрубном и трубном пространствах теплообменного оборудования.

3. Произведенный анализ эксергетического КПД теплообменного оборудования до и после внедрения метода интенсификации для его трубного пространства с помощью электромагнитного воздействия на воду показал повышение этого показателя на 12,2 %.

#### Список литературы:

1. Гавра Т.Г., Михайлов П.М., Рис В.В. Тепловой и гидравлический расчет теплообменных аппаратов компрессорных установок. - Л.: ЛПИ, 1982. - 72 с.
2. Рунов Д.М., Лаптев А.Г. Результаты промышленной эксплуатации прибора электромагнитной обработки воды в системе оборотного водоснабжения газоперерабатывающего завода // Нефтегазовое дело. - 2014. - Т. 12. - №2. - С.158-165.
3. Казаков В.Г., Луканин П.В., Смирнова О.С. Эксергетические методы оценки эффективности теплотехнологических установок. - СПб.: ГТУРП, 2013. - 93 с.
4. Сажин Б.С., Булеков А.П., Сажин В.Б. Эксергетический анализ работы промышленных установок. - М., 2000. - 297 с.
5. Лаптев А.Г., Николаев Н.А., Башаров М.М. Методы интенсификации и моделирования тепломассообменных процессов. Учебно-справочное пособие. - М.: «Теплотехник», 2011. - 288 с.
6. Тебенихин Е.Ф. Безреагентные методы обработки воды в энергоустановках. - М.: «Энергия», 1977. - 184 с.
7. Способ электромагнитной жидкостей и устройство для его осуществления (варианты) / Р.З. Сахубутдинов [и др.]: пат. 2494048, Рос. Федерация. № 2012119652/05; заявл. 12.05.12; опубл. 27.09.13, Бюл.№27. - 17 с.

#### Расчет на прочность и жесткость выхлопных патрубков паровых турбин

*Ямалтдинов А.А., Рябчиков А.Ю.*

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

Выхлопные патрубки паровых турбин обеспечивают отвод рабочего тела (влажный пар) от последней ступени турбины в заданном направлении и являются конечным элементом ее проточной части.

Для крупных паровых турбин, влажный пар имеет следующие параметры [1,2]:

|                        |                        |                       |
|------------------------|------------------------|-----------------------|
| На входе в патрубок:   | Температура 60-180 °С; | Давление 20-60 кПа;   |
|                        | Влажность 8-13%;       | Скорость 400-800 м/с; |
| На выходе из патрубка: | Температура 30-50 °С;  | Давление 3-10 кПа;    |
|                        | Влажность 10-15%;      | Скорость 100-200 м/с. |

Параметры зависят от режима, на котором работает паровая турбина и могут значительно меняться в течение всего периода эксплуатации.

Выхлопной патрубок цилиндра низкого давления (ЦНД) паровой турбины представляет собой тонкостенную, сварную коробочную конструкцию сложной конфигурации. Выхлопные патрубки свариваются из большого количества листов толщиной 16-30 мм, вырезок, ребер, фланцев и других деталей из малоуглеродистой стали. Жесткость конструкции обеспечивается внутренними перегородками, внешним оребрением или внутренней системой стержней. Пример выхлопного патрубка представлен на рис. 1.

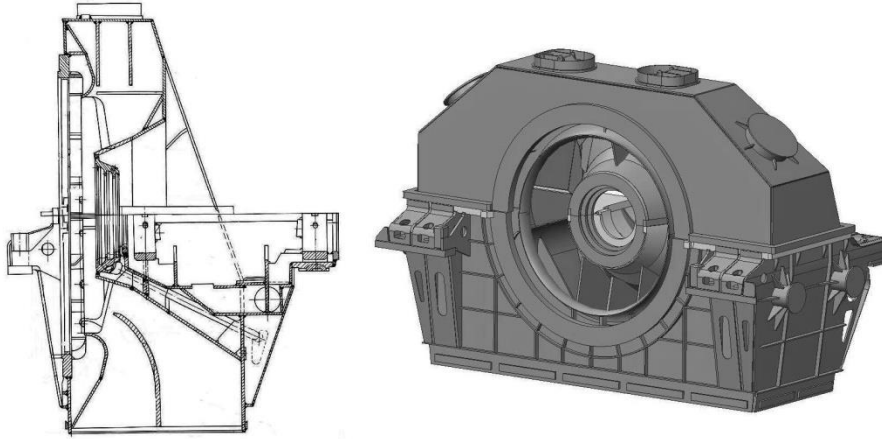


Рис. 1 – выхлопной патрубок мощной теплофикационной паровой турбины

Средний вес выхлопных патрубков достигает 30-50 тонн. В длину патрубки достигают 6-8 метров, а в высоту 2-4 метров.

На патрубки действуют различные весовые нагрузки: собственный вес, вес цилиндра среднего давления (ЦСД), вес конденсатора, ротора турбины и генератора, а также нагрузка от вакуума и вибрации ротора.

В связи с этим расчет выхлопного патрубка представляется чрезвычайно громоздким и сложным.

Традиционно, для определения прочности и жесткости выхлопных патрубков применялись экспериментальные методы исследования:

1. Тензометрирование на металлических моделях.

Для моделирования патрубка использовалась обычная листовая сталь, которая благодаря своей пластичности и обеспечивала определение несущей способности конструкции и отсутствие поломок от местных напряжений.

Однако, как показал опыт, стальные модели не дают возможности определения жесткости конструкции из-за малых перемещений под нагрузкой. Конструкция моделей, как правило, представляла собой упрощенную конструкцию выхлопного патрубка, причем упрощения либо несущественно влияли на прочность и жесткость детали, либо ослабляли модель по сравнению с деталью.

2. Тензометрирование и определение жесткости на моделях выхлопных патрубков из органического стекла.

В отличие от листовой стали, оргстекло, обладая низким модулем упругости, что дает возможность увеличить в 5-7 раз упругие перемещения под нагрузкой по сравнению со стальными моделями.

Исследование прочности и жесткости выхлопных патрубков на моделях из органического стекла имеет ряд существенных преимуществ над металлическими моделями:

а) Возможность получения при незначительных усилиях достаточных величин прогибов, что не достижимо на металлических моделях, у которых величина прогибов не превышает погрешность измерений.

б) Простота и сравнительно меньшая трудоемкость изготовления, а также возможность путем переделки получить различные варианты конструкций.

На моделях из органического стекла могут решаться следующие задачи:

I. Определение перемещений и напряжений при расчете на прочность и жесткость.

II. Выявление зависимостей между нагрузками и деформациями в деталях в связи с натурными испытаниями.

III. Сопоставление вариантов конструкций при проектировании по условиям прочности и жесткости и получение наиболее рациональной формы выхлопного патрубка.

3. Определение жесткости натурных выхлопных патрубков на испытательных стендах заводов - изготовителей.

Как правило, данный метод использовался для проверки результатов, полученных на металлических моделях или моделях из оргстекла.

С развитием средств вычислительной техники, появилась возможность рассчитывать сложные сварные конструкции методом конечных элементов (МКЭ).

При расчете на прочность и жесткость выхлопного патрубка с применением МКЭ, необходимо пройти следующие основные этапы решения этой задачи:

1. Построение геометрической модели

Данный этап включает в себя создание геометрии модели конструкции, пригодной для МКЭ, с учетом всех параметров, которые могут оказать существенное влияние на результаты расчетов. На этом этапе помимо ввода геометрических параметров, задаются параметры материала.

Пример геометрической модели представлен на рис. 2а. Выхлопной патрубок турбины представлен в виде твердотельной модели, построенной в среде Creo Parametric и импортированной в ANSYS в формате \*.iges. Модель отражает 90% геометрии реального выхлопного патрубка. В качестве материала патрубка задана стандартная для такого рода задач малоуглеродистая сталь.

2. Создание сетки конечных элементов

На этапе создания сетки конечных элементов определяется целесообразность использования различных их видов. На этой стадии выбирается оптимальное количество конечных элементов и узловых точек, с целью получения максимально возможного количества областей с регулярной сеткой. Пример сетки конечных элементов представлен на рис. 2б

Сетка строится с использованием функции «curvature» и как правило содержит 1-1,2 млн. элементов и 1,5-1,8 млн. узлов.

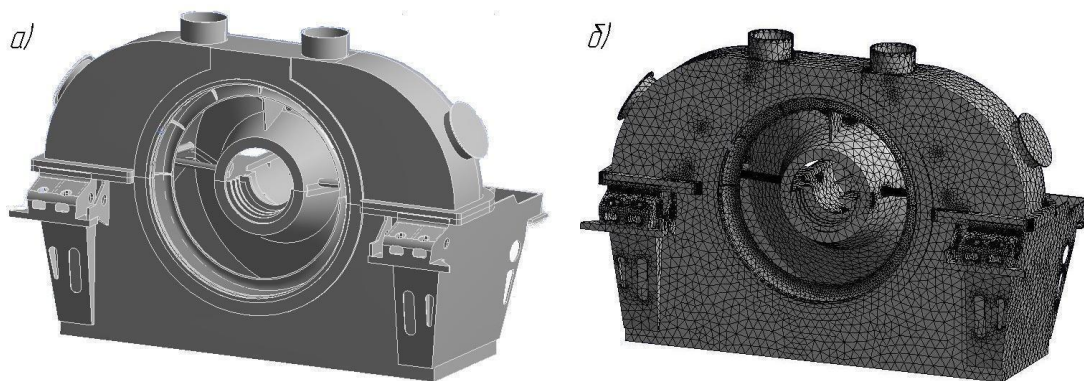


Рис. 2 – выхлопной патрубок турбины; а) твердотельная модель б) сетка конечных элементов

3. Моделирование граничных условий

Этап моделирования граничных условий подразумевает наложение действия активных сил на модель выхлопного патрубка. Приложение силовых факторов учитывает особенности реальной работы выхлопного патрубка на рассматриваемом режиме эксплуатации. Количество связей при этом должно быть достаточным, для обеспечения кинематически неизменяемой модели [3].

На рис. 3 представлена система граничных усилий, действующая на выхлопной патрубок турбины.

К твердотельной модели приложены следующие нагрузки (рис.3):

- сила с которой ротор генератора действует на вкладыш подшипника выхлопного патрубка (поз. 1);
- сила с которой ротор низкого давления действует на вкладыш подшипника выхлопного патрубка (поз. 2);
- сила с которой средняя часть ЦНД и перепускные трубы действуют на фланец вертикального разъема выхлопного патрубка (поз. 3);

- сила с которой конденсатор воздействует на выхлопной патрубок. Данная сила представляет собой вес конденсаторной группы, в рабочих условиях с полностью заполненным водой водяным пространством и заполненным конденсатом до верхнего допустимого уровня паровым пространством (поз. 4);

- давление рабочего тела на внутреннюю поверхность выхлопного патрубка (поз.5);
- давление на внешнюю поверхность патрубка (поз. 6);
- сила тяжести непосредственно выхлопного патрубка (поз. 7).

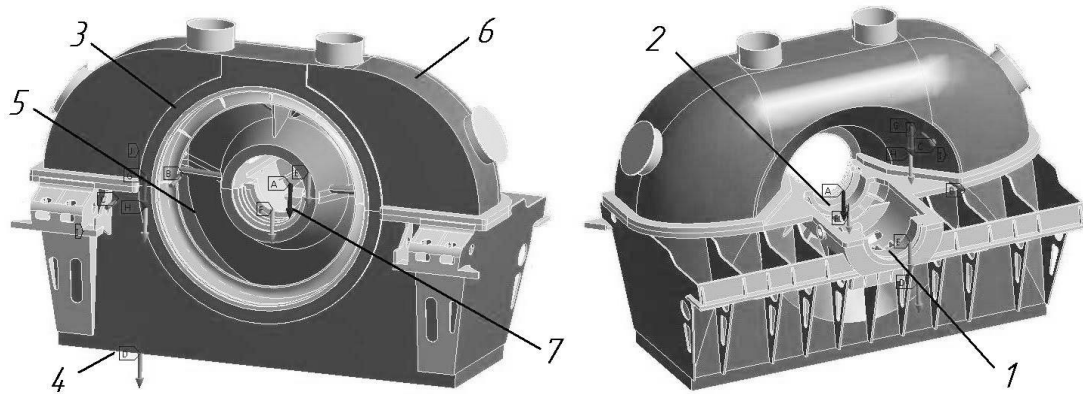


Рис. 3 – система граничных условий, действующая на выхлопной патрубок турбины

Дополнительно, к выхлопному патрубку приложено полное закрепление по лапам опирания на фундаментные рамы.

#### 4. Численное решение системы уравнений

Численное решение системы уравнений равновесия выполняется автоматически с использованием программного комплекса ANSYS Mechanical 14.5.

#### 5. Анализ полученных результатов

На заключительном этапе проводится анализ полученных результатов путем преобразования полей законов распределения напряжений и деформаций в необходимые графические зависимости либо сводные таблицы.

Прочность конструкции отражает картина распределения эквивалентных напряжений (по Мизесу), представленная на рис. 4а.

Жесткость конструкции отражает картина распределения суммарных деформаций, представленная на рис. 4б.

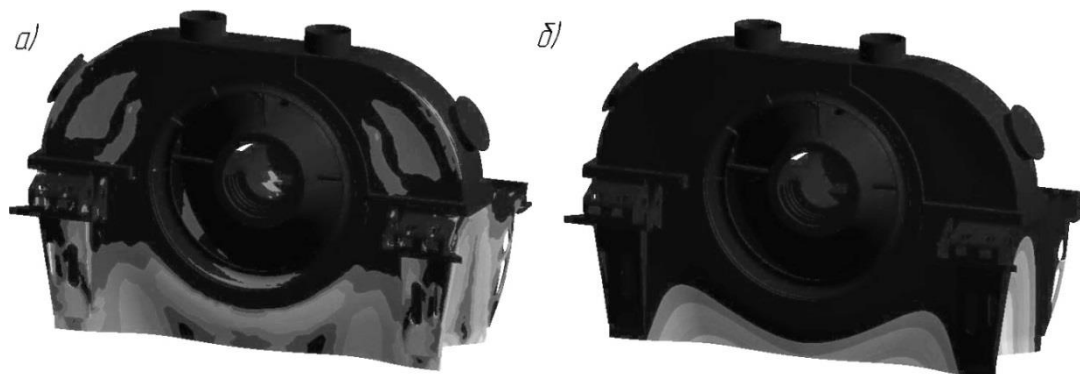


Рис. 4 – результаты расчетов выхлопного патрубка турбины  
а) распределение эквивалентных напряжений б) распределение суммарных деформаций

Представленные картины распределения напряжений и деформаций хорошо коррелируют с экспериментальными данными для аналогичных патрубков и совпадают с общими представлениями о том, как происходит деформация патрубка в процессе его нагружения.

Учитывая вышесказанное, можно заключить, что с развитием средств вычислительной техники, появился мощный инструмент, позволяющий рассчитывать выхлопные патрубки паровых турбин методом конечных элементов.

Это дает возможность перейти в последующих исследованиях к решению конкретных инженерных и научных задач, связанных с прочностью и жесткостью выхлопных патрубков.

#### Список литературы:

1. Зарянкин А.Е., Симонов Б.П. Выхлопные патрубки паровых и газовых турбин. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 274 с.
2. Мигай В.К., Гудков Э.И. Проектирование и расчет выходных диффузоров турбомашин. – Л.: Машиностроение. Ленингр. Отд-ние, 1981. – 272 с.
3. Moaveni, S. Finite element analysis. Theory and application with ANSYS/ S. Moaveni. – Upper Saddle River, New Jersey, 1999 – 527 p.

#### Бенчмаркинг как инструмент повышения эффективности работы теплоснабжающих предприятий

*Чернов А.Г., Лукьянец А.А.*

*ИЗОПП СО РАН, г. Новосибирск, Россия*

В последнее время все большее внимание уделяется применению бенчмаркинга для повышения эффективности управления в коммунальной сфере. Интерес проявляют как сами предприятия – муниципальные, коммерческие, смешанных форм собственности, так и органы власти, заинтересованные в повышении эффективности деятельности коммунального комплекса.

Бенчмаркинг (или эталонное сравнение) представляет собой систематическую деятельность, направленную на поиск, оценку и учебу на лучших примерах ведения бизнеса. Он позволяет идентифицировать как сильные стороны предприятия, так и нуждающиеся в улучшении, а также найти перспективные решения на основании аналогов. Такая информация обеспечивает компанию инструментальными средствами для определения конкурентной стратегии отдельной организации, а на отраслевом и международном уровне – позволяет вырабатывать взвешенную политику регулирования рынков и улучшать качество услуг, которые государство предоставляет населению.

На сегодняшний день выделяют несколько видов бенчмаркинга, у каждого из которых есть свои преимущества и недостатки. Обычно их разделяют по объектам бенчмаркинга, в соответствии с их принадлежностью отрасли, выполняемым функциям и т.д. (рис. 1). Особенно часто в качестве объектов рассматривают:

- внутренние или дочерние оргструктуры – такой бенчмаркинг называют внутренним;
- конкурентов – это конкурентный бенчмаркинг;
- отраслевые предприятия, не являющиеся прямыми конкурентами – это промышленный бенчмаркинг;
- лидеров из других отраслей – функциональный бенчмаркинг.

*Внутренний бенчмаркинг* предполагает проведение сравнений между различными подразделениями организации, дочерними предприятиями или одного подразделения в различные периоды времени. Он позволяет оценить относительную эффективность работы внутри организации, однако не говорит ничего о сравнении с другими предприятиями, мировым уровнем и способствует развитию излишней самодостаточности. Для коммунальных предприятий данный вид бенчмаркинга полезен для сравнения эффективности работы отдельных цехов и участков, занимающихся одинаковыми видами деятельности. Измерение производительности труда, эффективности использования основных фондов, числа аварийных инцидентов и т.д. позволит выявить лучшие подразделения, проанализировать причины их успеха и по возможности распространить их позитивный опыт на другие подразделения.

*Бенчмаркинг с конкурентом* подразумевает сравнение своего предприятия с конкурентами по различным параметрам. Для коммунальных предприятий зачастую прямой конкурент не очевиден, поскольку большинство из них является локальным монополистом. Но при этом зачастую имеются сторонние организации, как работающие во многих регионах, так и местные, желающие «зайти» на этот рынок.

*Промышленный (отраслевой) бенчмаркинг* состоит в оценке позиций компании в соответствующей отраслевой или функциональной области. Всегда полезно сравнивать показатели эффективности предприятия с соответствующими показателями коллег. Для

коммунальных предприятий этот вид бенчмаркинга может оказаться достаточно полезным. Например, предприятия, работающие в разных муниципальных образованиях, могут провести эталонное сравнение практически по всем основным направлениям деятельности: использование основных фондов, энергоэффективность, квалификация персонала и производительность труда, состояние сетей и других объектов инфраструктуры, качество работы с потребителями и т.д. По результатам сравнения могут быть приняты решения (в том числе и органами власти) о модернизации основного и вспомогательного оборудования, изменении системы мотивации персонала, внедрении более совершенной системы оплаты труда, новых методов работы с потребителями.



Рис. 1. Объекты бенчмаркинга

*Функциональный (операционный) бенчмаркинг* предполагает проведение сравнения с организациями, не относящимися к числу внутриотраслевых конкурентов, но осуществляющих функциональную деятельность, в улучшении которой заинтересована компания. Это возможно, поскольку очень часто в различных отраслях используются одни и те же процедуры и бизнес-процессы. Заимствование опыта предприятиями коммунального комплекса путем функционального бенчмаркинга позволяет получить новые знания в тех областях, где остальные виды бенчмаркинга неэффективны. Так достижения в диагностике состояния нефте- и газопроводов, могут оказаться полезным для водного и теплового хозяйств, а опыт работы телекоммуникационных компаний с клиентами – для обеспечения расчетов сбытовых подразделений/организаций с потребителями.

Другим классификационным признаком является *предмет исследования*, т.е. каким элементом предприятий при эталонном сравнении уделяется особое внимание. Обычно в этом качестве выступают бизнес-процессы, результаты деятельности (вода, электрическая энергия, газ, тепловая энергия и т.д.), функциональные стратегии предприятий (рис. 2).

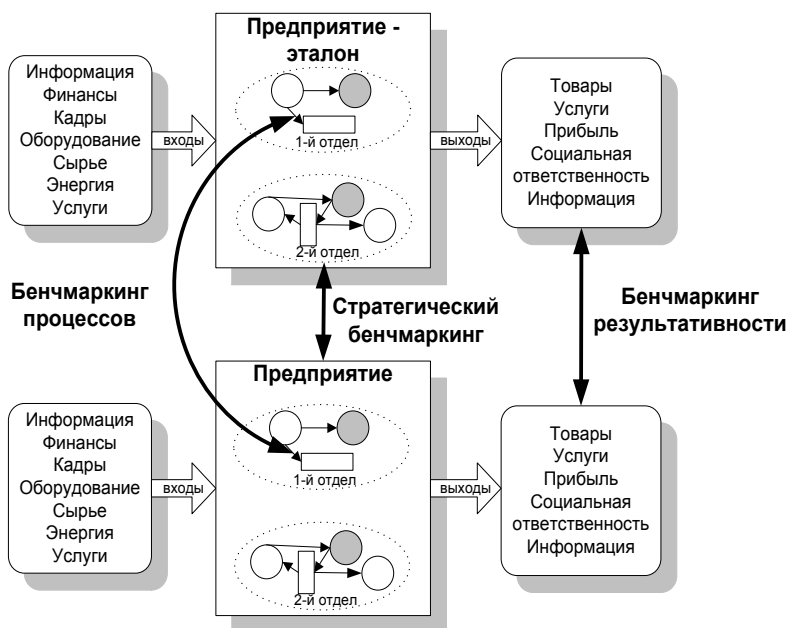


Рис. 2. Предметы бенчмаркинга

*Бенчмаркинг процессов* сфокусирован на отдельных рабочих операциях и бизнес-процессах, таких как «снятие показаний приборов учета», «выставление счета потребителю», «планирование закупки топлива», «подбор сотрудника», и т.д. Эта форма сравнительного анализа направлена на поиск и идентификацию наиболее эффективной практики выполнения определенной операции (или бизнес-процесса) среди множества организаций, которые выполняют схожие операции, но не обязательно работающих в одной отрасли. Коммунальное предприятие в результате проведения процессного бенчмаркинга сумеет улучшить свои основные бизнес-процессы, что скажется на показателях экономической эффективности.

*Бенчмаркинг результативности* позволяет оценить конкурентные позиции фирмы или отдельного товара, относительное качество предоставляемого вида услуг (частных или общественных), в том числе по техническим характеристикам и предпочтениям потребителей. Для коммунальных предприятий бенчмаркинг результативности может быть направлен в первую очередь на объективные и субъективные показатели качества коммунальных услуг, а также на оценку лояльности клиентов.

*Стратегический бенчмаркинг* в целом связан с анализом того, как отдельные организации добиваются конкурентных преимуществ. Для коммунальных предприятий продуктивным может оказаться опыт стратегий по снижению издержек, выхода на новые территориальные рынки, развития и использования ноу-хау.

Проведение серьезного бенчмаркинг-исследования занимает достаточно длительный срок и включает несколько *основных этапов*: выбор субъекта исследования, формирование набора показателей, выбор эталона для сравнения, сбор информации, анализ данных, апробация полученных знаний, внедрение. Рассмотрим их на примере некоторого коммунального предприятия «Теплосеть».

На *первом этапе* необходимо определиться с субъектом исследования. Практика свидетельствует, что большинство организаций начинают процесс бенчмаркинга с тех областей деятельности, которые в первую очередь важны для функционирования и развития предприятия. Как правило, у организаций есть список целей, на базе которых и происходит фокусировка на первоочередных улучшениях. Удовлетворенность потребителя вместе с необходимостью снижения производственных издержек обычно находятся во главе списка.

Рассматриваемое предприятие «Теплосеть» в качестве субъекта исследования может выбрать удовлетворенность потребителей качеством теплоснабжения.

На *втором этапе* необходимо определиться с набором показателей (индикаторов), которые будут использованы при проведении эталонного сравнения. Подходящий набор показателей должен позволять производить адекватные и объективные сравнения различных систем. Как правило, необходимо использование целого набора показателей. Начинать



сравнительный анализ полезно с индикаторов, характеризующих эффективность компании для акционеров или собственников. Для общественных и некоммерческих организаций могут быть использованы нефинансовые показатели эффективности использования вложенных средств. Далее в процессе эталонного тестирования исследователь пытается идентифицировать «узкие места» в деятельности организации, оценить их с точки зрения достижения ключевых факторов успеха.

Предприятие «Теплосеть» для проведения сравнения может сформировать следующую систему показателей для проведения эталонного сравнения:

- оценка качества функционирования теплоснабжения в соответствии с действующими стандартами и нормами;
- технологическая оценка качества теплоносителя в соответствии с правилами технической эксплуатации;
- оценка качества потребителями – количество обращений потребителей на ненадлежащее качество коммунального ресурса в тепловую инспекцию (на 1000 Гкал), субъективная оценка качества работы предприятия (по пятибалльной шкале);
- реагирование на инциденты – средние сроки устранения неисправностей, производительность труда аварийных бригад (факт/норма).

Чтобы упростить процесс формирования набора индикаторов можно воспользоваться международным опытом. Например, Мировой банк регулярно проводит бенчмаркинг-исследования различных стран и регионов. Достаточно пристальное внимание в них уделяется развитию и использованию коммунальной инфраструктуры. По электроснабжению в частности применяются следующие показатели:

- доступ к электрическим сетям (доля населения в процентах);
- доступность электрических сетей для домохозяйств (доля домохозяйств);
- энергоёмкость валового национального продукта (кг нефтяного эквивалента/ на доллар ВВП);
- стоимость электроэнергии для конечного потребителя (центов/кВт.ч);
- удовлетворенность потребителей качеством электроснабжения (экспертная оценка – от «плохо» до «отлично»);
- удовлетворенность потребителей государственным органом, регулирующим сферу электроснабжения (экспертная оценка – от «плохо» до «отлично»);
- потери электроэнергии при передаче и распределении.

На *третьем этапе* осуществляется выбор эталона для сравнения (объекта бенчмаркинга). Он зависит от множества факторов: целей исследования, доступности информации, наличия необходимых ресурсов и т.д. Не существует единой модели выбора эталона, это сложный эмпирический и интуитивный процесс. Теоретически, наиболее точным эталонным тестированием могло бы быть прямое сравнение компании с ее аналогами, которые являются примерно равными ему по производственным мощностям, номенклатуре изделий, уровню дохода, географическому положению, ситуации на рынке и характеру бизнес-процессов. Однако, на практике большинство компаний по-своему уникальны.

Предприятие «Теплосеть» в качестве эталона может выбрать коммунальное предприятие областного центра, как обеспечившее за прошедшие несколько лет существенное повышение качества теплоснабжения.

На *четвертом этапе* осуществляется сбор информации. Значительная часть информации может быть получена непосредственно из различной отчетности, при обмене с другими организациями, однако немало полезного материала может быть собрано из косвенных источников.

На *пятом этапе* осуществляется анализ данных. Данные, полученные по результатам бенчмаркинг-исследований, можно разделить на две категории: показатели деятельности компании – достигнутые успехи и методы и технологии их достижения. Анализ только одной категории данных не даст полного представления о деятельности предприятия. Каждый показатель из первой категории должен быть сопоставлен с аналогичным показателем деятельности вашего предприятия. Сравнение должно проводиться по одним и тем же показателям и в тех же областях. Аналогично должно проводиться сопоставление по второй категории.

В результате проведения бенчмаркинга может, например, выясниться, что основные направления, по которым наблюдается существенное отставание «Теплосеть» от эталона это:

- более низкая вероятность безотказной работы системы;
- более высокие сроки устранения неисправностей систем теплоснабжения;

– относительно низкая субъективная оценка качества работы предприятия.

Кроме того могут быть выяснены основные причины отставания, связанные как с общим состоянием системы теплоснабжения, так и с технологическим и профессиональным уровнем организации работ.

На *шестом и седьмом этапах* происходит внедрение полученных знаний в деятельность организации. Сразу после принятия решения о необходимости продолжения деятельности в области бенчмаркинга должен быть детально спланирован и проработан процесс проведения изменений и внедрения улучшений. Шестой этап связан с локальной апробацией полученных знаний, пилотным проектом. Седьмой этап выполняется, если результаты предыдущего этапа признаются удовлетворительными, он заключается в повсеместном распространении новшества в организации. Данный процесс сопряжен с постановкой новых целей компании, реализацией новых проектов и мероприятий по их достижению.

Например, предприятие «Теплосеть» по результатам бенчмаркинга может внести серьезные изменения в план производственного развития, призванные сократить отмеченные отставания:

– для повышения вероятности безотказной работы системы – обеспечить увеличение доли труб с полимерным покрытием, установку средств катодной защиты на ряде участков, внедрение средств диагностики трубопроводной сети;

– для сокращения сроков устранения неисправностей систем теплоснабжения – повысить мобильность и технологическую вооруженность аварийных бригад, обеспечить повышение квалификации сотрудников;

– для повышения оценки качества работы предприятия потребителями – повысить прозрачность работы предприятия, улучшить имидж за счет работы со СМИ, улучшить работу абонентского отдела.

Рассмотренный пример наглядно показал перспективность и актуальность внедрения бенчмаркинга в деятельность теплоснабжающих предприятий. Несмотря на то, что зачастую текущие проблемы эксплуатации оборудования и сетей, неплатежей и другие заставляют задействовать все имеющиеся у предприятия ресурсы, стратегическое мышление постепенно отвоёвывает свое место. И это верно, ведь так называемая «текучка» не сможет обеспечить так необходимого сейчас качественного сдвига ни в отдельной отрасли теплоснабжения, ни в коммунальной сфере в целом.

УДК 539.2 + 534.8

#### **Пьезогенератор для автономных малогабаритных информационно-измерительных систем**

*Аббакумов К.Е., Коновалов Р.С., Цаплев В.М.*

*Санкт-Петербургский государственный электротехнический университет «ЛЭТИ»,*

*г. Санкт-Петербург, Россия*

[RSKononov.eut@gmail.com](mailto:RSKononov.eut@gmail.com)

Представлены результаты экспериментального исследования перспективного пьезогенератора, который может служить источником питания для различного рода автономных малогабаритных информационно-измерительных систем. Пьезогенератор построен на основе дискового биморфного пьезоэлектрического преобразователя из двух пьезокерамических пластин ЦТС-19 с дополнительной массой в виде латунного кольца. Пьезогенератор может использоваться в качестве одного из узлов измерительных датчиков, удаленных от устройств электропитания. Получены частотные характеристики смещения по радиусу пластин и кольца, а также частотная характеристика напряжения на выходе. Исследованы режим холостого хода, а также режим нагрузки. По нагрузочной характеристике получено значение внутреннего сопротивления. Оценена удельная мощность преобразователя.

Применение удаленных устройств сбора и обработки информации и мониторинга окружающей среды в настоящее время немыслимо без автономных устройств электропитания. Особенно важным данное условие является для распределенных систем, когда обеспечить электропитание отдельных элементов или всей системы иногда невозможно из-за конструктивных ограничений. В этой связи разработка, исследование и создание микроминиатюрных пьезоэлектрических генераторов (ПГ) является весьма актуальной и важной проблемой. Такие источники преобразуют даровую энергию вибраций, присутствующих

практически везде, в электрическую энергию и не требуют наличия внешних источников питания или необходимости постоянных расходов на периодическую замену батарей и на их химическую переработку.

В одной из наиболее ранних работ по получению электрической энергии из вибраций для питания микроэлектронных устройств [1] было обосновано преимущество пьезоэлектрического способа по сравнению с электромагнитным или электростатическим. В обзоре [2] показано, что основным достоинством пьезоэлектрического способа преобразования энергии является большая, по сравнению с остальными способами преобразования, удельная получаемая мощность, а также большая простота конструкции.

Удельная мощность, получаемая от пьезоэлектрических генераторов, несколько меньше, чем получаемая от солнечных батарей, однако наши оценки показывают [3], что и по этому показателю пьезоэлектрические генераторы могут сравниться с ними, если использовать режим нелинейных колебаний.

Известно [4], что пьезоэлектрический способ получения электрической энергии характеризуется большой гибкостью выбора конкретной конструкции. В настоящей работе описывается дисковый биморфный ПГ. В отличие от балочной структуры такая конфигурация представляется более рациональной в отношении компоновки. Теория дискового биморфного пьезоэлемента, опертого по образующей и совершающего изгибные колебания, а также расчет его характеристик, приведены в работах [5]. Здесь мы рассматриваем грибовый биморфный пьезоэлемент, опертый в центре, совершающий колебания, амплитуда которых мала по сравнению с его толщиной (см. рис. 1, а, где  $h$  – общая толщина пластины,  $a$  – радиус диска).

Следует, однако, иметь в виду, что “чисто биморфная” конструкция, пригодная для построения приемного преобразователя, не очень хорошо подходит для решения проблемы получения энергии. Конструктивно преобразователь должен быть выполнен не в виде “биморфа”, а в виде “триморфа”, т. е. представлять собой две пьезокерамические пластины с встречной поляризацией, наклеенные на промежуточную базовую металлическую пластину, с тем, чтобы пьезокерамика находилась в области значительных механических переменных напряжений. Показано [6], что при уровнях механических напряжений в пьезокерамике порядка 60 – 80 МПа поперечный пьезомодуль  $d_{31}$  мягкой пьезокерамики (такой, например, как ЦТС-19) имеет величину не  $100 \cdot 10^{-12}$  Кл/Н, как это регламентирует ГОСТ 13927-74, а примерно в три раза больше, т. е. около  $300 \cdot 10^{-12}$  Кл/Н. Поскольку плотность электрической энергии, вырабатываемой пьезоматериалом, пропорциональна квадрату пьезомодуля, то нелинейный режим позволяет получить выигрыш по энергии примерно на порядок величины по сравнению с линейным режимом.

Однако при этом увеличивается толщина изгибного биморфного пьезоэлемента, который в этом случае выходит из нужного диапазона виброчастот, вследствие увеличения частоты его собственного грибового резонанса. Поэтому для снижения частоты его резонанса по окружности на подложку наклеивалось достаточно массивное металлическое кольцо. Преобразователь имеет вид, показанный на рис. 1, б.

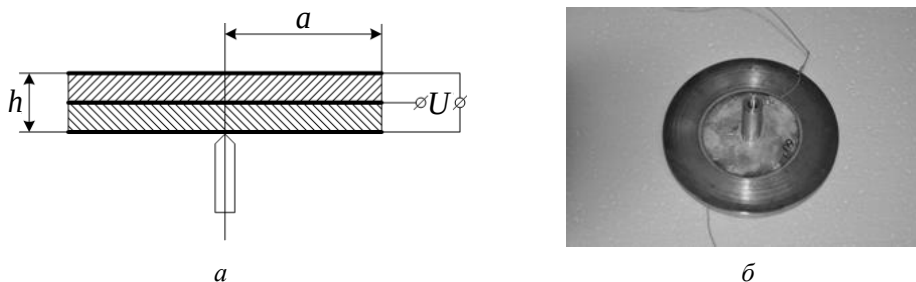


Рис. 1. Грибовый пьезогенератор: а – схема; б – внешний вид

Для экспериментального исследования был изготовлен макет пьезоэлектрического генератора (ПГ), состоявший из биморфного пьезоэлемента, вклеенного в металлическое кольцо (рис. 1, б). Биморфный пьезоэлемент из двух, склеенных сапфиром пьезопластин ЦТС-19, размером  $\varnothing 32,0 \times 0,2$  мм, жестко закреплялся в латунном кольце (внутренний и внешний диаметры – 32 и 70 мм соответственно, толщина – 8 мм). К одной из его поверхностей был приклеен держатель, с помощью которого макет крепился к вибростенду. Таким образом, ПГ представлял собой

грибковую конструкцию, работающую на изгибном (“грибковом” или “зонтиковом” резонансе). Пьезопластины были наклеены на подложку таким образом, что векторы поляризации каждой из пластин были направлены во встречных направлениях.

Измерения параметров ПГ выполнялись на лабораторном стенде (состоящем из ПГ, генератора сигналов, частотомера, осциллографа, электродинамического вибратора, предварительного усилителя с блоком питания, вибродатчика) в диапазоне частот 400...1000 Гц, соответствующих частотам собственных колебаний различного рода транспортных систем и промышленного оборудования.

На рис. 2 приведена зависимость амплитуды вырабатываемого ПГ выходного напряжения  $U$  в зависимости от частоты колебаний  $f$  в режиме холостого хода. Можно видеть, что ПГ обладает ярко выраженным резонансом вблизи 800 Гц. Достигнутая амплитуда электрической мощности на этой частоте составила  $\sim 4,5$  мВт, а напряжение  $\sim 16$  В.

В целом, в ходе эксперимента амплитуда выходного напряжения в режиме холостого хода не снижалась ниже 1,5 В, а амплитуда электрической мощности – ниже 0,5 мВт. Максимальное значение амплитуды выходного напряжения, которое было получено в режиме холостого хода, составляло 32 В и было ограничено возможностями вибростенда, на котором выполнялись измерения. Для измерения внутреннего сопротивления ПГ была получена нагрузочная характеристика выходного напряжения на частоте основного резонанса. Внутреннее сопротивление ПГ оказалось равным 17 кОм. Электрическая мощность, вырабатываемая ПГ на согласованной нагрузке составила  $\sim 15$  мВт, т. е. удельная мощность была равна примерно 50 мВт/см<sup>3</sup>.

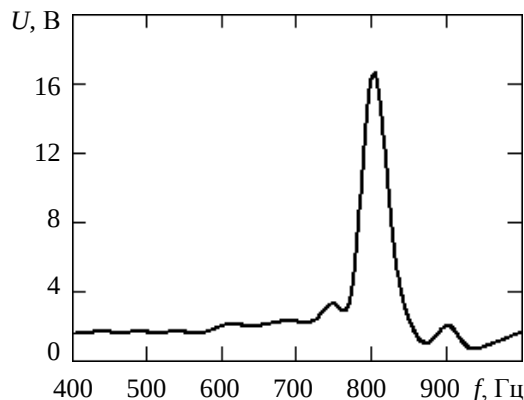


**Рис. 2.** Зависимость амплитуды вырабатываемого ПГ выходного напряжения  $U$  в зависимости от частоты колебаний  $f$  в режиме холостого хода

По результатам эксперимента можно сделать вывод о том, что рассмотренная конструкция ПГ обладает рядом преимуществ, по сравнению с большинством существующих конструкций ПГ в виде балок. Это, прежде всего, возможность совмещения как толщинных, так и изгибных колебаний пьезоэлемента, что способствует увеличению амплитуды вырабатываемой электрической мощности. Однако следствием этого является требование к повышению прочности пьезоэлемента.

#### Список литературы:

1. Williams C. B., Yates R. B. Analysis of a Micro-electric Generator for Microsystems // Sensors and Actuators A: Physical. 1996. – V.52. – № 1–3. – P. 8–11.
2. Sodano H., Park G., Inman D. J. A Review of Power harvesting from Vibration Using Piezoelectric Materials // The Shock and Vibration Digest. – 2004. – V.36. – № 3. – P. 197–205.
3. Аббакумов К. Е., Коновалов Р. С., Цаплев В. М. Экспериментальное исследование дискового биморфного пьезоэлектрического генератора // Известия СПбГЭТУ “ЛЭТИ” – 2014. – №10 (в печати).
4. Erturk A., Inman D. J. Piezoelectric Energy Harvesting. N.-Y.: Wiley, 2011. – 392 p.
5. Браилов Э. С., Вассергисер М. Е. Оценка характеристик дискового биморфного пьезоэлемента, совершающего изгибные колебания // Акустический журнал. – 1980. – Т. XXVI. – №4. – С. 590–595.
6. Цаплев В. М. Нелинейная акустоупругость пьезокерамических материалов; в 2 ч. Ч. I. Физическая акустика пьезокерамики. СПб.: Изд – во СПбГЭТУ “ЛЭТИ”. – 189 с.

**Плазма газового разряда с жидкими электродами как энергоноситель для процесса  
газификации углеводородсодержащих отходов**

*Тазмеев Б.Х., Тазмеева Р.Н.\**

*Набережночелнинский филиал Казанского национального исследовательского технического  
университета им. А.Н.Туполева, г. Набережные Челны, Россия*

*\*Набережночелнинский институт Казанского (Приволжского) федерального университета, г.  
Набережные Челны, Россия*

Дефицит энергоресурсов, а также тенденция их ежегодного удорожания стимулируют предприятия и организации к поиску альтернативных источников энергоснабжения. Одним из эффективных способов, является использование автоматизированной энергетической системы, состоящей из плазмохимического реактора газификации и мини-ТЭЦ. Плазмохимический реактор позволяет перерабатывать бытовые и промышленные углеводородсодержащие отходы в синтез-газ, который непосредственно поступает в мини-ТЭЦ для выработки электроэнергии.

Газификация отходов отличается от сжигания тем, что в ней для создания высокотемпературной среды используется энергия плазмы. Причем сам процесс газификации допускает регулирование и контроль сравнительно простыми средствами автоматизации. Высокая рабочая температура (выше 1700°C) обеспечивает термическое разложение всех сложных органических соединений, а контролируемость процесса минимизирует вероятность образования сложных загрязняющих веществ. Выбросы летучих металлов и кислых газов можно минимизировать до уровней, отвечающих самым строгим стандартам.

Значительную часть энергии сгорания синтез-газа при выработке электроэнергии составляет тепловая энергия, и она может быть либо использована непосредственно конечными потребителями для горячего водоснабжения или отопления, либо частично преобразована в энергию холода.

В настоящее время в процессах газификации отходов используется в основном электродуговая плазма [1-4]. Энергоноситель-плазма создается продувкой через дуговой разряд различных газов, в том числе и водяного пара. Пароводяная плазма является самым привлекательным вариантом в связи с тем, что ее применение обеспечивает целый ряд преимуществ. Пароводяная плазма не содержит балластные компоненты (например, такие как азот в составе воздушной плазмы). Поэтому тепловая эффективность энергоносителя становится в значительной степени выше. В пароводяной плазме подавляются механизмы образования вредных окислов, таких как окислы азота и серы. Этим обеспечиваются самые благоприятные экологические условия. Такого рода плазма обогащает синтез-газ водородом за счет окисления углерода сырья водяным паром:  $C + H_2O \rightarrow H_2 + CO$ . В результате увеличивается количество конечного продукта. Можно отметить и другие положительные эффекты, сопутствующие практическому применению пароводяной плазмы. Однако, на практике, при использовании водяного пара в электродуговых плазмотронах, возникают дополнительные технические трудности. В реальных промышленных установках в первую очередь необходим эффективный парогенератор для получения перегретого пара. Необходима защита тугоплавких электродов от прямого воздействия водяного пара. А также нужно принимать меры для предотвращения конденсации влаги на поверхностях токопроводящих элементов.

Использование плазмы газового разряда с жидким электролитным катодом позволяет избавиться от вышеперечисленных негативных моментов. При этом поток плазмы образуется из паров электролита. Испарение электролита происходит под действием тепла, идущего от газового разряда.

В данной работе разработан и исследован жидкокатодный генератор плазмы, позволяющий создать плазменный поток из паров электролита с температурой до 1800°C и массовым расходом до 3,0 г/с [5]. Также разработаны варианты генераторов плазмы, в которых через разрядную зону продувается дополнительный плазмообразующий газ. Отношение массового расхода дополнительного газа к массовому расходу электролита в пределе составило 1:1.

Электрическое питание на генератор плазмы подавалось от трехфазного двухполупериодного выпрямителя, подключенного к вторичным обмоткам повышающего трансформатора. Отрицательный полюс источника питания заземлялся. Регулировка выпрямленного тока осуществлялась непрерывным изменением напряжения на первичных обмотках трансформатора. Ток и напряжение измерялись стрелочными приборами класса точности 0,2.

Исследования проводились в диапазоне токов ( $5\div 18$ ) А. Мощность генератора плазмы находилась в пределах ( $6\div 21$ ) кВт. Вольтамперные характеристики генераторов плазмы получались растущими, поэтому отпала необходимость в использовании балластного резистора в цепи питания. Это позволило существенно снизить потери электроэнергии.

В качестве электролита использовался раствор глауберовой соли в дистиллированной воде с концентрацией по массе ( $0,5\div 1,0$ ) кг/м<sup>3</sup>. Его удельная электрическая проводимость при комнатной температуре была в пределах ( $0,08\div 0,27$ ) См. Такой электролит был выбран потому, что, во-первых, он в отличие от других электролитов, которые в большинстве случаев находят применение в качестве жидких электродов, в частности, как водопроводная или техническая вода, не образует отложения на токоподводе; во-вторых, позволяет поддерживать диффузное горение разряда при атмосферном давлении и давлениях выше атмосферного без контрагированных каналов в широком диапазоне изменения тока. Электролит циркулировал через теплообменник.

В энергетическом балансе генератора плазмы потери тепла на жидком электролитном катоде составили от 10 до 15 %. Такие сравнительно низкие потери тепла на катоде обеспечивались снижением джоулевого тепловыделения внутри электролита. Для этого была подобрана оптимальная толщина слоя электролита, а также режим его циркуляции. Осуществлялось течение электролита через разрядную зону с такой скоростью, при которой он нагревался до ( $70\div 80$ )°С, что привело к повышению его удельной электрической проводимости более чем в два раза. Доля потерь тепла на аноде практически была неизменной и составляла ~20 % в общем энергетическом балансе генератора плазмы. В целом тепловой коэффициент полезного действия генератора плазмы была достаточно высоким и находился в пределах  $0,65\div 0,75$ .

В генераторах плазмы без подачи дополнительного газа массовый расход парогазового потока регулировался путем изменения разрядного тока. Массовая скорость испарения электролита возрастала прямо пропорционально току. Вдув дополнительного газа в разрядную зону позволил изменить такую жесткую зависимость массового расхода от тока. Газ подавался таким образом, чтобы динамическое возмущение поверхности жидкого катода было минимальным. В экспериментах в качестве дополнительного плазмообразующего газа использовался воздух.

Температура в плазменном потоке измерялась платинородиевой термопарой ПР-30/6, которая перемещалась с помощью координатника в трёх взаимно-перпендикулярных направлениях. Во всём исследованном диапазоне токов в разрядной области между жидким электролитным катодом и анодом температура была выше предела измерений термопары. По косвенным оценкам температура в этой области превышала 2000°С.

Как показали эксперименты, температура в плазменном потоке главным образом зависит от плотности тока. В оптимальных режимах работы генераторов плазмы плотность тока на жидком электролитном катоде находилась в пределах от 0,8 до 1,0 А/см<sup>2</sup>. Такие значения плотности тока близки к предельно возможному значению в диффузном режиме горения разряда. На металлическом водоохлаждаемом аноде плотность тока была практически в полтора раза выше.

В целом можно отметить, газовый разряд с жидкоэлектродным катодом позволяет получить плазменные потоки, которые по многим параметрам близки к потокам плазмы, генерируемым пароводяными электродуговыми плазмотронами, предназначенными для газификации углеводородсодержащих отходов.

#### Список литературы:

1. Альтовский Г.С., Бернадинер М.Н., Иванов В.В. Перспективы высокотемпературной паровой газификации отходов с использованием плазменных источников энергии. // ЭКИП. - 2011. - № 2. - С. 8-11.
2. Гудим Ю.А., Голубев А.А. Безотходная технология высокотемпературной утилизации несортированных твердых коммунальных отходов. // ЭКИП. - 2009. - № 2. - С. 4-7.
3. Артемов А.В., Переславцев А.В., Крутяков Ю.А. и др. Экологические аспекты плазменной переработки твердых отходов. // ЭКИП. - 2011. - № 9. - С. 20-23.
4. Артемов А.В., Переславцев А.В., Крутяков Ю.А. и др. Плазменные технологии переработки углеводородного сырья и отходов. // ЭКИП. - 2011. - № 10. - С. 18-23.
5. Плазмотрон с жидким электролитным катодом: пат. №2286033. Рос. Федерация. № 2005115270/06; Заявлено 19.05.2005, опубл. 20.10.2006. Бюл. № 29. - 3 с.

**Снижение тепловых потерь и повышение надежности сетей теплоснабжения при транспортировке тепловой энергии с применением ППМ – теплопроводов**

*Титов Г.И., Каменева В.Ю., Ратникова Л.Ф.*

*Самарский государственный архитектурно-строительный университет, г. Самара, Россия*

Теплоснабжение, несмотря на значительную социальную, экономическую и энергетическую значимость, остается не скоординированной частью топливно-энергетического комплекса России. Напряжённая ситуация в теплоснабжении страны требует согласованного решения энергетических, экономических и организационных проблем.

На сегодняшний день основными способами повышения надежности и долговечности систем теплоснабжения являются:

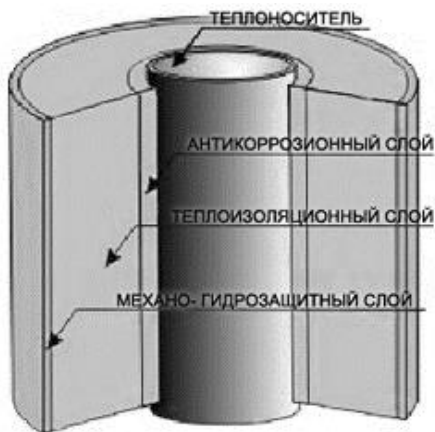
1. 100 %-ный контроль неразрушающими методами стыковых соединений на трубопроводах диаметром более 300 мм;
2. Отказ от клиновых задвижек, переход на запорную арматуру шарового и шиберного типа;
3. Отказ от сальниковых компенсаторов и использование вместо них компенсаторов сильфонного типа;
4. Покрытие трубопроводов высококачественными и эффективными теплоизоляционными материалами;
5. Контроль за увлажнением изоляции трубопроводов [1].

Важное место в решении проблемы надежности принадлежит высокоэффективной промышленной тепловой изоляции. Применяемые ранее для наружных теплосетей, теплоизоляционные материалы через несколько лет эксплуатации приводили к потерям в пределах 10-20% и выше от общего количества переданной теплоты, притом, что современные материалы позволяют ограничить потери в пределах 2,5%, что в разы отличается от имеющихся значений [2].

На российском рынке представлено довольно большое количество утеплителей для трубопроводов, они используются в виде матов, трубок, сегментов, цилиндров и полуцилиндров, мастик и красок, рулонной изоляции, а также трубопроводов полной заводской готовности типа ППУ- и ППМ - теплопроводов [1,3].

Современные специалисты в области теплоэнергетики в последние годы стали отдавать предпочтение трубам с пенополимерминеральной (ППМ) изоляцией при бесканальной прокладке. Такое решение можно объяснить тем, что пенополимерминеральная изоляция является высокоэффективным теплоизоляционным материалом для тепловых сетей, отвечающая по теплофизическим и эксплуатационным характеристикам высоким требованиям российских норм.

ППМ - изоляция на стальной трубе представляет собой монолитную конструкцию с переменной плотностью по сечению. Ее получают методом формования - одновременного смешивания всех компонентов, путем заливки полученной композиции в форму, ее вспенивания и последующего отверждения в форме. За один цикл формирования одновременно образуются три слоя, представленных на рис. 1:



а) внутренний (антикоррозионный) слой толщиной 3-6 мм, плотно прилегающий к трубе, с объемной массой 400-500 кг/м<sup>3</sup>. Исключает коррозионный процесс как в присутствии, так и отсутствии влаги;

б) средний (теплоизоляционный) слой расчетной толщины с объемной массой 70-80 кг/м<sup>3</sup>;

в) верхний (механо-гидрозащитный) толщиной 5-8 мм с объемной массой 400-700 кг/м<sup>3</sup>, защищающий изоляцию от механических повреждений [4].

**Рис. 1.** Конструкция теплопровода в ППМ – изоляции.

ППМ – изоляция, по сравнению с аналогами, имеет целый ряд преимуществ:

1. Повышенная термостойкость (до 150 °С);
2. Паропроницаемость;
3. Высокая гидрофобность [5];
4. Отличные адгезионные свойства, полностью герметизируют металл трубы и не требуют нанесения антикоррозионной защиты;

5. Высокопрочный наружный (корковый) слой, с помощью которого ППМ изоляция обеспечивает значительно более длительный срок службы изделия [6];
6. Отсутствие выделений в процессе эксплуатации вредных веществ;
7. Отсутствие системы ОДК [7];
8. Дешевая ремонтпригодность (практически любые дефекты легко устраняются неразрушающими конструкцией методами);
9. Внутренний слой полностью герметизирует металл трубы и работает как ее дополнительная антикоррозионная защита;
10. При производстве строительно-монтажных работ залитый в полевых условиях стык теплоизоляции не уступает по свойствам и качеству теплоизоляции, нанесённой в заводских условиях, - на теле трубопровода образуется монолитная конструкция.

**Таблица 1.** Основные физико - механические характеристики ППМ – изоляции.

| № п/п | Показатель                                                       | Ед. измерения     | Значение |
|-------|------------------------------------------------------------------|-------------------|----------|
| 1     | Объемная масса, не менее                                         | кг/м <sup>3</sup> | 270      |
| 2     | Предел прочности при сжатии, не менее                            | МПа               | 1,5      |
| 3     | Предел прочности при сдвиге в осевом направлении, не менее       | Мпа               | 0,5      |
| 4     | Предел прочности при изгибе, не менее                            | Мпа               | 1,7      |
| 5     | Теплостойкость                                                   | °С                | 150      |
| 6     | Водопоглощение при полном погружении за 1 сутки, по объему/массе | %                 | 1,5/0,5  |
| 7     | Теплопроводность в сухом состоянии при t=50°С, не более          | Вт/м*°С           | 0,041    |

ППМ изоляция один из лучших материалов в современной энергетике, но все же имеет недостатки, такие как: а) в течении нескольких лет эксплуатации коэффициент теплопроводности увеличивается, по причине взаимодействия поверхностного слоя изоляции с влажными грунтами [8]; б) под воздействием высоких механических нагрузок в городских условиях слой изоляции с течением значительного срока службы может разрушаться и допускать соприкосновение поверхности трубопровода с влагой, и, как следствие, труба корродирует; в) сложная транспортировка хранение и монтаж [5].

Для предотвращения указанных выше негативных особенностей и повышения эффективности работы ППМ - изоляции в системах теплоснабжения возможно применение следующих конструктивных решений: а) строительство ППМ – трубопроводов в каналах или футлярах с учетом климатических, геологических и других особенностей места строительства, с целью защиты их от механических нагрузок и затопления грунтовыми водами; б) допущение к работе с ППМ – трубопроводами квалифицированных рабочих (большинство нарушений поверхностного слоя изоляции происходит при неправильной транспортировке, приемке, погрузочно-разгрузочных работах и хранение).

Подводя итоги выше изложенного, можно сделать вывод - при строительстве тепловых сетей в ППМ - изоляции в технические решения требуется внесение соответствующих дополнений и корректировок, а также применение труб в ППМ - изоляции при надлежащем качестве продукции и монтажных работ. Эти меры позволят повысить надежность работы теплосетей, а также приблизиться к решению проблем энергосбережения и экономии топливно-энергетических ресурсов в энергетике, промышленности и ЖКХ России.

#### Список литературы:

1. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 364 с.
2. Абакумов И. Е. ППУ и ППМ изоляции. Область и применение в тепловых сетях // Новости теплоснабжения. – 2009. – №2. – С. 102. Электронный источник. [http://www.rosteplo.ru/Tech\\_stat/stat\\_shablon.php?id=2653](http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=2653)
3. [http://prommaterials.narod.ru/new\\_stat/teploizoljacija-trub.htm](http://prommaterials.narod.ru/new_stat/teploizoljacija-trub.htm)
4. <http://www.ppmi-info.ru/library/articles/52.html>



5. Руководящий документ по проектированию и строительству тепловых сетей в пенополимерминеральной (ППМ) изоляции // РД-001.000 – Завод ППМ Иркутск. – 2012.
6. <http://ppu-pro.ru/poleznye-stati/polozhitelnye-kachestva-ppm-izolyacii>
7. СНиП 41-02-2003 "Тепловые сети",
8. Кашеев В. П. Сравнительный анализ ППУ и ППМ изоляции трубопроводов. // Новости теплоснабжения. – 2014. – №3. – С. 36. Электронный источник. <http://www.pputruba.ru/ppm.pdf>

### Газотурбинный струйный двигатель

*Локотко А.В.*

*Институт теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича,  
г. Новосибирск, Россия  
(инициативная разработка)*

Предложена концепция газотурбинного струйного двигателя. Цель разработки - повышение термического коэффициента полезного действия (КПД) двигателя за счет увеличения температуры рабочего тела.

Газотурбинные двигатели (ГТД) имеют ряд преимуществ по сравнению с поршневыми двигателями. Они обладают большей удельной мощностью, благоприятным для транспортных машин изменением крутящего момента, большим в 2—3 раза ресурсом за счёт уравновешенности и сведения к минимуму трущихся поверхностей, меньшим расходом смазочных жидкостей, нетребовательностью к качеству топлива независимо от октанового числа, лучшими пусковыми свойствами, особенно при низких температурах, относительной простотой конструкции. Между тем, ГТД проигрывают поршневым двигателям по экономичности. Это определяется недостаточно высоким термическим КПД – отношению полезной работы к затраченному теплу – вследствие ограничения температуры на входе в турбину из-за недостаточной жаропрочности турбинных лопаток. Понижение температуры газов до допустимых пределов в известных ГТД обеспечивается за счет большого коэффициента избытка воздуха [1]. Повышение допустимой рабочей температуры достигается путем увеличения жаропрочности турбинных лопаток с применением термобарьерных покрытий на основе металлокерамики и (или) внутреннего охлаждения лопаток. Лучшие зарубежные ГТД имеют температуру газов на входе в турбину 1500С [2], однако эти значения существенно ниже температуры горения стехиометрических смесей углеводородных топлив с воздухом (~ 2300К) [3]. То есть имеются еще возможности повышения температуры рабочего тела и, следовательно, увеличения экономичности двигателя.

ГТД, устанавливаемые на наземные транспортные средства, имеют сравнительно небольшие мощности и, следовательно, малый расход воздуха. Диаметр рабочего колеса турбины в этом случае получается небольшим, и при наличии рабочих лопаток возрастает отрицательное влияние относительного увеличения зазоров между ротором и статором, экономичность турбины падает.

С целью повышения экономичности представляется перспективным создание газотурбинного струйного двигателя (ГТСД) с вращающейся камерой сгорания (КС) и истечением рабочего тела из реактивных сопел по типу сегнера колеса. В этом случае устраняются турбинные лопатки, что позволяет повысить температуру, исчезают зазоры между ротором и статором. Вращающий момент на валу создается за счет силы реакции струй, истекающих из сопел.

По существу, реализуется устройство с вращающимися ракетными двигателями, термодинамическая эффективность которых, как известно [4 - 6], сопоставима с эффективностью поршневых двигателей. Имеющийся опыт охлаждения сопел ракетных двигателей, работающих при очень высоких температурах, позволяет надеяться на возможность реализации процесса горения углеводородных топлив при стехиометрическом соотношении.

На рисунке показана схема двигателя. ГТСД содержит корпус 1, компрессор (центробежный) 2, вращающуюся камеру сгорания 4, устройство подачи топлива 3 с форсунками 7. Камеру сгорания охватывают коаксиально установленные роторы 5, в которых происходит последовательное расширение рабочего тела. КС и роторы оснащены тангенциально установленными реактивными соплами 6. Газ из сопел истекает со звуковой скоростью при критическом перепаде давления. При равенстве давления в струе и в полости истечения струй (расчетном режиме) устраняются волновые потери давления, которые возникли бы в случае

сверхзвукового истечения. Расчетный режим обеспечивается за счет подбора суммарной площади проходных сечений сопел каждой последующей ступени. Роторы установлены на подшипниках 8 с возможностью независимого от КС вращения. Между собой вращение роторов кинематически связано посредством редуктора 9, передающего суммарный крутящий момент на вал отбора мощности 10. Роторы вращаются взаимозависимо с числами оборотов, полученными в результате газодинамического расчета проточного тракта двигателя,

При расширении химическая энергия топлива преобразуется в механическую работу с понижением энтальпии рабочего тела. Температура газа на выходе из сопел каждой ступени последовательно понижается и, учитывая возможность применения достаточно термостойких материалов, ступени, следующие за камерой сгорания, не потребуют принудительного охлаждения.

Охлаждение КС и сопел камеры осуществляется посредством жидкометаллического теплоносителя (сплав натрия + калий). Циркуляция теплоносителя обеспечивается за счет центробежных сил в сочетании с термосифонным эффектом, проявляющимся вследствие сильной зависимости плотности жидкого металла от температуры. Сброс тепла осуществляется к входящему воздуху на участке 14 рубашки охлаждения, тем самым реализуя цикл с регенерацией тепла. Это повышает КПД двигателя.

Давление рабочего тела в КС и роторах удерживается лабиринтными уплотнениями.

#### Газодинамический расчет проточного тракта

В качестве примера приводится порядок расчета двигателя с полезной мощностью  $N \sim 100$  кВт со сжиганием углеводородного топлива с теплотворной способностью  $H_u = 42700$  кДж/кг. Полная мощность турбины должна быть больше с учетом коэффициента полезной работы  $\varphi = 1 - l_k/l_T$ , где:  $l_k$  соответственно работы компрессора и турбины [1]:

$$\varphi = 1 - \tau \sigma_k^{\frac{\kappa-1}{\kappa}},$$

где:  $\tau = T_h/T_1 = 288 / 2300 = 0,1252$  – отношение температуры на входе в компрессор  $T_h$  к температуре перед сопловым аппаратом  $T_1$ . Принято значение  $T_1 = 2300$  К, соответствующее температуре горения стехиометрической смеси углеводородного топлива с воздухом [3];  $\sigma_k$  – степень сжатия компрессора.

Сжатие воздуха осуществляется центробежным компрессором. В освоенных промышленностью танковых ГТД двухступенчатый центробежный компрессор обеспечивает суммарную степень сжатия  $\sigma_k \sim 16$  [7]. Примем значение  $\sigma_k = 20$ , которое может быть достигнуто в многоступенчатом центробежном компрессоре.

$\kappa = 1,4$  – показатель адиабаты для воздуха.

Расчет дает  $\varphi \approx 0,7$ . Таким образом, 30% мощности турбины будет забирать компрессор, поэтому мощность турбины «брутто» должна быть около  $N = 130$  кВт.

Расход топлива  $g$  для получения заданной мощности с учетом типичного для современных тепловых двигателей термического к.п.д.  $\eta_t$  ( $\eta_t \approx 40\%$ ):

$$g = N/\eta_t H_u = 0,0076 \text{ кг/сек.}$$

Массовый расход воздуха  $G$ , требующийся для сжигания этого расхода топлива, определяется стехиометрическим коэффициентом  $l_0 = 14,3$ :

$$G = g l_0 = 0,0076 \cdot 14,3 = 0,109 \text{ кг/сек.}$$

Примем «расчетный» расход воздуха  $G = 0,11$  кг/сек.

ГТСД относится к двигателям струйного типа. Удельная (на 1 кг расхода массы) полная энергия на входе в сопла  $i_0$  определяется энтальпией  $i$  и скоростью  $w$ :

$$i_0 = i + \frac{w^2}{2}$$

Критическая скорость истечения газа из сопла (индекс указывает номер ступени) [8]:

$$W_{*1} = \sqrt{\frac{2\kappa}{\kappa+1} R T_1} \quad [\text{м/сек}]$$

Для продуктов сгорания:  $\kappa = 1,33$ ;  $R = 288,12$  Дж/кг·град.

Кинетическая энергия струи:  $E_{*1} = \frac{G W_{*1}^2}{2}$  [кВт]

Суммарная площадь критического сечения сопел:

$$F_{*1} = \frac{G \sqrt{T_1}}{m \cdot p_{01}} \quad [\text{м}^2]$$

где:  $m = 0,0397$  [кг·град/Дж]<sup>0.5</sup> для продуктов сгорания углеводородного топлива;  $p_{01}$  [Н/м<sup>2</sup>] – полное давление в предсопловом объеме.

Число сопел в роторе принято равным четырем.

Кинетическая энергия истекающих струй  $E_{*1}$  должна преобразовываться в энергию вращения камеры сгорания (ротора)  $N$ :

$$E_{*1} = N_1 = P_1 \cdot W_1 \text{ [Н} \cdot \text{м/сек]} = \text{[Вт]} \quad (1)$$

Здесь:  $P_1 = I_1 - p_2 \cdot F_1$  – сила тяги сопел;  $W_1$  [м/сек] – окружная скорость сопел;  $I_1 = p_{01} \cdot F_{1*} f(\lambda_*)$  [Н] – импульс струи;  $p_2$  – давление в полости последующего ротора, куда истекают струи;  $f(\lambda_*) = (\lambda_*^2 + 1)(1 - \frac{\kappa-1}{\kappa+1} \lambda_*^2)^{\frac{1}{\kappa-1}} = 1,2591$  (для  $\lambda_* = 1$ ) – функция импульса;  $\lambda_* = \frac{w}{a_*}$  – коэффициент скорости;  $a_*$  – скорость звука, соответствующая температуре при критическом истечении;

для расчетного режима течения:  $p_2 = p_{01} \cdot \pi(\lambda_*)$

$\pi(\lambda) = \frac{p}{p_0} = (1 - \frac{\kappa-1}{\kappa+1} \lambda^2)^{\frac{\kappa}{\kappa-1}}$  функция, определяющая отношение давления в потоке к полному давлению.  $\pi(\lambda) = 0,5404$  для  $\lambda_* = 1$  при  $\kappa = 1,33$ .

Из формулы (1) по известной мощности  $N_1$  определяется окружная скорость сопел:

$$W_1 = \frac{N_1}{P_1} \text{ [м/сек]}$$

По скорости сопел  $W_1$  и диаметру  $D_1$  их расположения определяется число оборотов ротора:

$$n_1 = \frac{60W_1}{\pi D_1} = \left[ \frac{60 \text{ м}}{\text{сек} \cdot \text{м}} \right] = \left[ \frac{\text{об}}{\text{мин}} \right]$$

По описанному алгоритму выполняется расчет второй и последующих ступеней двигателя, принимая в качестве исходных параметры, полученные в результате расчета предыдущей ступени. Результаты расчета приведены в Таблице.

Понижение температуры в процессе истечения из сопел оценивается по изменению энтальпии газа в предположении полного торможения струй в последующих роторах:

$$N = c_p(T_1 - T_2)G$$

Здесь:  $c_p = 1,055$  [кДж/кг·град] – теплоемкость продуктов сгорания при постоянном давлении. Отсюда определяется температура в последующей ступени:

$$T_2 = T_1 - \frac{N_1}{c_p G} \text{ [град]}$$

Остаточные параметры газа за четвертой ступенью: температура  $T_{\text{вых}} = 1152\text{K}$ , давление 1,62 ата, т.е. около 0,6 бар избыточного давления. Видно, что в данном случае четыре сопловых ступени обеспечивают практически полное расширение рабочего тела.

Суммарная мощность двигателя складывается из мощности всех ступеней:

$$N_{\Sigma} = 41,6 + 35,6 + 30,0 + 25,2 = 132,4 \text{ кВт.}$$

Из этого значения нужно вычесть мощность, необходимую на привод компрессора.

Удельная работа компрессора [1]:  $l_k = c_p T_h (\sigma^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1) = \text{[кДж/кг]}$ .

Мощность, затрачиваемая на привод компрессора:

$$N_k = l_k \cdot G = 408,03 \cdot 0,11 = 44,88 \text{ кВт.}$$

Отметим (см. Таблицу), что мощность необходимая для привода компрессора сопоставима с мощностью первой сопловой ступени - вращающейся КС. Это дает возможность осуществить «двухвальную» схему двигателя с независимым приводом компрессора от вращающейся КС. Как известно, это способствует улучшению моментных характеристик ГТД [7]. В этом случае полезная мощность будет равна сумме мощностей 2 – 4 ступеней:

$$N_{\text{пол}} = 35,6 + 30,0 + 25,2 = 90,8 \text{ кВт.}$$

Для определения удельного расхода топлива необходимо уточнить термический КПД  $\eta_t$  по результатам расчета. [1]:

$$\eta'_t = \frac{\Delta T_{\text{КС}} - \Delta T_{\text{вых}}}{\Delta T_{\text{КС}}}$$

Здесь:  $\Delta T_{\text{КС}} = T_1 - T_k = 2300 - 677,8 = 1622,2$  – подогрев в КС;  $T_k = T_h (\sigma_k)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} = 677,8\text{K}$  – температура воздуха после компрессора;  $\Delta T_{\text{вых}} = T_{\text{вых}} - T_h = 1152 - 288 = 864^\circ$  – температурный перепад с уходящими газами;  $T_h = 288\text{K}$  – температура окружающей среды.

Расчет дает:  $\eta'_t = 0,467$ . Удельный часовой расход топлива при вычисленном значении  $\eta'_t$ :  $g_s = (g \cdot \eta_t \cdot 3600) / \eta'_t N = 0,0076 \cdot 0,4 \cdot 3600 / 0,467 \cdot 90,8 = 0,258 \text{ кг/кВт час.}$

Полученные значения  $\eta'_t$ ,  $g_s$  близки к этим показателям для поршневых двигателей.

Был выполнен учет дополнительных факторов: потерь на трение газа в зазорах между роторами, мощность от натекания струй на смежные поверхности.

Момент трения газа между вращающимися роторами для малых зазоров ( $s = 3 \text{ мм}$ ), где реализуется течение Куэтта [9], рассчитывался по формуле для двустороннего обтекания диска:

$$M_f = \frac{\pi \omega R^4 \mu}{s} \text{ Потери мощности от сопротивления трения: } N_f = M_f \omega.$$

Окружная скорость сопел  $W_1$  значительно меньше скорости истечения газа из сопел  $W_{*1}$ , что обуславливает натекание струи на внутреннюю поверхность последующего ротора с отдачей импульса струи ротору. Поэтому вращение каждой пары предыдущего и последующего роторов

организуется в противоположных направлениях. Сила взаимодействия струй с поверхностью  $F_{int}$  определяется на основании уравнения количества движения [10]:  $F_{int} = G(v_{ci} - \Delta w)$   
 где:  $v_{ci}$  – скорость истечения струй из сопел  $i$ -того ротора;  $\Delta w = |v_i| + |v_{i+1}|$  – сумма абсолютных значений окружных скоростей смежных роторов.

Определялись: момент взаимодействия струй с поверхностями роторов  $M_{int} = F_{int} \cdot D/2$ ,  
 и мощность взаимодействия  $N_{int} = M_{int} \cdot \omega_I$ ,

где  $\omega_I$  – угловая скорость вращения ротора, на который натекает струя.

Видно (см. Таблицу), что мощность потерь на трение значительно меньше полезной мощности взаимодействия струй с поверхностью. Мощность взаимодействия не учтена в приведенных выше характеристиках двигателя (оставлена «про запас» для компенсации приближенности вычислений).

Был выполнен оценочный тепловой расчет двигателя, в котором показано, что если площадь сброса тепла будет превышать поверхность КС в 10 раз, то температура теплоносителя будет 600С. Это значение приемлемо, поскольку соответствует температуре теплоносителя, обычной для контуров электростанций [11].

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненные расчетные оценки показывают, что газотурбинный струйный двигатель (ГТСД) обеспечивает повышение экономичности. Термический КПД на расчетном режиме равен 0,46, удельный расход топлива 0,258 кг/кВтч, что сопоставимо с соответствующими показателями для поршневых двигателей.

Двигатель является «остро настроенным» на оптимальный режим работы, поэтому его применение, по-видимому, наиболее целесообразно в условиях постоянной нагрузки, например, для привода генераторов в системах распределенной энергетики, на автомобилях гибридных схем – для заряда аккумуляторов, или на маломерных судах в качестве судового двигателя.

Предложенная концепция ГТСД защищена Патентом РФ на изобретение [12] и Патентом Германии на полезную модель [13].

Более подробное описание двигателя содержится в [14].

Автор ищет возможности взаимовыгодного сотрудничества с заинтересованными лицами с целью создания и экспериментального исследования опытного образца двигателя.

Таблица. Газодинамические параметры в проточном тракте ГТСД

| Параметр                                                                | Степень<br>1 (КС) | Степень<br>2         | Степень<br>3         | Степень<br>4         |
|-------------------------------------------------------------------------|-------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Температура К                                                           | 2300              | 1935                 | 1628                 | 1370                 |
| Давление, ата                                                           | 20                | 10,8                 | 5,7                  | 3,0                  |
| Скорость истечения, м/с                                                 | 870               | 805,0                | 738,4                | 677,4                |
| Мощность ступени, кВт                                                   | 41,6              | 35,6                 | 30,0                 | 25,2                 |
| Площадь крит. сеч. сумм., см <sup>2</sup>                               | 0,6781            | 1,1625               | 2,00                 | 3,432                |
| Диаметр одного сопла, мм                                                | 4,64              | 6,1                  | 8,0                  | 10,5                 |
| Импульс струй, Н                                                        | 167,3             | 153,2                | 140,8                | 129,2                |
| Тяга сопл, Н                                                            | 95,5              | 88,2                 | 82,0                 | 74,7                 |
| Отношение: тяга/импульс                                                 | 0,575             | 0,576                | 0,582                | 0,578                |
| Диаметр окружности расположения сопел, D [м]                            | 0,25              | 0,30                 | 0,35                 | 0,40                 |
| Окружная скорость м/сек                                                 | 435,7             | 336,6                | 261,4                | 211,3                |
| Число оборотов n [1/мин]                                                | 33063             | 25717                | 19969                | 16142                |
| Угловая скорость $\omega = 2\pi n/60$ [1/сек]                           | 3462,3            | 2693,1               | 2091,1               | 1690,4               |
| Момент трения в торцевых зазорах [Н·м]                                  | -                 | $4,72 \cdot 10^{-4}$ | $3,83 \cdot 10^{-3}$ | $4,89 \cdot 10^{-3}$ |
| Мощность трения в торцевых зазорах [Вт]                                 | -                 | 2,9                  | 18,3                 | 18,5                 |
| Сила взаимодейств. струй с поверхностью [Н]                             | -                 | 10,5                 | 22,7                 | 29,2                 |
| Мощность взаимодейств. струй с поверхн. [кВт]<br>{ } поверх поверхность | -                 | 4,2                  | 8,3                  | 9,9                  |

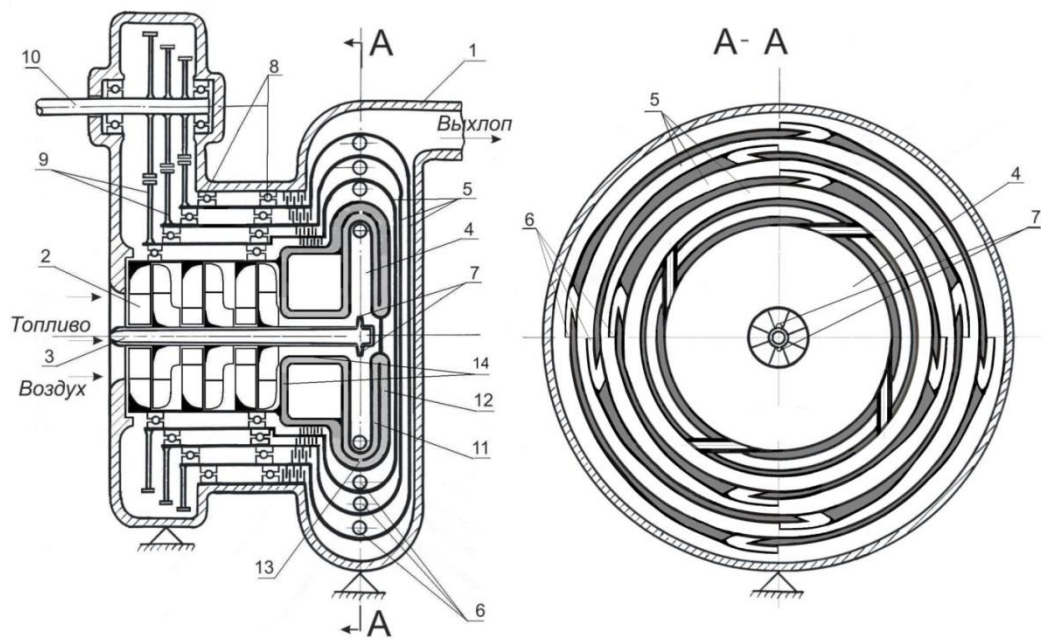


Схема газотурбинного струйного двигателя

1 – корпус; 2 – компрессор; 3 – трубопровод подачи топлива; 4 – вращающаяся камера сгорания; 5 – роторы; 6 – сопла; 7 – форсунки; 8 – подшипники; 9 – редуктор; 10 – вал отбора мощности; 11 – “горячая” полость рубашки охлаждения; 12 – “холодная” полость рубашки охлаждения; 13 – отверстие; 14 – участок сброса тепла от теплоносителя к входящему воздуху.

**Список литературы:**

1. Р. М. Яблоник. Газотурбинные установки. М.: Машгиз, 1959, 408 с.
2. А. Сударев, В. Тихоплав, Г. Шишов, В. Катенев. Высокотемпературные двигатели с применением высокотемпературной керамики// “Газотурбинные технологии” № 3, 2000.
3. Е. С. Щетинков. Физика горения газов. М.: Наука, 1965, 740 с.)
4. А. В. Квасников. Теория жидкостных ракетных двигателей. Л.: Судпромгиз. 1959. 541с.
5. И. И. Кулагин. Теория авиационных газотурбинных двигателей. М.: Гос. издательство оборонной промышленности. 1955. 408 с.
6. Мебус Г. Г. Расчет ракетных двигателей. М.: Изд-во иностр. лит. 1959. 143 с.
7. Ред. Г. Ю. Степанов. Танковые силовые установки. М.: Воениздат. 1991. 380 с.
8. Г. Н. Абрамович. Прикладная газовая динамика. М.: Наука. 1969. 824 с.
9. Г. Шлихтинг. Теория пограничного слоя. М.: Наука. 1969. 742.
10. Ред. Г.Н. Абрамович. Теория турбулентных струй. М.: Наука. 1984. 716 с.
11. Боришанский В. М., Кутателадзе С. С., Новиков И. И., Федынский О. С. Жидкометаллические теплоносители. Изд. 3-е. М.: Атомиздат, 1976. 328 с.
12. Патент RU № 2441998 Российской Федерации, МКИ С1. Газотурбинный струйный двигатель / А. В. Локотко (РФ) – N 2010136606/06; заявл.31.08.2010; опубл. 10.02.2012, Бюлл. № 4.
13. Deutsche Patentanmeldung Nr. 20 2012 102 965.0 – IPC F23R 3/42, Bezeichnung Gasturbinenstrahlmotor, Gebrauchsmusterinhaber Lokotko, Anatolij V., RU, Tag der Anmeldung 07.08.2012, Tag der Eintragung 04.09.2012. Публ.: <http://depatisnet.dpma.de>
14. А.В. Локотко. Газотурбинный струйный двигатель // Газотурбинные технологии № 10/2012 (111). С. 42 – 47.

**Выбор оптимальной температуры теплосети в летний период при отпуске теплоты от ТЭЦ на ГВС и кондиционирование**

*Ромашова О.Ю., Туболев А.А., Вагнер М.А.*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В настоящее время Россия подошла к тому, что в энергосистеме в летний период появился максимум электрических нагрузок со значительной долей мощности работающих кондиционеров.

Наряду с парокомпрессионными холодильными машинами, потребляющими электроэнергию, для выработки холода можно использовать абсорбционные установки, которые целесообразно включить в систему централизованного теплоснабжения от ТЭЦ [1].

В свою очередь параметры теплосети влияют, как на эффективность работы холодильных машин, так и на показатели экономичности ТЭЦ. Необходимость повышения конкурентоспособности теплоэлектроцентралей в современных условиях требует оптимизации параметров теплоснабжения при работе системы «ТЭЦ–Холодильная машина–теплосети».

В работе выполнен анализ влияния температуры прямой сети на основные показатели тепловой и общей экономичности системы энергоснабжения и выбор оптимального значения температуры по минимуму приведенных расчетных затрат.

На рис. 1 приведена принципиальная схема отпуска теплоты с горячей водой в летний период, где А – абсорбционная холодильная машина.

В исходном варианте работы ТЭЦ с отпуском теплоты только на ГВС принято:

- климатический район – город Омск.
- расчетная температура на отопление  $t_{\text{нв}} = -37^\circ\text{C}$ .
- расчетная температура на кондиционирование  $t_{\text{нв}}^{\text{л}} = +35^\circ\text{C}$ .
- температурный график теплосети на ГВС 70/40.
- коэффициент теплофикации  $\alpha_{\text{ТЭЦ}} = 0,6$ .

Для анализа выбраны теплофикационные турбины Т-250/300-240-3 и Т-100/120-130-3 с номинальными значениями тепловой мощности  $Q_{\text{отб}}^{\text{ном}}$  регулируемых отборов 420 МВт и 205 МВт соответственно [2].

Тепловая нагрузка ГВС принята 18% от максимального отпуска теплоты потребителю  $Q_{\text{ГВС}} = 0,18 \cdot Q_{\text{ТЭЦ}}$ ,

где  $Q_{\text{ТЭЦ}} = \frac{Q_{\text{отб}}^{\text{ном}}}{\alpha_{\text{ТЭЦ}}} = 700, \text{ МВт}$ .

Для Т-250/300-240-3  $Q_{\text{ГВС}} = 126 \text{ МВт}$ ; для Т-100/120-130-3  $Q_{\text{ГВС}} = 62, \text{ МВт}$ .

В новом режиме совместного отпуска теплоты на ГВС и охлаждения помещений нагрузка для кондиционирования летом  $Q_{\text{х}}$  найдена при условии, что объем зданий  $V$  постоянен в летний и зимний периоды; коэффициент характеристики зданий  $\alpha$  мало меняется от температуры наружного воздуха;  $t_{\text{пом}}$  – температура в помещении, равна  $+18^\circ\text{C}$ . Тогда отношение нагрузки  $Q_{\text{х}}$  к максимально возможной составит

$$\frac{Q_{\text{х}}}{Q_{\text{ТЭЦ}}} = \frac{\alpha \cdot V \cdot (t_{\text{нв}}^{\text{л}} - t_{\text{пом}})}{\alpha \cdot V \cdot (t_{\text{пом}} - t_{\text{нв}})} = \frac{35 - 18}{18 + 37} \approx \frac{1}{3}.$$

Для Т-250/300-240-3  $Q_{\text{х}} = \frac{1}{3} \cdot 700 = 233 \text{ МВт}$ .

Для Т-100/120-130-3  $Q_{\text{х}} = 114 \text{ МВт}$ .

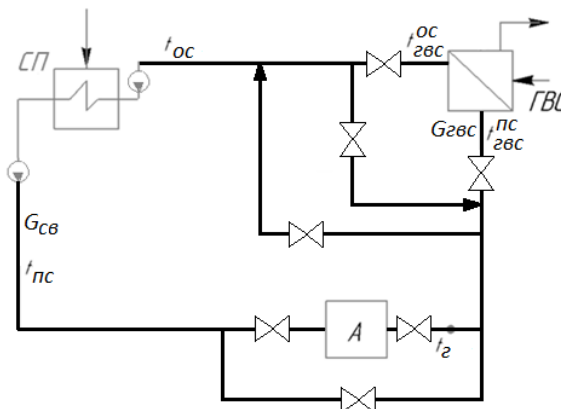


Рис. 1. Принципиальная схема включения абсорбционной установки в систему централизованного теплоснабжения от ТЭЦ.

В качестве прототипа холодильной машины принята абсорбционная бромисто-литиевая холодильная машина с холодопроизводительностью  $Q_0 = 1000 \text{ кВт}$  (АБХМ-1000). Изменение холодильного коэффициента АБХМ в зависимости от температуры греющей среды  $t_{\text{пс}}$  в генераторе абсорбера оценено по каталогу АБХМ компании Broad [3].

Условия работы потребителей ГВС не меняются по сравнению с исходным вариантом.

Наилучший вариант определен по минимуму приведенных расчетных затрат. За целевую функцию принято изменение затрат по сравнению с произвольно выбранным «базовым» вариантом. Использование такого критерия не влияет на оптимальное решение, но позволяет не учитывать постоянные и слабо меняющиеся от температуры составляющие затрат.

$$\delta Z = (E_H + P_a) \cdot \delta K + \delta I_T + \delta I_{с.н.} + \delta I_{э/э};$$

$$\delta I_T = \delta B_{ТЭЦ} \cdot C_T \cdot \tau;$$

$$\delta I_{с.н.} = (\delta N_{сн}^1 + \delta N_{сн}^2) \cdot C_э;$$

$$\delta I_{э/э} = \delta N_{зам} \cdot (b_{зам} - b_э) \cdot \tau \cdot C_э$$

где:  $\delta K$ , руб – изменение капиталовложений по вариантам;  $I_T$ , руб. – изменение годовых топливных издержек;  $\delta I_{э/э}$ , руб. – изменение стоимости замещающей электроэнергии;  $\delta I_{с.н.}$  – изменение годовых издержек на собственные нужды работы ТЭЦ в связи с изменением расхода электроэнергии на сетевые насосы при разных значениях расхода сетевой воды;  $C_T = 6840 \frac{\text{руб}}{\text{т.у.т.}}$  – цена условного топлива;  $\tau = 1000$  ч – число часов работы холодильных установок;  $P_a \approx 0,06$  – норма амортизации;  $l = 16$  км – протяженность теплосети;  $C = 10250 \frac{\text{руб}}{\text{пог.м}}$  – цена погонного метра теплосети;  $\delta N_{зам}$ , МВт – изменение замещающей мощности;  $\delta N_{сн}^1, \delta N_{сн}^2$ , МВт – изменение мощности сетевых насосов первого и второго подъема;  $C_э = 2,4$  – цена в рублях за кВт·ч электроэнергии;  $b_{зам} = 330 \frac{\text{г.у.т.}}{\text{кВтч}}$  – удельный расход условного топлива на замещающей электростанции.

Теплота, подведенная к АБХМ  $Q_T^x = \frac{Q_x}{\varepsilon}$ , МВт, где  $\varepsilon$  – холодильный коэффициент АБХМ при  $t_{пс}$ , °С.

Суммарная тепловая нагрузка регулируемого отбора турбины в летний период  $Q_T^л = Q_T^x + Q_{ГВС}$ , МВт.

Примем, что в АБХМ температура греющей среды меняется на  $\Delta t = 10$  °С.

Расход сетевой воды при заданной  $Q_x$  определяется  $G_{св} = \frac{Q_T^x}{c_p \cdot (t_{пс} - t_r)}$ , кг/с.

Температура обратной сети  $t_{ос} = t_{пс} - \frac{Q_T^л}{G_{св} \cdot c_p}$ , °С.

Расход теплоты на турбины рассчитывается по энергетическим характеристикам при их работе по тепловому графику [4].

Удельный расход теплоты на турбоустановку по выработке электроэнергии:

$$q_T = \frac{Q_0 - Q_T^л}{N_T}.$$

Учитывая, что лишь часть подаваемого на абсорбер тепла используется полезно, этот показатель  $q_T$  не может быть использован в качестве критерия тепловой экономичности в системе «ТЭЦ-АБХМ-Теплосети». В качестве нового критерия принята величина

$$q_T^* = \frac{Q_0 - Q_x - Q_{ГВС}}{N_T},$$

учитывающая потери теплоты в абсорбере.

Теплота на выработку электроэнергии  $Q_э = q_T^* \cdot N_T$ , МВт.

Расход топлива на ТЭЦ  $B_э = \frac{Q_э}{Q_{н\eta_{ка}}}$ , кг/с.

Удельный расход условного топлива по выработке электроэнергии  $b_э = \frac{B_э}{N_T} \frac{\text{г.у.т.}}{\text{кВт·ч}}$ .

Для расчета расхода электроэнергии на сетевые насосы выполнен гидравлический расчет трубопроводов теплосети [5]

Мощность сетевого насоса первого подъема  $N_{сн}^1 = \frac{G_{св} \cdot \Delta P_1 \cdot v}{\eta_{сн}}$ , МВт.

Мощность сетевого насоса второго подъема  $N_{сн}^2 = \frac{G_{св} \cdot \Delta P_2 \cdot v}{\eta_{сн}}$ , МВт.

Разница давлений до и после насоса первого подъема  $\Delta P_1 = P_{вх}^{\min} - P_{вх}$ , МПа. Где  $P_{вх}$  – давление на входе в насос первого подъема, равно давлению на выходе из насоса второго подъема.  $\Delta P_2$  – разница давлений до и после насоса второго подъема. Давления после насоса принято 0,8 МПа и перед насосом 0,2 МПа.

Давление на выходе насоса  $P_{вх}^{\min} = P_{тр} + \delta P$ , МПа.

Давление потребителей  $P_{тр} = 1,2 \cdot P_s^{\text{нч}}$ , МПа.



Суммарное падение давления  $\delta P = R_{\text{л}} \cdot (l + l_3)$ , МПа, где  $l_3$  - эквивалентная длина местных сопротивлений.

Принимаем тепломагистраль протяженностью 16000 м.

Диаметр трубопровода  $d = A_d^B \cdot \frac{G^{0,38}}{R_{\text{л}}^{0,19}}$ , 0,791, м, где  $A_d^B$  - коэффициент, значение которого определяется по абсолютной эквивалентной шероховатости  $k_s = 0,0005$  м [5];  $R_{\text{л}}$  - линейное падение давления, которое предварительно принято 87 Па/м.

Из стандартных труб, принимаем стальную трубу с условным проходным сечением  $d_0 = 800$  мм.

Материальная характеристика рассчитывается по формуле  $M = d \cdot l, \text{м}^2$ .

Результаты расчета для Т-250/300-240-3 сведены в таблицу 1. Характер изменения основных показателей относительно температуры прямой сети для турбины Т-100/120-130-3 принципиально не меняется. Основные результаты расчета представлены ниже.

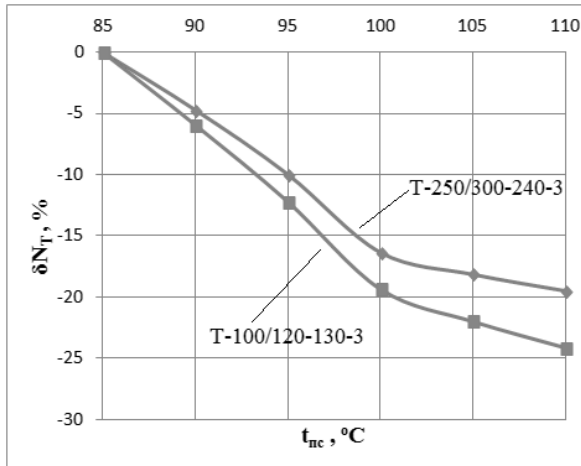


Рис. 2а. Изменение электрической мощности турбины на тепловом потреблении  $N_T$

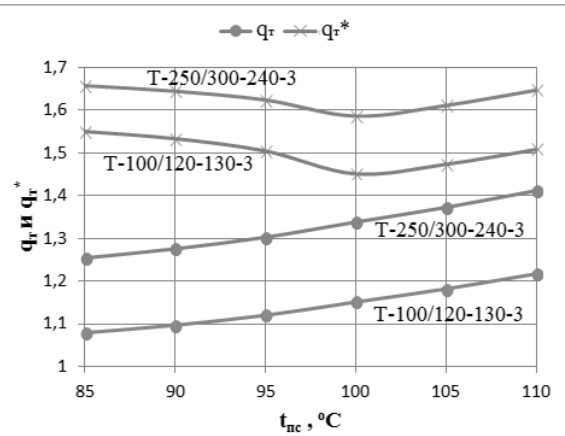


Рис. 2б. Изменение удельного расхода теплоты на турбоустановку по выработке электроэнергии  $q_T$  и  $q_T^*$

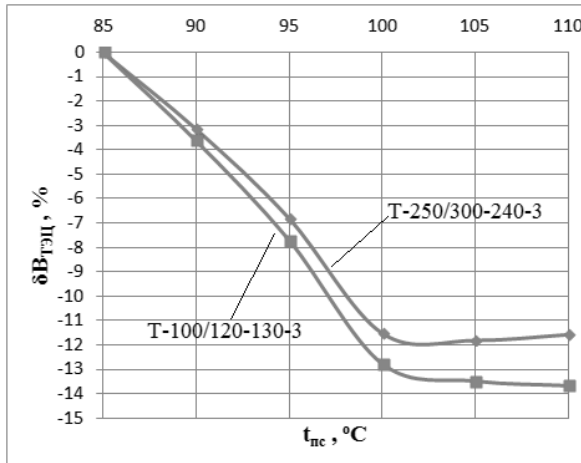


Рис. 2в. Изменение расхода условного топлива на ТЭЦ

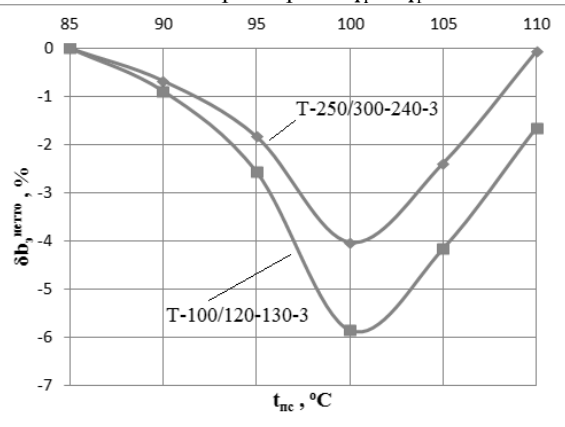


Рис. 2г. Изменение удельного расхода условного топлива по выработке электроэнергии  $b_{\text{э\_н\_ет\_то}}$



Таблица 1. Результаты расчета для Т-250/300-240-3

| №<br>п/п | Показатель                                                               | Обозначение  | Размерность    | Температура прямой сети, °С |        |        |         |        |        |
|----------|--------------------------------------------------------------------------|--------------|----------------|-----------------------------|--------|--------|---------|--------|--------|
|          |                                                                          |              |                | 85                          | 90     | 95     | 100     | 105    | 110    |
| 1        | Холодильный коэффициент                                                  | $\xi$        | -              | 0,66                        | 0,69   | 0,73   | 0,79    | 0,8    | 0,805  |
| 2        | Температура греющей среды после абсорбера                                | $t_r$        | °С             | 75                          | 80     | 85     | 90      | 95     | 100    |
| 3        | Нагрузка на кондиционирование                                            | $Q_x$        | МВт            | 233                         |        |        |         |        |        |
| 4        | Теплота подведенная к АБХМ                                               | $Q_{tx}$     | МВт            | 353,0                       | 337,7  | 319,2  | 294,9   | 291,3  | 289,4  |
| 5        | Расход сетевой воды                                                      | $G_{св}$     | кг/с           | 8425,5                      | 8059,2 | 7617,6 | 7039,1  | 6951,1 | 6907,9 |
| 6        | Температура обратной сети                                                | $t_{oc}$     | °С             | 71                          | 76     | 81     | 86      | 91     | 96     |
| 7        | Тепловая нагрузка ТЭЦ в летом                                            | $Q_{тл}$     | МВт            | 479,0                       | 463,7  | 445,2  | 420,9   | 417,3  | 415,4  |
| 8        | Давление в отборе турбины                                                | $P_{отб}$    | Мпа            | 0,074                       | 0,089  | 0,106  | 0,127   | 0,151  | 0,178  |
| 9        | Расход тепла на турбину по уравнению энергетической хар-ки               | $Q_o$        | МВт            | 852,8                       | 826,0  | 794,7  | 754,6   | 752,1  | 754,2  |
| 10       | Мощность турбопривода по уравнению энергетической хар-ки                 | $N_{тп}$     | МВт            | 14,9                        | 14,3   | 13,6   | 12,7    | 12,6   | 12,6   |
| 11       | Электрическая мощность турбины на тепловом потреблении                   | $N_t$        | МВт            | 298,2                       | 284,1  | 268,4  | 249,4   | 244,1  | 240,1  |
| 12       | Удельный расход теплоты на турбоустановку по выработке электроэнергии    | $q_r$        |                | 1,25                        | 1,28   | 1,30   | 1,34    | 1,37   | 1,41   |
| 13       | Удельный расход теплоты по выработке электроэнергии в системе «ТЭЦ+АБХМ» | $q_r^*$      |                | 1,66                        | 1,64   | 1,62   | 1,59    | 1,61   | 1,65   |
| 14       | Расход условного топлива на выработку электроэнергии                     | $B_o$        | кг/с           | 18,73                       | 17,71  | 16,52  | 15,00   | 14,91  | 14,99  |
| 15       | Расход условного топлива на ТЭЦ                                          | $B_{тэц}$    | кг/с           | 32,34                       | 31,32  | 30,14  | 28,61   | 28,52  | 28,60  |
| 16       | Удельный расход условного топлива по выработке электроэнергии            | $b_o$        | г.у.т./кВт*ч   | 226,1                       | 224,4  | 221,6  | 216,5   | 219,9  | 224,7  |
| 17       | Условное проходное сечение принятой трубы                                | $d_o$        | м              | 0,8                         |        |        |         |        |        |
| 18       | Линейное падение давления                                                | $R_d$        | Па/м           | 89,3                        |        |        |         |        |        |
| 19       | Протяженность тепломагистрали                                            | $L$          | м              | 16000                       |        |        |         |        |        |
| 20       | Материальная характеристика                                              | $M$          | м <sup>2</sup> | 12800                       |        |        |         |        |        |
| 21       | Давление потребителям                                                    | $P_{тр}$     | МПа            | 0,084                       | 0,102  | 0,122  | 0,145   | 0,172  | 0,203  |
| 22       | Эквивалентная длина местных сопротивлений                                | $l_o$        | м              | 523,6                       |        |        |         |        |        |
| 23       | Суммарное падение давления                                               | $\delta P$   | МПа            | 1,44                        | 0,91   | 0,82   | 0,70    | 0,68   | 0,67   |
| 24       | Давление на выходе насоса                                                | $P_{min}$    | МПа            | 1,52                        | 1,54   | 1,56   | 1,58    | 1,61   | 1,64   |
| 25       | Разница давлений до и после насоса первого подъема                       | $\Delta P_1$ | МПа            | 0,722                       | 0,739  | 0,759  | 0,783   | 0,810  | 0,841  |
| 26       | Мощность сетевого насоса первого подъема                                 | $N_{сн1}$    | МВт            | 7,60                        | 7,45   | 7,23   | 6,89    | 7,03   | 7,26   |
| 27       | Мощность сетевого насоса второго подъема                                 | $N_{сн2}$    | МВт            | 6,32                        | 5,5302 | 4,6701 | 3,68476 | 3,5483 | 3,4826 |
| 28       | Топливные издержки                                                       | $I_t$        | млн.руб.       | 796,37                      | 771,31 | 742,11 | 704,61  | 702,32 | 704,23 |
| 29       | Издержки на собственные нужды                                            | $I_{с.н.}$   | млн.руб.       | 33,41                       | 32,38  | 31,06  | 29,20   | 29,40  | 29,85  |
| 30       | Стоимость замещающей э/э                                                 | $C_{э/э}$    | млн.руб.       | 0,00                        | 3,56   | 7,74   | 13,28   | 14,30  | 14,69  |
| 31       | Капитальные затраты на теплосети                                         | $K_{т.с.}$   | млн.руб.       | 29,52                       | 29,52  | 29,52  | 29,52   | 29,52  | 29,52  |
| 32       | Изменение приведенных расчетных затрат по сравнению с базовым вариантом  | $\delta Z$   | млн.руб.       | 859,30                      | 836,77 | 810,43 | 776,61  | 775,53 | 778,29 |

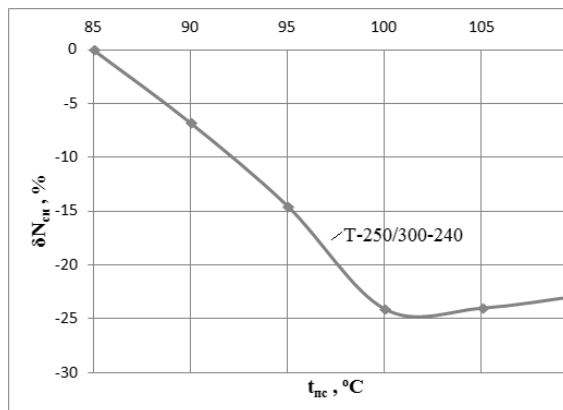
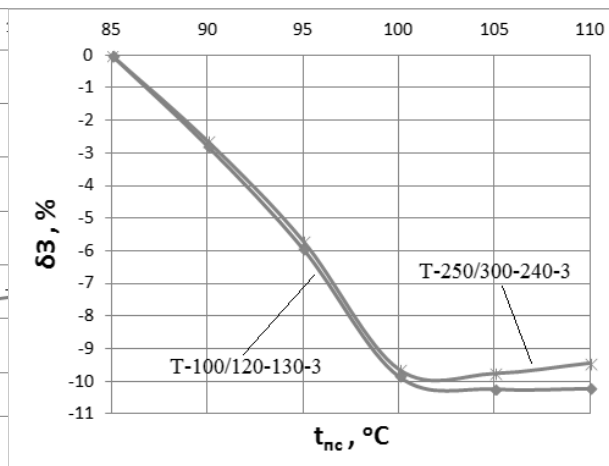
Рис. 2д. Изменение мощности сетевых насосов в зависимости от  $t_{пс}$ Рис. 2е. Изменение приведенных расчетных затрат  $Z$  в зависимости от  $t_{пс}$ 

Рис. 2. Графики зависимостей основных показателей от температуры прямой сети.

**Выводы:**

1. В схемах с отпуском теплоты от турбины на холодильную установку критерием тепловой экономичности будет удельный расход теплоты по выработке электроэнергии  $q_t^* = \frac{Q_0 - Q_x}{N_3}$ , где вместо полной тепловой мощности регулируемого отбора используется лишь ее полезная часть  $Q_x$  за вычетом потерь теплоты в абсорбере.
2. Основное влияние на выбор оптимальной температуры прямой сети в условиях работы ТЭЦ совместно с абсорбционными холодильными машинами оказывает изменение топливной составляющей.
3. Оптимальное значение температуры прямой сети не зависит от типа теплофикационной турбины и лежит в окрестности  $t_{пс}^{opt} = 100^\circ\text{C}$ .
4. Экономия топлива в оптимальном варианте составляет (4-6) %.
5. Снижение температуры прямой сети по сравнению с оптимальным значением приводит к значительному повышению годовых расчетных затрат из-за повышения расхода топлива, а также резкого увеличения расхода электроэнергии на сетевые насосы.
6. Рост  $t_{пс}$  приводит к повышению давления в теплофикационном отборе, а так же к уменьшению тепловой мощности регулируемого отбора, в связи с чем, электрическая мощность на тепловом потреблении снижается более интенсивно, чем в традиционных схемах отпуска теплоты без холодильной машины.

**Список литературы:**

1. Богданов А. Б. Климат России и теплофикация / Котельнизация России – беда национального масштаба, ч – 7., 2012.
2. Трухний А.Д., Ломакин Б.В. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 540 с.
3. Арефьев Д.Н. Каталог BROAD. - М.: Олимп-бизнес, 2005.- 82 с.
4. Качан А.Д. Режимы работы и эксплуатации тепловых электрических станций. – Мн.: Выш. Школа, 1978.-288 с., ил.
5. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. – М. Издательство МЭИ, 2001. – 472 с.

УДК 536.24

**Сравнительные энерго-массообменные характеристики рулонных насадок**

Фарахов М.М. \*, Башаров М.М. \*\*

\*ООО инженерно-внедренческий центр «ИНЖЕХИМ», г. Казань, Россия

\*\*ОАО «ТАНЕКО» г. Нижнекамск, Россия

На предприятиях нефтегазохимического комплекса и энергетики используются тепло- и массообменные аппараты с контактными насадками. К настоящему времени известны многие

сотни конструкций нерегулярных и регулярных насадок [1]. Для оценки конструктивных, тепло— и массообменных и гидравлических характеристик контактных устройств используются различные параметры и комплексы. Гидравлическими и гидродинамическими являются перепад давления, задержка жидкости, коэффициент смачиваемости поверхности, коэффициент перемешивания, а массообменными – коэффициенты массоотдачи и массопередачи, высота единиц переноса, число единиц переноса, высота эквивалентная одной теоретической тарелки.

Представляется целесообразными при выборе насадок также использовать, кроме перечисленных характеристик, энергомассообменные комплексы.

Для совместной оценки гидродинамические и массообменных характеристик контактных насадок колонных аппаратов можно использовать энергетические комплексы (аналоги Кирпичева и Ануфьева) [2]

$$E_{\max} = \frac{M}{N}, \quad E_{\min} = \frac{\Delta P h_{\text{ог}}}{H}, \quad (1)$$

где  $M$  - количество перешедшего компонента из одной фазы в другую, кг/с;  $N$  - мощность на подачу среды, Вт;  $\Delta P$  - перепад давления (Па) слоя насадки высотой  $H$ , м;  $h_{\text{ог}}$  - высота единиц переноса.

Первый комплекс должен принимать большее значение, а второй меньшее при сравнении различных типов насадок.

Представляются целесообразнее во втором комплексе ( $E_{\min}$ ) вместо высоты единиц переноса насадочного слоя использовать высоту, эквивалентную одной теоретической тарелке (ступени) – ВЭТТ. Тогда запишем

$$E_{\min} = \frac{\Delta P (ВЭТТ)}{H}. \quad (2)$$

Значение ВЭТТ комплексно характеризуется как структуру потока в аппарате, так и массообменную эффективность и, следовательно является более объективным показателем работы аппарата с насадкой.

Значение перепада давления  $\Delta P$  насадки находят экспериментально и зависят, как от режима, конструкции и размера насадки, так и физических свойств разделяемой смеси.

Авторами проведены серии экспериментальных исследований двух типов регулярных насадок фирмы «Инжехим»: регулярной и рулонной гофрированной регулярной из тонкой сетки. Опыты проводились на ректификационной установке на смеси ацетон-вода.

Получены данные эксперимента при скорости пара 1,5 м/с и плотности орошения 14 м<sup>3</sup>/(м<sup>2</sup> час). Фактор пара составляет 2,1 (Па)<sup>0,5</sup>. Получены значения ВЭТТ и перепада давления.

При одинаковом режиме работы опытной колонны с двумя типами насадок получены значения  $E_{\min}$  (2). Для рулонной гофрированной насадки  $E_{\min} = 120$ , а для регулярной из тонкой сетки  $E_{\min} = 163$ . Отсюда следует, что рулонная гофрированная насадка более эффективная по энерго-массообменным параметрам.

Данная насадка внедрена в промышленных колоннах на ряде предприятий нефтехимического комплекса. Все внедрения показывают повышение качества разделения смесей и снижения энергозатрат [2].

#### Список литературы:

1. А.М. Каган, А.Г. Лаптев, А.С. Пушнов, М.И. Фарахов Контактные насадки промышленных теплообменников аппаратов.// Под ред. Лаптева А.Г. – Казань: Отечество, 2013, - 454 с.
2. Башаров М.М., Лаптева Е.А. Модернизация промышленных установок разделения смесей в нефтегазохимическом комплексе.// – Казань: Отечество, 2013. – 293 с.

## Секция 3

Энергетическая безопасность и  
энергосбережениеТиповые базовые ячейки-многополюсники решетчатых схем замещения вихревых и  
потенциальных полей

Инкин А.И., Алиферов А.И., Бланк А.В.

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия

К проектированию и эксплуатации энергоемких электроустановок предъявляются все более жесткие требования по энергосбережению, поэтому разработке конкретной установки должны предшествовать детальные исследования электромагнитных и температурных полей в их активных объемах. Исследования полей должны иметь прикладную направленность, что позволит специалистам электротехнического профиля на основе этих исследований разрабатывать инженерные методики электротепловых расчетов. Одно из таких научно-прикладных направлений базируется на использовании схемной аппроксимации физического поля, которая позволяет решать сложные задачи теории поля методами анализа электрических цепей.

К таким схемам, в частности, относятся электротепловые каскадные схемы замещения, которые синтезируются по слоистым моделям электротехнических устройств [1-4]. Для более детального исследования двух- и трехмерных физических полей на кафедрах ТОЭ и АЭТУ Новосибирского государственного технического университета разрабатываются общие принципы синтеза решетчатых схем замещения, состоящих из типовых прямоугольных ячеек-многополюсников [5]. Отличительной особенностью этих ячеек является то, что их параметры определяются на основе законов электромагнетизма и теории теплопередачи в интегральной форме, что не требует решения дифференциальных уравнений в частных производных.

На рис. 1, а изображена прямоугольная ячейка в проводящей среде с удельной проводимостью  $\gamma$  и магнитной проницаемостью  $\mu$ . Ячейка пронизывается синусоидальным током  $\Delta \dot{I}_0$  с частотой  $\omega$ . На контуре ячейки обозначены касательные составляющие векторов магнитной напряженности ( $\dot{H}_1, \dot{H}_2, \dot{H}_3, \dot{H}_4$ ) и указана z-составляющая вектора электрической напряженности ( $\dot{E}_1, \dot{E}_2, \dot{E}_3, \dot{E}_4$ ).

В соответствии с законом полного тока  $\oint \vec{H} d\vec{l} = \int_S \vec{j} d\vec{S}$  при малых размерах ячейки для ее контура справедливо уравнение

$$-\dot{H}_{1y}\Delta y + \dot{H}_{2y}\Delta y + \dot{H}_{3x}\Delta x - \dot{H}_{4x}\Delta x = \Delta \dot{I}_0. \quad (1)$$

Базовому уравнению (1) может быть поставлена в соответствие пятиэлементная электрическая схема, представленная на рис. 1, б, где

$$\Delta \dot{I}_1 = \dot{H}_{1y}\Delta y; \Delta \dot{I}_2 = \dot{H}_{2y}\Delta y; \Delta \dot{I}_3 = \dot{H}_{3x}\Delta x; \Delta \dot{I}_4 = \dot{H}_{4x}\Delta x. \quad (2)$$

Сопротивления  $Z_0 - Z_4$  пока неизвестны и подлежат определению.

На основании закона электромагнитной индукции  $\oint \vec{E} d\vec{l} = -j\omega \int_S \vec{B} d\vec{S} = -j\omega \Phi$  напряжения

$\dot{U}_1, \dot{U}_2, \dot{U}_3$  и  $\dot{U}_4$  связаны с составляющими магнитного потока:

$$\dot{U}_1 - \dot{U}_2 = j\omega \Delta \Phi_y, \quad (3)$$

$$\dot{U}_4 - \dot{U}_3 = j\omega \Delta \Phi_x. \quad (4)$$

Магнитные потоки  $\Delta \Phi_y$  и  $\Delta \Phi_x$  при малых размерах ячейки могут быть определены по средним значениям составляющих вектора индукции:

$$\Delta \dot{\Phi}_y = \mu l \frac{\dot{H}_{1y} + \dot{H}_{2y}}{2} \Delta x, \quad (5)$$

$$\Delta \dot{\Phi}_x = \mu l \frac{\dot{H}_{3x} + \dot{H}_{4x}}{2} \Delta y, \quad (6)$$

где  $l$  – длина проводника в направлении оси  $oz$ .

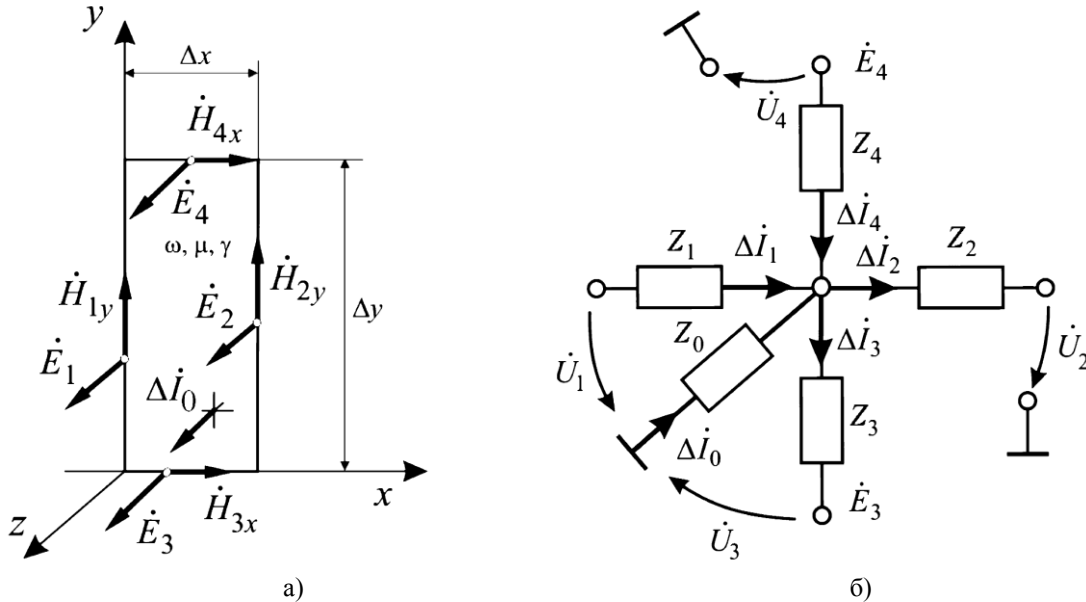


Рис. 1.  $E$ - $H$ -ячейка плоскопараллельного синусоидального электромагнитного поля (а) и ее схема замещения (б)

Для схемы (рис. 1, б) справедливы уравнения Кирхгофа:

$$\dot{U}_1 - \dot{U}_2 = \Delta \dot{I}_1 Z_1 + \Delta \dot{I}_2 Z_2, \quad (7)$$

$$\dot{U}_4 - \dot{U}_3 = \Delta \dot{I}_3 Z_3 + \Delta \dot{I}_4 Z_4. \quad (8)$$

Из (2), (3), (5) и (7) определяются сопротивления  $Z_1$  и  $Z_2$ :

$$Z_1 = Z_2 = j\omega\mu l \frac{\Delta x}{2\Delta y}. \quad (9)$$

Аналогично из (2), (4), (6) и (8) определяются сопротивления  $Z_3$  и  $Z_4$ :

$$Z_3 = Z_4 = j\omega\mu l \frac{\Delta y}{2\Delta x}. \quad (10)$$

Так как  $\Delta \dot{I}_0$  – ток в проводнике длиной  $l$  с малым поперечным сечением  $\Delta S = \Delta x \Delta y$ , в соответствии с законом Ома

$$Z_0 = \frac{l}{\gamma \Delta x \Delta y}. \quad (11)$$

На рис. 2, а изображена прямоугольная ячейка электростатического поля (закрывающая в своем объеме заряд  $\Delta q$ ) и обозначены нормальные составляющие вектора электрического смещения  $\bar{D}$ . Диэлектрическая проницаемость среды равна  $\epsilon$ .

На основании теоремы Гаусса

$$\oint \bar{D} d\bar{S} = \int_V \rho dV, \quad (12)$$

где  $\rho$  – объемная плотность заряда, справедливо уравнение (на единицу длины в направлении оси  $oz$ ):

$$-D_{1x}\Delta y + D_{2x}\Delta y - D_{3y}\Delta x + D_{4y}\Delta x = \Delta q \quad (13)$$

В левой части уравнения (13) фигурируют составляющие потоков вектора смещения ( $\Delta\Psi_1$ ,  $\Delta\Psi_2$ ,  $\Delta\Psi_3$ ,  $\Delta\Psi_4$ ), в правой части – заряд в объеме ячейки.

По своей структуре уравнение (13) аналогично уравнению Кирхгофа, и ему можно поставить в соответствие пятиэлементную схему замещения (рис. 2, б) с неизвестными пока сопротивлениями  $Z_1 - Z_4$ .

Разности потенциалов на контуре ячейки могут быть определены по средним значениям составляющих вектора электрической напряженности:

$$\varphi_1 - \varphi_2 = \frac{E_1 + E_2}{2} \Delta x, \quad (14)$$

$$\varphi_3 - \varphi_4 = \frac{E_3 + E_4}{2} \Delta y. \quad (15)$$

Сопоставляя далее (14) и (15) с выражениями для напряжений в схеме (рис. 2, б)

$$\frac{E_1 + E_2}{2} \Delta x = \varepsilon E_1 \Delta y Z_1 + \varepsilon E_2 \Delta y Z_2, \quad (16)$$

$$\frac{E_3 + E_4}{2} \Delta y = \varepsilon E_3 \Delta x Z_3 + \varepsilon E_4 \Delta x Z_4, \quad (17)$$

находим

$$Z_1 = Z_2 = \frac{\Delta x}{2\varepsilon \Delta y}, \quad (18)$$

$$Z_3 = Z_4 = \frac{\Delta y}{2\varepsilon \Delta x}. \quad (19)$$

В схеме замещения (рис. 2, б) аналогом электрических токов являются потоки вектора смещения  $\Delta\Psi_1$ ,  $\Delta\Psi_2$ ,  $\Delta\Psi_3$ ,  $\Delta\Psi_4$ , а источник  $\Delta q$  обладает свойствами источника тока.

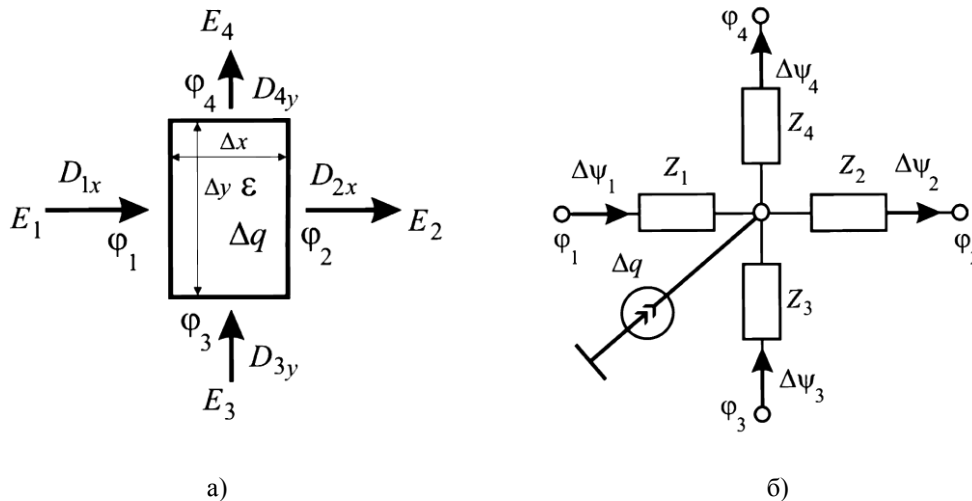


Рис. 2. Ячейка плоскопараллельного электростатического поля (а) и ее  $\varphi$ -D-схема замещения (б)

Аналогия между электростатическим и температурным полем позволяет синтезировать T-Q-схему замещения ячейки плоскопараллельного стационарного температурного поля. Уравнение теплового баланса, связывающее плотность теплового потока  $\bar{q}$  с объемной плотностью внутренних источников теплоты  $q_v$  в случае стационарного температурного поля аналогично теореме Гаусса (12):

$$\oint \bar{q} d\bar{S} = \int_V q_v dV \quad (20)$$

Если учесть, что плотность теплового потока связана с градиентом температуры законом Фурье:

$$\bar{q} = -\lambda \text{grad} T, \quad (21)$$

где  $T$  – температура,  $\lambda$  – теплопроводность среды, достаточно заменить в (18) и (19)  $\epsilon$  на  $\lambda$ , чтобы получить выражения для параметров ячейки стационарного температурного поля:

$$Z_1 = Z_2 = \frac{\Delta x}{2\lambda \Delta y}, \quad (22)$$

$$Z_3 = Z_4 = \frac{\Delta y}{2\lambda \Delta x}. \quad (23)$$

При этом аналогом токов в схеме замещения (рис. 2 б) будут служить тепловые потоки через соответствующие поверхности ячейки, аналогом источника – мощность внутренних источников теплоты в объеме ячейки, температура является аналогом потенциала.

По результатам представленной работы могут быть сделаны следующие выводы:

1. Приведены примеры синтеза типовых схем замещения прямоугольных ячеек плоскопараллельных вихревых и потенциальных полей.

2. В основе синтеза лежат фундаментальные законы электромагнетизма и теории теплопередачи в интегральной форме, что обеспечивает простоту, наглядность и адекватность схемной аппроксимации вихревых и потенциальных полей.

2. Синтез типовых звеньев-многополюсников по существу является одним из разделов теоретической электротехники, который может быть включен в программы студенческих и других образовательных курсов.

#### Список литературы:

1. Инкин А.И., Алиферов, А.И. Бланк А.В. Электротепловые расчеты установок электронагрева на основе универсальных каскадных схем замещения: монография. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. – 202 с.
2. Инкин А.И., Алиферов, А.И. Бланк А.В. Каскадные Е-Н-схемы замещения для расчета магнитоэлектрических установок индукционного нагрева // Электротехника. – 2011. – № 6. – С. 36-41.
3. Инкин А.И., Алиферов, А.И. Бланк А.В. Исследование магнитного поверхностного эффекта в ферромагнитной шине прямоугольного сечения // Научный вестник НГТУ. – 2009. – №3(36). – С. 99-106.
4. Инкин А.И., Алиферов, А.И. Бланк А.В. Исследование параметров ферромагнитных изделий прямоугольного сечения при их электроконтактном и индукционном нагреве // Электротехника. – 2009. – №12. – С.55-60.
5. Инкин А.И., Алиферов, А.И. Бланк А.В. Типовые базовые ячейки-многополюсники решетчатых схем замещения плоскопараллельных электромагнитных полей // Электричество. – 2014. – №1. – С. 56-60.

#### Энергетическая безопасность и устойчивое развитие энергетики Монголии

Ганбаатар Ш.

Институт технологии, Государственного университета науки и технологии, Монголия, г. Дархан.

Аспирант ВСГУТУ, г. Улан-Удэ

[sh\\_gnbtr@yahoo.com](mailto:sh_gnbtr@yahoo.com)

#### Введение

Одна из важнейших проблем человечества – поддержка процесса устойчивого развития и сохранения биосферы на основе снижения нагрузки на экосистемы. Энергосбережение является стратегически важным направлением развития экономики, обеспечивающим национальную безопасность и будущее Монголии. Именно поэтому, детальное изучение вопросов обеспечения устойчивости развития и безопасности энергетики в Монголии является очень актуальным.

#### 1. Энергетика Монголия сегодня

Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) играет особую роль в обеспечении устойчивого и эффективного развития страны, в решении социальных и экологических проблем, экономическом и политическом взаимодействии Монголии со странами дальнего и ближнего зарубежья. Его

значение особенно возрастает в период интенсивного развития экономики страны. Позитивная динамика экономического процесса Монголии способствует увеличению потока переселения населения в Улан-Батор и другие населенные пункты страны, сейчас почти половина населения Монголии проживает в городах, наряду с чем повышается спрос на электричество и тепловой энергии.

Таблица 1. Основные энергетические показатели:

|                                                 | 1995  | 2000  | 2005  | 2010  |
|-------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| Энергия на душу населения (т.н.э)               | 2,317 | 2,564 | 2,800 | 3,545 |
| Энергия на душу населения (т.н.э)               | 1,03  | 1,06  | 1,09  | 1,27  |
| Население (тыс)                                 | 2,243 | 2,408 | 2,562 | 2,781 |
| ВВП (млрд. туг., в постоянных ценах 2005 г.)    | 1,826 | 2,100 | 2,780 | 4,154 |
| Энергия / ВВП (энергоемкость)(т.н.э./млн. Туг.) | 1,27  | 1,22  | 1,01  | 0,85  |
| Зависимость от импорта (%)                      | 16,2% | 19,4% | 21,4% | 25,6% |

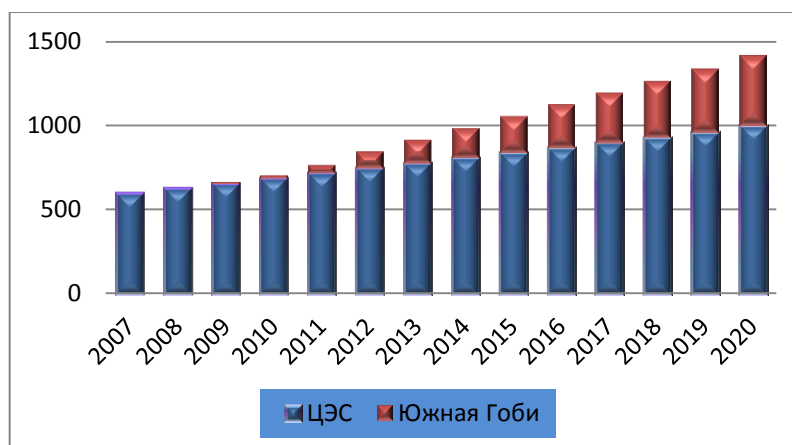


Рис.2. Прогноз спроса на электроэнергию до 2020 г.

**Энергетическая политика и законодательство в энергетическом секторе.** Ниже приведен краткий обзор всех основных законов применимых в отношении энергетического сектора Монголии и: Закон Монголии «Об энергии», «О возобновляемой энергии», «О концессиях», обсуждаются ныне закон «Об энергосбережении»

Со времени проведения саммита в Рио-де-Жанейро 1992 году Монголия работает над созданием правовой основы и институциональной инфраструктуры устойчивого развития.

- Национальная программа устойчивого развития (1997 г.)
- Комплексная стратегия национального развития (2008 г.), разработанная на основе Целей развития тысячелетия. Программа действий Монголии в 21 веке (МАР 21) (1994 г.)
- Развитие сотрудничества с соседними странами
- Принятие «Концепции государственной энергетической политики»
- Создание ясной правовой среды для государственно-частного партнерства в секторе энергетики
- Разработка закона «Об энергосбережении»

**Зависимость от импорта энергии.** Монголия импортирует нефтепродукты и электроэнергию из Российской Федерации. В настоящее время зависимость от Российской нефти составляет примерно 95 % от общего импорта нефти, по электроэнергии - лишь около 4,2 %.

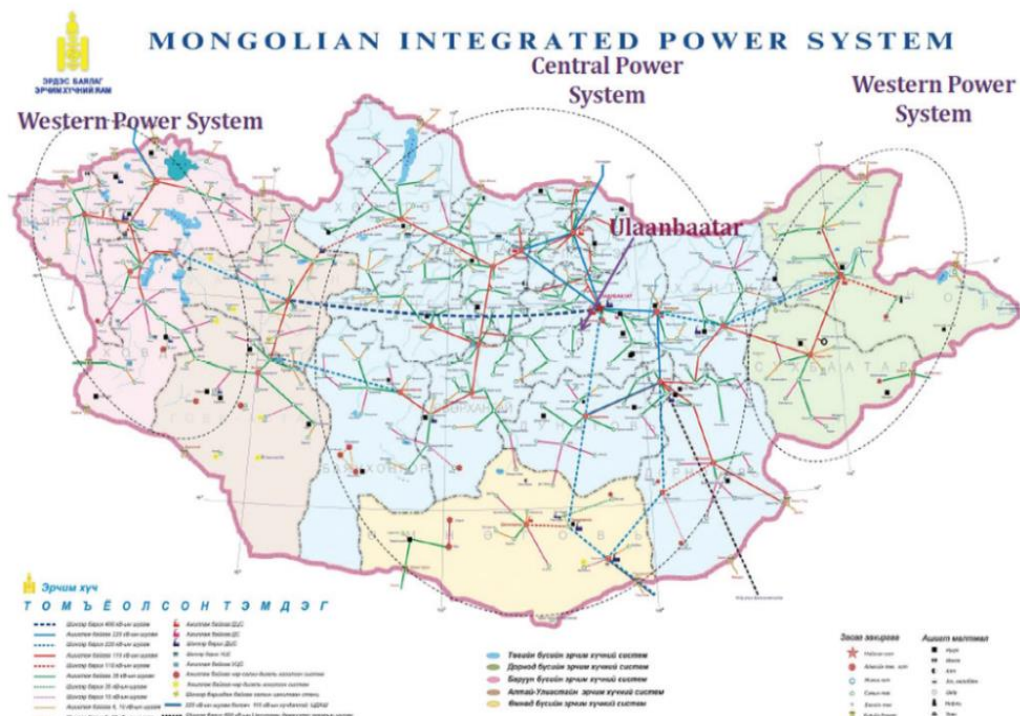
**Электроэнергетика и теплоснабжение.** Текущая установленная мощность производства электроэнергии в Монголии составляет 1.050 мегаватт (МВт), однако наличная мощность равна лишь 728 МВт (69 %) в силу большой изношенности станций. Центральная энергосистема (95% от общей нагрузки в стране), обслуживающая столицу – Улан-Батор. Несмотря на то, что общая установленная мощность соответствует общему уровню спроса, изношенность станций и низкие показатели пиковой мощности приводят к отказу оборудования.

По исследованиям министерства энергетики, национальная потребность в электричестве в 2015-2030 гг. увеличиться до 1500-3000 мВт.

Электроэнергия широко доступна для бытового и промышленного потребления в городских центрах Монголии, но менее доступна за пределами этих центров, где энергетическая инфраструктура недостаточно развита.



В Монголии функционируют четыре независимых энергосистемы (рис. 1): Центральная энергосистема (ЦЭС), Западная энергосистема (ЗЭС), Восточная энергосистема (ВЭС) и Алтай-Улиастайская энергосистема (АУЭС). Серьезной проблемой является возраст системы. Остаточный срок службы электростанций составляет в среднем лишь 12 лет, для Улан-Баторской ТЭЦ 4 этот срок, возможно, равен 15 годам.



Источник: Министерство энергетики  
Рис. 1 Карта энергосистемы Монголии.

**Сектор теплоснабжения на примере города Улан-Батор.** Монголия – одна из стран с самым холодным климатом в мире. В условиях сурового климата, когда температура может опуститься до  $-40^{\circ}\text{C}$ , тепло является насущной потребностью. Правительство определяет задачу надежного снабжения электричеством и теплом в достаточном объеме как высоко приоритетную для обеспечения преобразования и развития экономики Монголии.

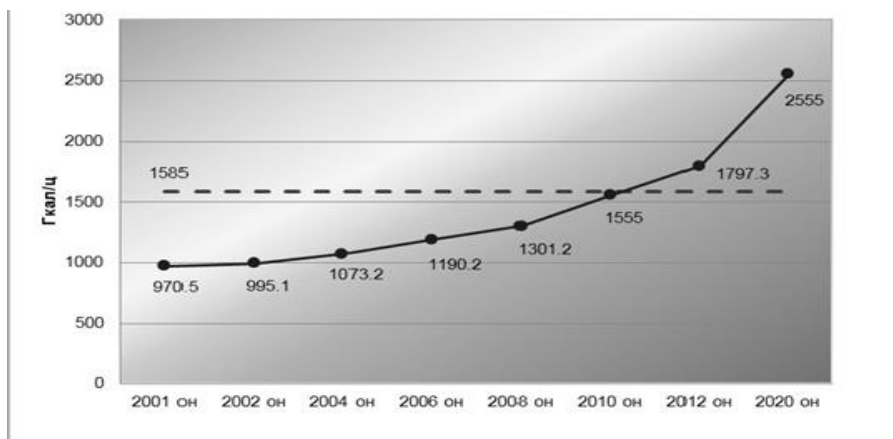


Рис.3. Спрос на тепло

Спрос на тепло постоянно растет. В 2009 году пиковая нагрузка в системе централизованного теплоснабжения составляли 1.555 Гкал/час а уровень потребления тепла

потребителями - 3,43 млн. Гкал. В декабре 2012 года пиковая нагрузка составила 1.595 Гкал/час. Все тепло для сети централизованного теплоснабжения производят три ТЭЦ общей располагаемой мощностью 1.585 Гкал/час.

## 2. Безопасность и пути устойчивого развитие энергетики Монголии

Развитие энергетики связано с обеспечением энергетической безопасности Монголии и пополнением её экспортных ресурсов путём экспорта части электроэнергии. Природные условия Монголии позволяют в этом направлении сделать решительные и скорые шаги. Для этого в первую очередь надо развить энергетические отрасли, основанные на тех природных ресурсах, которыми богата Монголия. К таким ресурсам относятся уран и уголь.

Традиционный подход к развитию отрасли состоит в наращивании производства угля и строительстве ТЭЦ, модернизации уже построенных ТЭЦ, строительстве 2-х или 3-х крупных электростанций. Считается, что таким образом стране гарантирована не только энергетическая безопасность, но и получение валюты от экспорта половины производимой электроэнергии с вновь построенных ТЭЦ в Китай.

Помимо этого Монголии необходима **атомная энергетика**. В пользу строительства АЭС говорят собственные крупные месторождения урана. Монголия обладает запасами такого важнейшего ресурса, как уран, который служит сырьём для АЭС и перспективным экспортным ресурсом.

Правительство Монголии решила осуществить проекта строительства ТЭЦ-5 мощностью 450 МВт в Улан-Баторе в рамках государственно-частного партнерства. ТЭЦ-5 может помочь в удовлетворении растущего города на тепло и электроэнергию и обеспечить стабильное снабжение столицы, где правительство планирует вывод из эксплуатации старых станций для снижения уровня загрязнения воздуха.

Начали строительство отопительного котла мощностью 300 МВт в восточной части города для покрытия тепловой нагрузки, которая повышается в этом районе быстрыми темпами, что позволит решить существующие проблемы и стимулировать развитие этой части Улан-Батора. Осуществляются работы по увеличению мощности ТЭЦ 4 на 100 МВт.

В данное время постройки электростанции на Оюутолгое с мощностью 350-450 мВт, станции в 50 мВт в центральном регионе страны, энергоисточника компании «Тавантолгой» в 20 мВт на угольном месторождении «Баянтээл», электростанции в 600 мВт зарубежного инвестора «Ptorphesy coal» и энергостанции в 600 мВт на угольном месторождении «Боорэлжуут» выполнены на 20-50%. Монгольские инженеры впервые самостоятельно построили электростанцию с мощностью 18 мВт на месторождении «Ухаахудаг». В данное время она подключена к энергетической сети страны.

**Осознание защиты природы.** В Монголии уровень пыльности разрешенного Всемирной организацией здравоохранения превышен на 14 раз, в связи с тем, что 95% энергопроизводства получают из сжигания угля. Загрязнение воздуха в городе Улан-Батор – это черное пятно для страны, славящейся чистой и дикой природой. Чрезмерное сжигание каменного угля в центре города приводит к загрязнению воздуха в столице, что лишает людей возможности жить в здоровой окружающей среде. Всемирная Организация Здравоохранения установила, что потребление угля в бытовых условиях привело к тому, что Улан-Батор стал одной из самых загрязненных столиц мира.

Модернизация и перенос энергетической структуры снизит критический уровень загрязнения воздуха в городе Улан-Батор. Благодаря производству энергии с меньшей стоимостью, Чандганская электростанция сможет обеспечить юрточный квартал электроэнергией, который является основной причиной загрязнения воздуха. Отдаленность Чандганской электростанции от столицы уменьшит негативные воздействия на окружающую среду Монголии, где наряду с современной энергетической структурой, каменный уголь используется в бытовых условиях.

Новая станция будет производить тепло- и электроэнергию путем самого эффективного потребления угля. Эта станция будет оснащена котелью, являющейся самой последней и прогрессивной технологией, используемой в ТЭЦ, где уголь используется как основное сырьё и ежегодное ее потребление составит 2,5 млн. т.

Чандганскую электростанцию поставят в эксплуатацию поэтапно. К 2016 году начнет работать генератор с мощностью 150 мВт. Предполагается, что он окажет заметное влияние на потребность в электроэнергии. Потом вступят к эксплуатации сразу 3 генератора и производственная мощность электростанции составит 600 мВт. Разработан план, по которому в дальнейшем расширят Чандганскую электростанцию до 3000 мВ и Монголия станет страной-экспортером электроэнергии.

**Возобновляемые источники энергии и Азиатская суперсеть.** Использование возобновляемой энергии названо одним из приоритетов энергетики, особое внимание уделяется следующим направлениям: реструктуризация сектора, энергосбережение, планирование и оптимизация производственных мощностей, и доступ к энергии для всех.

Закон «О возобновляемой энергии» от 2007 года направлен на повышение доли ВИЭ в общем предложении первичной энергии до 3%–5% к 2010 году и до 20%–25% к 2020 году.

В июне 2005 года Монголия приняла «Национальную программу возобновляемых источников энергии на 2005–2020 гг.», согласно которой она ставила задачу по увеличению проектной мощности электростанций с возобновляемых источников энергии до 20% энергетической системы страны. В настоящее время проектная мощность возобновляемых источников энергии составляет 4,5%.

Использование богатых ресурсов энергии ветра, воды, солнца и геотермальной энергии – центральная задача государственного плана развития энергетики, направленного на повышение доли ВИЭ в общем предложении первичной энергии в стране до 20% к 2020 году.

**Монголия станет экспортером возобновляемой энергии.** Национальные и иностранные исследователи утверждают, что ветряной и солнечный регион пустыни «Гоби» вполне может обеспечить страну электроэнергией. Самым подходящим способом для снижения уровня парникового газа и загрязнения воздуха и почвы является освоение возобновляемых источников энергетики.

Монгольская пустыня Гоби – самое подходящее место в мире для строительства солнечной теплостанции. Чешская компания «Bohemia group» проводит исследования по строительству пяти солнечных электростанций в местности «Тайшир», голландская «Gany-medes» планирует построить 10 объектов солнечной энергии возле Улаанбаатара, южнокорейская группа «Hyosun group» разрабатывает ТЭО солнечной электростанции с мощностью 7,8 мВт в местности «Баянтээг».

В июне 2013 года была запущена электростанция «Салхит» с мощностью 50 мВт, построенная компанией «Clean Energy». Ветряной парк состоит из 31 ветрогенераторов, каждый из которых с мощностью 1.6 мВт. При скорости ветра в 8.24 м/сек. Она производит электричество в 168.5 млн. кВт/ч., которое обеспечит годовое потребление 100 тыс. семей в центральной зоне Монголии. Она будет производить электроэнергию наравне с 5% общенационального энергопроизводства. Из-за того, что выделение парникового газа будет снижено на 180 тыс. т будет сэкономлен водный ресурс до 180 тыс. т и уголь – 150 тыс. т. После ввода в строй ветряной электростанции она присоединена к центральной сети электропередач.

Дженерал Электрик, собирается построить еще 4 ветропарка общей мощностью до 300 мегаватт, теперь уже на японские так называемые «зеленые кредиты». Запуск их уже в ближайшей перспективе дает Монголии полную энергетическую независимость от Москвы.

**Монголия обеспечит 20 процентов энергоснабжения за счет ветра.** По расчетам национального центра возобновляемых источников энергии, Монголия имеет потенциал производить электроэнергию в 2,6 млн мВт за счет солнечного, ветряного и гидроресурсов.

Монголия вступила в Международное агентство возобновляемых источников энергии. По прогнозам этой организации человечество будет вырабатывать 20 процентов от общей энергопотребности за счет таких источников к 2020 году.

В сочетании с современными технологиями электропередачи возобновляемая энергетика может способствовать экономическому процветанию региона в долгосрочной перспективе. По данным Национального центра возобновляемой энергии Монголии, потенциал страны в секторе ВИЭ составляет 2,6 млн. МВт. По оценкам, этот показатель в 7 раз выше общей мощности всех действующих мировых атомных реакторов. В марте 2013 г. пять партнерских организаций подписали Меморандум о взаимопонимании для совместного проведения Регионального исследования «Проект Gobitec и Азиатская суперсеть» в целях развития возобновляемой энергетики в Северо Восточной Азии.

#### **Заключение**

На основе анализа состояния и развитию топливно-энергетической базы Монголии сделаны следующие выводы:

- Монголия обладает достаточно большим резервом экологической устойчивости, огромным потенциалом природных ресурсов и высокой степенью биоразнообразия;
- одной из реальных угроз устойчивому развитию представляется ожидаемое повышение спроса на энергию в ближайшие десятилетия;
- выявление крупных запасов угля и их добыча позволило быстрыми темпами развивать угольную промышленность. Уголь составляет более 80% потребляемого топлива. Такая

доминирующая тенденция использования угля в качестве основного вида энергоносителей, видимо, будет сохраняться и на ближайшую четверть XXI века;

- в качестве долговременной стратегии решения энергетической проблемы **необходимо улучшать существующие технологии производства в сторону энергосбережения и энергоэффективности**;
- важнейшим направлением решения энергетической проблемы является изменение структуры энергобаланса, в котором заметное место отводится альтернативным источникам энергии и рост в структуре энергетического баланса страны электроэнергии, вырабатываемой на базе возобновляемых источников энергии.

#### Список литературы:

1. Energy The Future We Want –Rio+20. <http://sustainabledevelopment.un.org/index.php>
2. Бобылев С.Н., Приоритеты устойчивого развития для энергетической стратегии. УДК 620.9.001.12/.18 (470+571). 2013 г.
3. Монгол Улсын статистикийн эмхэтгэлүүд, 2006 – 2013 г.
4. Мухсинова Л.Х. Приоритетные направления устойчивого развития мировой энергетики... Вестник ОГУ №12 (161)/декабрь 2013
5. Углублённый обзор по инвестиционному климату и структуре рынка в энергетическом секторе Монголии. Секретариат энергетической хартий. 2013 г.

#### Автоматическое управление солнечной энергетической установкой

*Аржанов К.В., Аржанова А.В.\**

*Научно-исследовательский институт автоматики и электромеханики Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники, г. Томск, Россия*

*\*Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия*

Основным условием при разработке современных высокоэффективных фотоэлектрических энергетических установок (ФЭУ) является реализацией режима автоматического слежения солнечных батарей за Солнцем. Ориентирование солнечных батарей на Солнце позволяет повысить энергетическую эффективность ФЭУ на 50 %. На рис. 1 приведена фотография разработанной ФЭУ со следящем электроприводом с шаговыми двигателями [1].



Рис. 1. Фотография разработанной ФЭУ

На рис. 2 приведена функциональная схема фотоэлектрической энергетической установки, где СБ – солнечная батарея; АБ1, АБ2 – аккумуляторные батареи; КЗАБ – контроллер заряда АБ; И – инвертор; М1, М2 – шаговые двигатели; Р1, Р2 – редукторы; ДШД1, ДШД2 – драйверы управления шаговыми двигателями; БДПС – блок датчиков положения Солнца; КНС – контроллер наведения на Солнце; БКВХ, БКВУ – блоки конечных выключателей. В установке используется инвертор с синусоидальным выходом типа TS 1500-224 и два последовательно соединенных аккумулятора типа TUDOR T12V 155FT. Контроллер наведения на Солнце состоит из микроконтроллера STM32-F103, преобразователя постоянного напряжения, пяти операционных усилителей, микросхемы, обеспечивающей связь по протоколу RS 485 с внешним компьютером через конвертор (I-7561). Микроконтроллер выдает на вход драйверов шагового двигателя (DQ356M) следующие сигналы: направление вращения шаговых двигателей по азимуту (сигнал DR1) и по углу места (сигнал DR2), количество импульсов, которое необходимо отработать драйверами (шаговыми двигателями) по азимуту (сигнал UP1) и по углу места (сигнал UP2), сигналы включения драйверов по азимуту (MF1) и углу места (MF2), сигналы задания амплитуды тока шагового двигателя (ШД) по азимуту и углу места. Контроллер наведения на Солнце принимает сигналы с двух блоков конечных выключателей: X1, Y1 и X2, Y2 – начальные и конечные положения рамы по координате X (азимуту) и Y (по углу места) и сигналы готовности драйверов (RYD1 и RYD2).

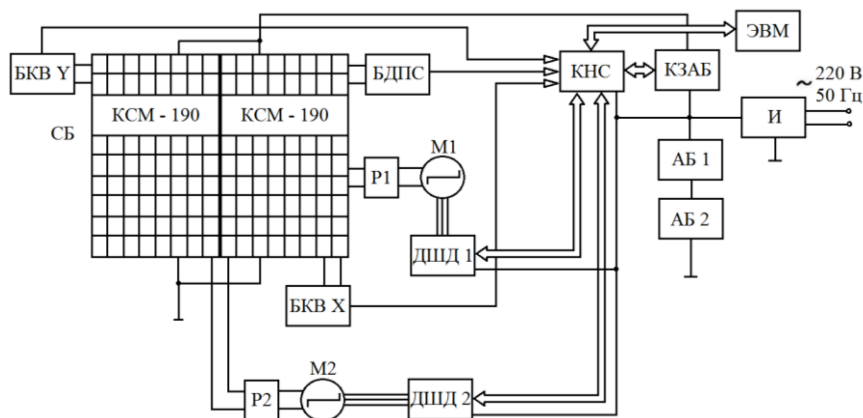


Рис. 2. Функциональная схема ФЭУ

Наведение рамы на Солнце осуществляется при помощи шаговых приводов. Необходимость перемещения рамы оценивается с помощью фотоэлектрического датчика положения Солнца [2]. В таблице 1 приведен принцип наведения СБ на Солнце. Если правый и левый фотоэлемент датчика выдают одинаковый ток, то перемещать раму с СБ не требуется, а если есть отличие, то необходимо перемещение в таком направлении, чтобы скомпенсировать эту разницу по току. Если три фотоэлемента у датчика показывают одинаковый ток, то фотодатчик (и соответственно СБ) находится в тени и перемещение рамы производить не требуется. Если тыловой фотоэлемент выдает самый больший ток, то Солнце светит с обратной стороны рамы и необходимо развернуть раму в направлении Солнца. Перемещения происходят дискретно через 3 градуса по обеим координатам, пока не выровняются сигналы в противоположных гранях в фотодатчике. Погрешность между сигналами тока в противоположных гранях фотоэлементов датчика, при которой необходимо проводить перемещение по координатам, составляет 10 % - 5 % от средней величины токов в обеих противоположных гранях датчика положения Солнца (эта величина может устанавливаться в контроллере).

Таблица 1. Принцип наведения СБ на Солнце

|                                                |                                   |
|------------------------------------------------|-----------------------------------|
| Наведение по координате X                      | Направление перемещения рамы      |
| $\frac{I_a - I_b}{I_{cp1}} \geq K_{3H}$        | Влево                             |
| $\frac{I_a - I_b}{I_{cp1}} < -K_{3H}$          | Вправо                            |
| $-K_{3H} < \frac{I_a - I_b}{I_{cp1}} < K_{3H}$ | Нет перемещения                   |
| $I_a = I_b = I_c$                              | Нет перемещения (СБ в тени)       |
| $I_c > I_a, I_c > I_b$                         | Перемещение в начальное положение |
| Наведение по координате Y                      | Направление перемещения рамы      |
| $\frac{I_d - I_e}{I_{cp2}} \geq K_{3H}$        | Вверх                             |
| $\frac{I_d - I_e}{I_{cp2}} < -K_{3H}$          | Вниз                              |
| $-K_{3H} < \frac{I_d - I_e}{I_{cp2}} < K_{3H}$ | Нет перемещения                   |

В таблице 1 приняты следующие обозначения:  $I_a$ ,  $I_d$  и  $I_b$ ,  $I_e$  – токи в правой и левой частях (гранях) датчика;  $I_c$ , – в тыловой части датчика;  $I_{cp1}$ ,  $I_{cp2}$  - средние значения тока;  $K_{зн}$  - коэффициент зоны нечувствительности, определяется из промежутка 0.1 – 0.5.

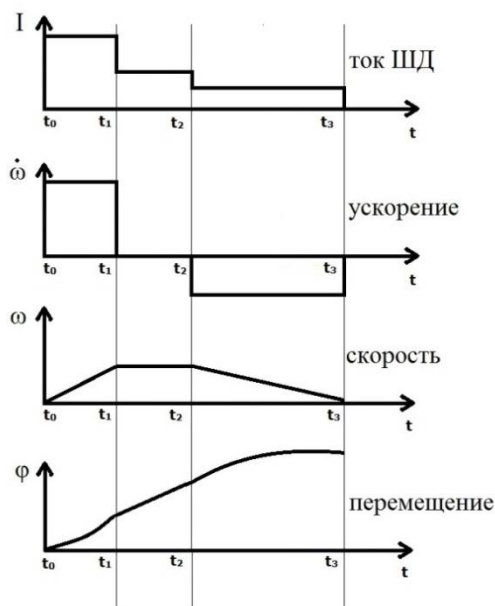
Средние значения тока в левой и правой части датчика рассчитываются по следующим формулам:

$$I_{cp1} = \frac{I_a + I_b}{2}$$

$$I_{cp2} = \frac{I_d + I_e}{2}$$

Для уменьшения рывков и качаний при перемещении рамы с СБ в программном обеспечении контроллера заложен режим позиционирования, то есть в электроприводе идет ограничение по скорости и ускорению при перемещении рамы с СБ от одного положения к другому. При этом реализован несимметричный специальный режим разгона, движения и торможения [3]. На рис. 3 показана диаграмма режима позиционирования в электроприводе. Несимметричный режим позиционирования совмещен с нелинейным заданием амплитуды тока ШД, то есть амплитуда тока ШД меняется во время движения. Это необходимо делать для минимизации потребляемого тока ШД. При пуске ШД с механизмом необходимо преодолеть нелинейный момент сухого трения. В этом режиме целесообразно увеличить амплитуду тока ШД (пусковой ток увеличить до 1,5 кратного от номинального тока), после преодоления начального момента сухого трения можно снизить амплитуду тока ШД (рабочий ток уменьшить до 0,75 от номинального тока, а в режиме торможения до 0,6). Это позволяет исключить сбои при пуске ШД и в целом уменьшить потребление тока двигателем во время микроцикла наведения. Увеличенный пусковой ток в ШД целесообразно делать в режиме позиционирования при положительном значении ускорения (рис. 3).

Для обеспечения точного наведения СБ на Солнце при действии большой ветровой нагрузки (20 и более м/с) предложен алгоритм, реализующий увеличение амплитуды тока ШД при перемещении на три градуса при наведении. Принцип заключается в определении сбоя в ШД при действии большого момента нагрузки от ветра. Осуществляется это путем измерения ошибки по току ( $I_a$  -  $I_b$ ) в наклонных гранях БДПС и определение уменьшалась ли эта ошибка в течении 10 сек. (это время отработки заданного перемещения на 3 градуса). Если ошибка по току ( $I_a$  -  $I_b$ ) за 10 сек. не уменьшилась, это означает что действует большой момент ветровой нагрузки или выключился



ДШД по каким либо причинам. Необходимо опросить ДШД. Если он исправен - это означает, что действует большой момент ветровой нагрузки. При этом необходимо увеличить в два раза амплитуду задания тока в ДШД на время перемещения рамы с СБ. Если ветровая нагрузка падает, то ошибка по току в противоположных гранях БДПС уменьшится менее, чем за 10 сек. и в ДШД выставляется номинальный ток ШД.

Рис. 3 График режима позиционирования

Полученные результаты экспериментальных исследований на установке ФЭУ показали следующее: слежение механической рамы с СБ за Солнцем целесообразно проводить непрерывно-дискретно (с дискретностью в 3 градуса, как по азимуту, так и по углу места,) исходя из требований обеспечения заданной точности наведения на Солнце и минимального потребления электрической энергии шаговыми электроприводами; при завершении

микроцикла наведения рамы с СБ на Солнце необходимо выключать драйверы ШД, чтобы исключить потребление энергии ШД; при перемещении механической рамы с СБ необходимо организовывать режим позиционирования, при этом целесообразно проводить перемещение с максимальной скоростью вращения ШД на уровне 4000 Гц, с введением ограничения по ускорению и торможению на уровне 3000 шаг/сек<sup>2</sup>. Это позволяет существенно сократить потребление электрической энергии шаговыми электроприводами при наведении ФЭУ на Солнце.

#### Список литературы:

1. Солнечное фотоэлектрическое устройство: пат. № 128781 U1 Рос. Федерация. № 2012153448; заявл. 11.12.12; опубл. 27.05.2013 в бюл. № 15; ил.
2. Датчик положения Солнца: пат. № 135126 U1 Рос. Федерация. № 2013117198; заявл. 15.04.2013; опубл. 27.11.2013 в бюл. № 33; ил.
3. Аржанов В.В., Шурыгин Ю.А., Шиняков Ю.А., Аржанов К.В. Минимизация энергопотребления электроприводами в фотоэлектрической энергетической установке // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т.322. – №4. – С.146-150.



**Разработка модели топливно-энергетического баланса объекта***Белова О.В., Литвак В.В.**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Топливо-энергетический баланс в настоящее время представляет собой форму количественного выражения пропорций производства и потребления энергетических ресурсов. Баланс нашел широкое распространение в практике планирования и управления энергетическим хозяйством. Это относится к стране в целом и для отдельных регионов, муниципальных образований, предприятий, поселений [1].

Составление и анализ топливно-энергетических балансов (ТЭБ) связаны с переработкой большого количества информации статистического, производственного и коммунального характера. В связи с этим компьютерная поддержка этого процесса позволит ускорить, контролировать, корректировать, сохранять, обновлять содержание. Разработка математической модели ТЭБ представляется целесообразной. Наличие полноценной модели ТЭБ позволит:

- ускорить составление баланса;
- обеспечить автоматическую проверку элементов баланса;
- получить сведения о текущем потреблении;
- ускорить составление прогноза потребления;
- осуществить оценку потенциала энергосбережения;
- оценить эффективность энергопотребления.

Модель ТЭБ необходимо строить так, чтобы с ее помощью было возможно составление баланса региона, субъекта Федерации и муниципального образования, предприятия, управляющей компании, микрорайона или домовладения, поселения. Единая структура баланса, обеспечиваемая моделью математической и технологической базой, позволит определять показатели энергетической эффективности объектов, сопоставлять их между собой, прогнозировать развитие.

Математическая модель ТЭБ должна обеспечивать построение баланса для следующих случаев:

- баланс за любой месяц, квартал, год;
- баланс за отопительный сезон;
- суточный баланс;
- интегральный баланс на любую дату от заданного момента начала (отопительный сезон и др.);
- баланс на наиболее холодную десятидневку;
- перспективный баланс на следующий год;
- плановый баланс с учетом назначенного объема энергосбережения;
- плановый многолетний баланс с учетом назначенных темпов энергосбережения;

Построение модели ТЭБ выполняется на примере баланса Томской области. Здесь действует система централизованного теплоснабжения. Централизация теплоснабжения города достигает 80 процентов. С целью повышения эффективности управления энергетикой региона за счет организации аналитической обработки информации по производству, покупке, реализации и потреблению ТЭР разрабатывается математическая модель ТЭБ. Математическая модель топливно-энергетического баланса региона ориентирована на упорядочение информации по источникам и потребителям ТЭР. Основная задача создания аналитической обработки ТЭБ – энергоресурсосбережение, планирование и контроль [2].

Ежегодный прирост потребления ТЭР в регионе остается примерно постоянным (на уровне 1-2 % от спроса), а потребление электроэнергии в жилом доме остается неизменным в течение многих лет, несмотря на значительные изменения цен и тарифов. Это позволяет предположить, что топливно-энергетический баланс обладает определенными устойчивыми корреляциями, изучение которых является целью настоящей работы. Знание этих внутренних взаимосвязей для объектов разного назначения позволит осуществлять энергосбережение на новой методической основе [3].

Томский филиал ОАО «ТГК-11» располагает следующими тепловыми источниками: Томской ГРЭС-2, ТЭЦ-3, ТЭЦ-1 и 22 локальными котельными, арендованными у муниципальных властей.

Источниками Томского филиала теплоэнергия отпускается в основном в виде горячей воды, доля отпуска в паре по факту 2012 г. составила 0,16%.

Доля отпуска теплоэнергии по факту 2012г. составила:

ГРЭС-2 – 45,80 %;  
 ТЭЦ-3 – 38,29 %;  
 ТЭЦ-1 – 13,64 %;  
 Арендованные котельные – 2,27 %.

**Таблица 1.** Показатели Томского филиала ОАО «ТГК-11» за 2012 г.

| Показатель                                              | Размерность | Факт 2012 г. |
|---------------------------------------------------------|-------------|--------------|
| <b>Отпуск теплоэнергии</b>                              |             |              |
| Томский филиал, в т.ч.                                  | тыс.Гкал    | 4 955,0      |
| ГРЭС-2                                                  |             | 2 269,6      |
| ТЭЦ-3                                                   |             | 1897,3       |
| ТЭЦ-1                                                   |             | 675,8        |
| Котельные                                               |             | 112,3        |
| <b>Коэффициент использования установленной мощности</b> |             |              |
| Томский филиал, в т.ч.                                  | %           | 23,13        |
| ГРЭС-2                                                  |             | 31,7         |
| ТЭЦ-3                                                   |             | 27,7         |
| ТЭЦ-1                                                   |             | 9,7          |
| Котельные                                               |             | 26,9         |

Томский филиал ОАО «ТГК-11» играет значительную роль в социально-экономическом развитии г. Томска. Поставки энергии являются одним из основных энергетических ресурсов для предприятий, организаций и населения региона.

Доля Томского филиала ОАО «ТГК-11» на рынке за последние годы стабильна и составляет около 93%.

Основная доля потребления тепловой энергии Томского филиала ОАО «ТГК-11» приходится на группы «Население на прямых расчетах» (51%), «Бюджетозависимые потребители» (16%) и «ТСЖ, ЖСК» (15%).

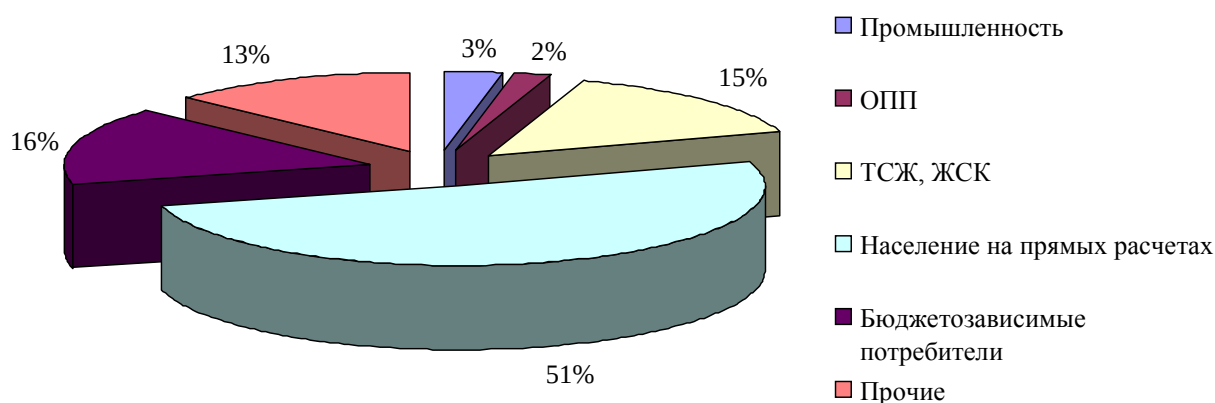


**Рис.1.** Доля потребления тепловой энергии Томского филиала ОАО «ТГК-11»

Структура баланса определена достаточно строго. Основными элементами являются:

- Производство ТЭР
  - произведено на источниках ТГК-11;
  - получено из других источников;
  - остатки топлив на складах.
- Потребление ТЭР
  - потреблено на собственные и хозяйственные нужды;
  - потери в сетях;
  - полезный отпуск потребителям в том числе: население, бюджетные и прочие потребители;



- всего потребления.

Объемы энергоресурсов, включаемые в баланс, как правило, приводятся к условному топливу: уголь, газ, нефтепродукты, дрова и пр., электроэнергия, тепловая энергия. Вода не является энергоресурсом, но ее включение в баланс полезно.

Ежегодно для обеспечения потребителей города теплом и горячей водой ОАО «ТГК-11» потребляет около 1186 тыс. туг. Для контроля и планирования использования ТЭР необходима информационно-аналитическая система. Такая программа предназначена для формирования и ведения базы данных по ТЭБ на основе компьютерных средств. Компьютерная реализация предусматривает:

- разработку математической модели;
- разработку алгоритма расчета баланса;
- разработку программы расчета;
- оценку коэффициентов взаимосвязи элементов баланса с итогом и между собой;
- оценку зависимостей элементов баланса с факторами внешней среды (температура, продолжительность отопительного сезона, продолжительность отопительного периода и др.);
- оценку зависимостей элементов баланса с народонаселением (всего, плотность, структура;
- оценку зависимостей (взаимосвязей) элементов баланса с состоянием экономики (ВВП, добавленная стоимость, число работающих, средняя заработная плата, структура экономики и др.).

По имеющимся отчетным документам составить представление о состоянии целостного баланса пока не возможно. Именно поэтому, основываясь на Методику по расчету топливно-энергетического баланса [4], разрабатывается математическая модель, которая позволит построить развернутую информацию для управления и прогнозирования спроса на энергоресурсы.

#### Список литературы:

1. Савенко Ю.Н., Штейнгауз Е.О. Энергетический баланс (Некоторые вопросы теории и практики) под ред. А.М. Некрасова. М.: Энергия, 1971. – 183 с.
2. С.Д., Ратманова И.Д., Щавелев Л.В., Левенец И.А. Система ведения топливно-энергетического баланса как среда поддержки принятия решений по управлению топливно-энергетическим комплексом региона // Вестник ИГЭУ. – 2005. – №4 – С. 1–3.
3. Белова О.В. Информационное обеспечение топливно-энергетического баланса // Материалы докладов восемнадцатой всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: эффективность, надежность, безопасность». 2012. – С. 532–534.
4. Методика по расчету топливно-энергетического баланса и энергоемкости валового внутреннего продукта // Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические Системы». – 2010. – №2. – С. 1.

#### Энергосберегающие технологии в строительстве

Бобоев А.А.

*Таджикский технический Университет имени академика М.С. Осими, г. Душанбе,  
Республика Таджикистан*

Что мы понимаем под энергосбережением? Это рациональное использование энергии. Мировая практика показывает, что потребление энергии в многоквартирных домах, в среднем, может быть сокращено как минимум на 30-35% при переходе на энергосберегающие технологии

Из всей потребляемой в быту энергии львиная доля — 79% идет на отопление помещений, 15% энергии расходуется на тепловые процессы (нагрев воды, приготовление пищи и т. д.), 5% энергии потребляет электрическая бытовая техника и 1% энергии расходуется на освещение, радио и телевизионную технику.

На электроэнергию в быту приходится 9-10% всей необходимой энергии. И хотя при использовании бытовой электротехники возможности энергосбережения (по сравнению с отоплением и горячей водой) ограничены, но по оплачиваемым счетам Вы видите, что этот вид энергии относительно дорог. При покупке бытовой электротехники следует обратить внимание на величину энергопотребления, сравнить различные модели и производителей. Использование современной техники и изменение наших привычек позволит экономить до 40% электроэнергии.

Использование передовой осветительной техники (энергосберегающие лампы, осветительные системы) позволяет экономить до 60% электроэнергии.[1]

Энергоэффективность отдельно взятого дома находится в руках жильцов. Практика показывает, что в большинстве случаев реализация энергосберегающих мер окупается достаточно быстро.

В силах собственников произвести модернизацию инженерных систем дома. Огромный потенциал энергосбережения имеет насосное оборудование. До 20% электроэнергии можно сэкономить за счет высокого КПД современных насосов, до 50% - благодаря системам частотного регулирования (использование преобразователи частоты).

В подъездах рекомендуется заменить ветхие окна - один из основных «виновников» утечки тепла. Кроме того, и сами стены домов, построенных 20-50 лет назад нуждаются в теплозащите. Ведь когда их сооружали, еще действовали низкие нормативы по энергосбережению и попросту не существовало современной теплоизоляции.

Утеплить стены домов можно с помощью штукатурных или вентилируемых фасадных систем. Оба способа позволяют сделать жилой дом не только более экономичным, но и придать морально устаревшим советским «коробкам» хотя бы некоторую эстетику.

Также проект «тепловой реконструкции» здания может предусматривать утепление чердачных перекрытий, ремонт и замену кровли, дополнительное утепление цокольных и подвальных этажей.

Терморегуляторы, современные радиаторы, пластиковые окна и энергосберегающие лампочки способны снизить затраты в среднем на 30-40%. При выборе бытовой техники для дома жителям теперь тоже придется обращать внимание на новый критерий покупки: класс энергоэффективности. Самый высокий из них обозначается буквой «А».

Оценить реальный эффект от вышеперечисленных мероприятий, выраженный в сокращении счетов на оплату услуг ЖКХ, возможно только с параллельным внедрением приборов учёта.

Решение проблемы энергоэффективности становится личным делом каждого, кто хочет получать качественные услуги ЖКХ за разумную плату. Нам предстоит в очередной раз вносить коррективы в свой традиционный менталитет, где до сих пор так и не сформировалась привычка к экономии и рачительности. Основные факторы, которые влияют на потребность в отоплении, это климат, размеры отапливаемых площадей, качество внешнего каркаса здания, система отопления и т.д.

Большинство многоквартирных домов не отвечают современным требованиям энерго- и ресурсосбережения, так как построены они с учетом старых строительных норм.

Энергосбережение в многоквартирном доме - прежде всего уменьшение потерь тепла за счет утепления полов, стен, потолков. Также сюда можно отнести переделку системы отопления, которая неэффективно расходует энергию, в такую, которая будет оптимально расходовать энергию, не нарушая при этом комфортные условия проживания.

Решение проблем энергосбережения в многоквартирном доме также включает в себя:

- проведение энергетического аудита, который даст общую картину потерь тепла в доме и выявит те слабые места, нуждающиеся в решении;
- развитие образования в области энерго- и ресурсосбережения;
- сокращение потребления энергии в процессе эксплуатации дома;
- формирование энерго- и ресурсосберегающего поведения жильцов дома;
- развитие перспективных направлений строительства дома и эксплуатации жилья;
- повсеместное измерение потребления коммунальных ресурсов;
- оборудование системами водоснабжения (холодного и горячего), канализации, газоснабжения, устройство водоподкачек, бойлерных, газоходов;
- утепление многоквартирных домов (работы по улучшению теплозащитных свойств ограждающих конструкций, устройство наружных тамбуров, оконные заполнения с тройным остеклением), но к сожалению, в многоквартирных домах отсутствует возможность утепления снаружи отдельно взятой стены, поэтому происходит утепление изнутри;
- установка общедомовых приборов учета расхода холодной и горячей воды, тепловой энергии на горячее водоснабжение и отопление) и квартирных приборов учета холодной и горячей воды;
- настойчивое внедрение ресурсосберегающих технологий, новых материалов, приборов учета холодной и горячей воды, тепловой энергии и т.д.

Для некоторых работ приведены значения достигаемой экономии. Поскольку многоквартирные дома имеют различные технические характеристики, предписывать последовательность или приоритетность работ по реновации нецелесообразно, так как в первую очередь, как правило, ремонтируется то, что в данный момент срочно нуждается в ремонте.

Утепление стен помещения

К сожалению, в многоквартирных домах отсутствует возможность утепления снаружи отдельно взятой стены, поэтому происходит утепление изнутри. Но утепление изнутри отапливаемого помещения имеет свои недостатки. Оно переводит эту стену в область отрицательных температур. Выходящие наружу пары влаги проходят через слой утеплителя и упираются в слой стены. Пар будет переходить в капельно-жидкое состояние, конденсируясь на холодной поверхности.

Утеплитель необходимо защитить от влаги с помощью фольги или полиэтиленовой пленки, иначе утеплитель и часть стены через некоторое время намокнут, в результате чего ухудшатся теплоизоляционные свойства и стена подвергнется разрушению. В процессе утепления слои должны быть в такой последовательности: стена - утеплитель (минеральная вата или пенополистерол) - паробарьер (пленка, фольга) - гипсокартон.

Уплотнение (укупорка) подъездов

Одним из способов повышения энергоэффективности зданий с точки зрения снижения потерь тепла является технология утепления и герметизации (уплотнения) окон и входных дверей в подъездах зданий. Теплопотери через входные двери и окна в подъездах могут составлять около 5÷15 % от суммарных тепловых потерь здания.

Методами для решения обозначенной проблемы являются:

- непосредственное утепление и герметизация установленных ранее окон и входных дверей в подъездах с установкой пружин на дверях;
- установка новых металлических одинарных входных дверей с домофонами и «доводчиками», а также окон с применением современных ПВХ-стеклопакетов с двойным остеклением;
- установка второй двери, создав тем самым теплоизолирующий тамбур (секционирование входа в здание);
- утепление внутренних стен подъезда теплоизоляционными материалами;
- создание дополнительных наружных тамбуров с наружным утеплением;
- комбинация вышеперечисленных методов).

Согласно СНиП, температура внутреннего воздуха в подъездах должна быть не менее +12 °С.

Энергоэффективность проведения мероприятий по утеплению и герметизации окон и входных дверей в подъездах могут составлять до 5 % от всей тепловой энергии, поступающей в систему отопления здания. При этом сроки окупаемости данного метода зависят от выбранного варианта реконструкции и могут составлять от 1 до 10 лет.

Современные входные двери в подъезде делаются, как правило, металлическими. При ее выборе и установке надо обращать большое внимание на воздухопроницаемость конструкции - где и какие установлены уплотнения, чем и как "прикрываются" замочные скважины (особенно сквозные) и т. д., так как это имеет прямое отношение к вентиляции - через элементы двери возможно как поступление воздуха в помещения, так и его отток из них. Поэтому к входным дверям квартир новым СНиП "Строительная теплотехника" предъявляется требование высокой герметичности - воздухопроницаемость не более 1,5 кг/(ч·м²). Существующие входные двери должны обеспечивать воздухопроницаемость в установленных пределах, в противном случае необходима их замена. Утепление двери будет максимально эффективно, если дверь в подъезд также плотно закрывается. Этому может помочь установка инерционного устройства (так называемый «доводчик двери» вместе с кодовым замком или домофоном). Для уплотнения примыкания двери к дверным косякам рекомендуется использовать только синтетические трубчатые профили.

Уплотнение щелей и не плотностей оконных и дверных проемов

Весьма важным при рассмотрении влияния перетоков воздуха в здании на расход энергии является учет проникновения воздуха через трещины и щели в стенах, крышах и окнах. Создание замкнутых воздушных промежутков в стенах зданий и плотная подгонка окон и дверей могут существенно уменьшить влияние инфильтрации воздуха.

Потери тепловой энергии в здании, связанные с инфильтрацией воздуха через оконные и дверные проемы, а также стыки панелей могут составлять до 20 %. Сведя к минимуму неконтролируемую инфильтрацию воздуха, особенно на нижних этажах здания, можно сэкономить значительное количество энергии.

Теплозащитные свойства оконных и дверных проемов - это не только проблема экономии энергии, но и условие обеспечения комфортных условий внутри помещений.

Наиболее эффективным способом уплотнения деревянных оконных переплетов является установка в их притворах по периметру открывающихся форточек, полотен, створок, клапанов, упругих уплотняющих прокладок из полиуретана.

Из-за большого перепада давлений по сторонам ограждений инфильтрация через окна нижних этажей здания идет более интенсивно, поэтому при одновременном уплотнении внутренних и наружных оконных притворов воздухопроницаемость окна снижается в среднем на 40%. Таким образом, это достаточно простое мероприятие является очень эффективным.

Во многих крупнопанельных зданиях наблюдается высокая воздухопроницаемость зазора между стеновыми панелями и коробкой окна или балконной двери. Герметизацию этих мест выполняют, уплотняя их раствором или другими герметизирующими материалами. Срок службы уплотняющих прокладок, устанавливаемых по периметру переплетов и балконных дверей, принимают равным 6-9 годам, после чего их надо заменить. В зданиях высотой 9 и более этажей рекомендуется двойная герметизация сопряжений в притворах наружных и внутренних створок спаренных переплетов, а также достижение повышенной герметичности конструкции со стороны помещения.

Наиболее эффективным способом уплотнения деревянных оконных переплетов является установка в их притворах по периметру открывающихся форточек, полотен, створок, клапанов, упругих уплотняющих прокладок из полиуретана. Остекление лоджий и балконов. Окна остаются наиболее уязвимым местом в ограждающих конструкциях, несмотря на постоянное совершенствование. В обычных деревянных окнах с двойным остеклением через не плотности ограждающих конструкций в жилую комнату поступает наружный воздух в количестве, при котором за 1 час заменяется половина объема помещения (кратность воздухообмена 0,5). Однако со временем в таких окнах могут образовываться различные щели, в результате чего возникает излишняя инфильтрация. В результате через окна из помещений уходит до 40% тепла.

Одним из способов повышения энергоэффективности здания является остекление лоджий и балконов. Современная строительная индустрия предлагает несколько вариантов остекления: обычное остекление, евроостекление и сочетание евро остекления с разновидностями специального утепления.

Остекление лоджий и балконов существенно снижает теплопотери. Снижение тепло потерь через ограждающие конструкции происходит как за счет уменьшения перепада температур, так и коэффициента теплоотдачи (отсутствие ветра).

Эффект по утеплению оболочки здания остеклением балконов и лоджий достигается использованием обычного стекла (срок окупаемости до 9 лет); при применении специального стекла срок окупаемости возрастает до 20 лет. Мероприятие позволяет уменьшить тепло потери здания за отопительный период на 8-10%, а при утеплении "темной" части дома - до 13-15%.

Остекление предназначено для сокращения расхода проникающего в помещение наружного воздуха и повышения температуры в лоджии или на балконе (за наружной стеной помещения).

В то же время следствием установки герметичных пластиковых окон в большинстве случаев становится нарушение воздухообмена в помещениях зданий, где традиционно проектируется система естественной вентиляции. Из-за пониженной воздухопроницаемости притворов окон в пластмассовых переплетах (и новейших типов окон в деревянных переплетах) и высокой герметизации примыкания окон к стенам происходит недостаточный воздухообмен и, как следствие, возникает повышенная влажность в помещениях. Увеличение влажности воздуха в помещении вынуждает к частому открыванию форточек, а это на 50-70% снижает заложенный эффект повышения теплозащитных качеств окон. Таким образом, внедрение энергоэффективных окон без конструктивного решения всего оконного проема с учетом конвекции и организации воздухообмена зачастую приводит к обратному эффекту, т. е. к снижению теплозащитных качеств окон в условиях эксплуатации и ухудшению условий для проживания. Решение вопроса адекватного воздухообмена потребует применения систем механической вентиляции посуточные и 4-5 лет — помесечные, хотя с развитием схмотехники и удешевлением микросхем памяти эти величины растут. Следует обращать внимание на удобство вывода архивных данных на табло, а также на номенклатуру архивируемых данных: она должна обеспечивать возможность формирования журналов учета и отчетов для теплоснабжающей организации. Содержимое архивов, разумеется, должно сохраняться при отключении электропитания теплосчетчика. поэтому очевидно, что чем меж поверочный интервал больше, тем лучше.

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, в настоящее время научно-исследовательские институты и промышленные производители предложили целую гамму технологических решений, обеспечивающих рост

энергоэффективности жилых домов: теплоизоляция фасадов, легкие бетоны, оконные конструкции, системы вентиляции с рекуперацией тепла, широко корпусные конструкции домов, системы учета и регулирования тепла и т.д. Все эти решения в достаточной степени известны специалистам и при наличии достаточных стимулов могут быть оперативно внедрены в практику строительства. Важнейшей задачей является формирование базы строительных нормативов. Нормативы должны формироваться на долгосрочную перспективу, задавая участникам рынка ориентиры на будущее, образуя своего рода технологические коридоры. Помимо мер принуждения, необходимо создание системы экономических стимулов, поощряющих внедрение энергоэффективных технологий: налоговых льгот, субсидий, грантов на проведение и создание зон энергетической эффективности. Серьезные усилия требуются от государства и для решения задачи формирования квалифицированных потребителей энергоэффективных решений в домостроении. Речь идет, во-первых, о создании сегмента частных доходных домов, владельцы которых прямо заинтересованы в снижении издержек по эксплуатации и смогут выступать равными партнерами строительных компаний. Второе направление - создание профессиональных управляющих компаний в ЖКХ, предоставляющих услуги энергосервиса. Это означает, что они должны преобразовывать коммунальные ресурсы, приобретаемые у ресурсоснабжающих организаций (электроэнергию, тепло, воду), в "параметры комфорта" для жильцов дома (температуру и влажность воздуха в помещениях, температуру и давление воды в водопроводе, бесперебойность электроснабжения). Важную роль предстоит сыграть государству в ликвидации безграмотности населения в вопросах энергосбережения, начиная со школы и заканчивая подготовкой и переподготовкой кадров в профессиональных учебных заведениях. Также необходимо содействие государства в распространении "передового опыта" в сфере энергоэффективности.

#### Список литературы:

1. Закон об энергосбережении Республики Таджикистан (Ахбори Маджлиси Оли Республики Таджикистан 2002 год, №4, ч-ст. 242, стр 8).
2. «Проблема энергосбережения и использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии в строительстве». Комилов Абдували Хакимович. Доклад директора Комитета по архитектуре и строительству при правительстве Республики Таджикистан.
3. Интернет.

#### Комплексное проектирование высоконадёжных энергоэффективных асинхронных двигателей

*Глухов Д.М.*

*ООО «Воронеж-Аква», г.Воронеж, Россия*

На текущий момент заказчики проектно-изыскательских работ в различных областях техники предъявляют особые требования к надёжности приводных электродвигателей различного насосного, перекачивающего и электроприводного оборудования, прописывая при этом в заданиях на проектирование требования по плавному пуску электродвигателей, обеспечить которые призваны преобразователи частоты (ПЧ). Вследствие этого, для привода оборудования требуются не просто электродвигатели, а, фактически, системы регулируемого электропривода (РЭП).

Оптимизация эксплуатационных расходов на поддержание широкой номенклатуры электродвигателей в постоянном рабочем состоянии, требует от служб эксплуатации предприятий Заказчиков обеспечения максимально возможной высокой надёжности электроприводных механизмов без организации складов запасных двигателей. Это обстоятельство отражается в требованиях по гарантийному сроку и общему сроку службы приводных двигателей закладываемых уже на стадии разработки проектировщиком опросных листов на оборудование и утверждения их Заказчиком. Как результат, требуется повышенная эксплуатационная надёжность электродвигателей при работе в различных динамических и установившихся режимах РЭП, обеспечить которую может многофазный асинхронный двигатель (МАД).

Цель работы: усовершенствование программно-вычислительного комплекса для расчёта высоконадёжных асинхронных двигателей, используемых в составе электроприводов различного назначения.

Предыдущие исследования показали преимущества комплексного подхода в проектировании МАД при котором используются результаты как численных расчётов, так и полевого моделирования электромагнитных и тепловых процессов, а результатом являются характеристики и параметры рассчитанного МАД [1,2]. Учёт особенностей питания таких двигателей также вносит свои коррективы в процесс проектирования [3].

По информации служб эксплуатации наших заказчиков, наиболее распространённая причина выхода приводных асинхронных двигателей являются различные повреждения статорных обмоток. Реже – поломки подшипниковых узлов, неисправности которых, в большей степени, обусловлены техническим состоянием механической части приводимого механизма и аккуратностью в процессе монтажа и при обращении с вращающимися частями.

Для получения характеристик надёжности единого комплекса "ПЧ – МАД" требуется учитывать структуру (состав) и вероятность безотказной работы (ВБР) самого ПЧ.

Полная структурная схема, отражающая все этапы проектирования многофазного РЭП, на основе которой разработан программно-вычислительный комплекс (ПВК), приведена на рис.1.

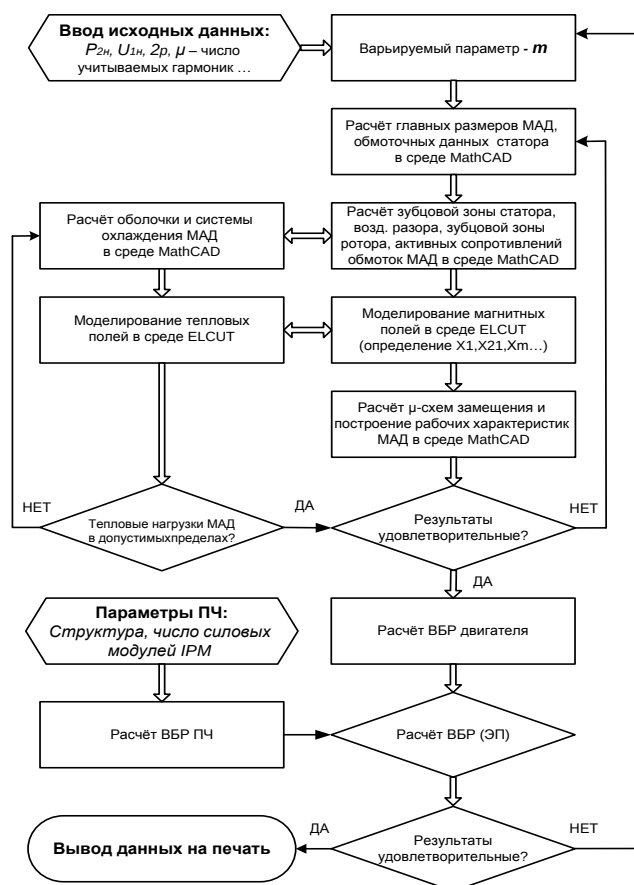


**Рис.1.** Структурная схема состава программно-вычислительного комплекса для расчёта высоконадёжного асинхронного электропривода

Результатом расчётов является вывод на печать размеров электромагнитной части МАД с расщеплённой статорной обмоткой, его тепловые и рабочие характеристики, а также информация по уровню ВБР, которую обеспечивает данная конкретная конструкция двигателя при питании от многофазного ПЧ.

Одним из важных узлов автономной обессоливающей установки (АОУ) на электростанциях с барабанными котлами является насосный агрегат, работающий в режиме частых пусков и остановов. Отсюда - повышенные требования к надёжности приводного двигателя, либо постоянное присутствие аварийного персонала и наличие запасных узлов и агрегатов в непосредственной близости от установки.

**Таблица 1.** Результаты расчётов

| $m$ | $ВБР, о.е.$ | $\eta * \cos \varphi, о.е.$ |
|-----|-------------|-----------------------------|
| 3   | 0,771       | 0,706                       |
| 6   | 0,935       | 0,713                       |
| 9   | 0,978       | 0,726                       |
| 12  | 0,980       | 0,729                       |

Визуально результаты моделирования характеристик надёжности и комплексного показателя качества МАД в зависимости от числа фаз  $m$  статорной обмотки отображены в виде графиков и представлены на рис. 2.

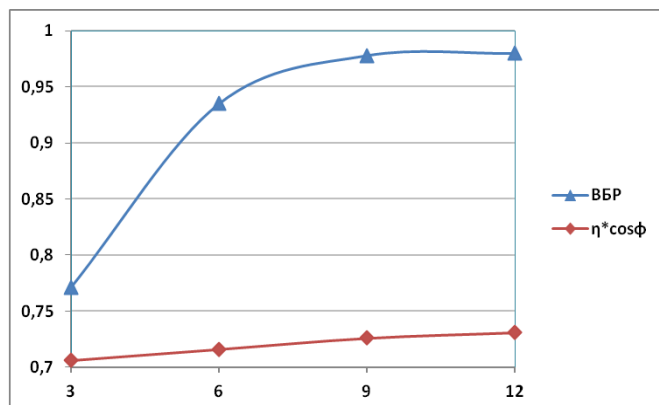


**Рис.2.** График зависимости надёжности и интегрального показателя качества многофазного асинхронного двигателя от числа фаз статорной обмотки.

Анализ приведённых выше данных позволяет сделать вывод о нецелесообразности увеличения числа фаз  $m$  статорной обмотки более шести, так как дальнейший прирост вероятности безотказной работы и производства к.п.д.  $\eta$  и коэффициента

мощности  $\cos\phi$  не компенсируют усложнение конструкции МАД.

В итоге, Заказчику было предложено применить в качестве приводных двигателей насосов АОУ шестифазные МАД, как наиболее оптимальные с экономической и эксплуатационной точек зрения.

Фактические результаты применения МАД будут зафиксированы в следующем межремонтном периоде.

Выводы по работе:

1. Наиболее достоверные характеристики и параметры проектируемого механизма возможно получить при комплексном подходе в моделировании систем.
2. Число фаз многофазного асинхронного двигателя, а, следовательно, структура, состав, сложность и стоимость питающего его преобразователя частоты определяется минимально допустимым уровнем вероятности безотказной работы механизма в зависимости от опасности технологического процесса, в который он встроен.
3. Предлагаемый программно-вычислительный комплекс позволяет получить несколько вариантов свойств и характеристик приводного электродвигателя с учётом параметров источника питающего напряжения, по результатам анализа которых выбирается наиболее подходящий конкретным условиям эксплуатации.
4. Оптимальное, по уровню надёжности и эксплуатационным показателям, число фаз  $m$  приводного двигателя системы откачки конденсата факельных сепараторов – шесть.
5. Дальнейшие пути уточнения получаемых результатов моделирования лежат в области детализации, совершенствования и уточнения математического обеспечения расчётной части в структуре комплекса.

#### Список литературы:

1. Глухов Д.М., Любимцев А.С., Воронков И.С. Программно-вычислительный комплекс для проектирования энергоэффективных многофазных асинхронных двигателей. Современные техника и технологии: Труды XVIII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых В 3 т. – Томск. – Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 426 с.
2. Руководство пользователя ELCUT – Ст. Петербург – 2013.
3. Беспалов В.Я. Перспективы создания отечественных электродвигателей нового поколения для частотно-регулируемого электропривода. Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 3/2006.

#### Региональные особенности развития систем теплоснабжения в РС(Я) и обеспечения надёжности и энергоэффективности

*Игнатъев В.С.*

*Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН, г. Якутск, Россия*

В 2012 г. в РС(Я) действовало 1422 котельных суммарной установленной мощностью 8665.1 Гкал/ч. Большинство котельных имеют относительно небольшую установленную мощность:

– 952 котельных (67,0%) – до 3 Гкал/ч;

– 414 котельных (29,1%) – от 3 до 20 Гкал/ч;

– 47 котельных (3,3%) – от 20 до 100 Гкал/ч.

Для проведения требований закона об энергосбережении необходимо разработать нормы удельных отопительных характеристик зданий, что позволит проводить четкий контроль использования тепловой энергии. Потребление теплоты зданиями зависит от влияния многих возмущающих факторов, основными из которых являются:

- ветровая нагрузка, связано с колебаниями инфильтрационной составляющей тепловых потерь;
- инсоляции, связанное с поступлением теплоты солнечной энергии через светопрозрачные ограждающие конструкции (окна, световые фонари);
- изменением характера теплопередачи через освещенные солнцем непрозрачные ограждения.

Нормативы позволяют определиться при проектировании, эксплуатации элементов систем теплоснабжения с вопросами топливоснабжения, выработки тепловой энергии, организации эксплуатации и других сопутствующих теплоснабжению проблем.

На теплотехнические характеристики ограждающих конструкций влияет ряд факторов, не учитываемых действующими нормами по установлению потребляемой теплоты. К этим факторам влияющим на теплоснабжение относятся:

- комплексное влияние на величину и характер тепловых потерь сочетания температуры наружного воздуха и ветрового воздействия [1];
- снижение трансмиссионных теплотерь через непрозрачные ограждающие конструкции, связанные с солнечной радиацией;
- изменения коэффициента теплопроводности материала ограждающих конструкций в эксплуатационных условиях (за счет снижения влажности и старения);
- повышенные затраты теплоты на подогрев инфильтрационного воздуха связанные с климатическим условием – низкими температурами наружного воздуха [2];
- фундирование зданий с устройством холодного подполья для сохранения вечномерзлых грунтов в их естественном состоянии как устойчивое основание при возведении и эксплуатации.

Во всем северном регионе России в отапливаемых зданиях при отсутствии средств регулирования влажности, относительная влажность внутреннего воздуха помещений держится на уровне 20-30% за весь отопительный период.

В этих условиях учет климатических факторов регионов с особо холодным климатом (низких температур наружного воздуха и ее низкой абсолютной влажности, подвижности воздуха) влияющих на физические свойства материалов (теплопроводность, влажность, воздухопроницаемость) становится необходимым ввиду изменения их теплозащитных свойств и оказывающих значительное влияние на общие тепловые потери зданий и сооружений.

Комплексную оценку влияния метеорологических параметров и изменяющихся под его воздействием физических характеристик материалов на теплозащитные свойства ограждающих конструкций при их эксплуатации можно введением понятия общая жесткость климата  $S_o$  в баллах по аналогии технической жесткости климата для машин и механизмов.

В настоящее время в свете резкого подорожания привозных топливно-энергетических ресурсов увеличивается интерес к местным видам топлива. Они раньше мало использовались в коммунальном хозяйстве улусов (районов), что объяснялось дешевизной привозного топлива дотируемой государством. Начали использоваться угли Кировского, Кемпендйского, Харбалахского и других месторождений. Предпринимаются попытки улучшения потребительских свойств этих углей (брикетирование, газификация, сортировка и т.д.).

Для повышения эффективности использования углей местных месторождений необходимо:

Первое, внедрение новых способов подготовки и сжигания (кипящий слой, сжигание в виде ультратонкого помола).

Второе, обогащение углей и их переработка для повышения потребительских свойств (Брикетирование, сортировка).

Третье, создание и реконструкция котлов под конкретный вид топлива и климатические условия.

Создание котлов на конкретно определенном виде топлива позволяет достижению экономичной, эффективной работы и самое главное, надежного обеспечения теплом потребителей, вырабатываемой на местном топливе.

В топках малых котлов:



- во-первых, процесс теплообмена происходит без преобладания лучистой составляющей, как это происходит в топках больших котлов. Большую роль начинает играть конвективная составляющая теплообмена. Этому способствует повышенное в сравнении с крупными котлами избыток воздуха в малом объеме, чем вызывается снижение температуры в объеме топки, уменьшающее радиационную составляющую теплообмена.

- во-вторых, величина самотяги, создаваемая при использовании естественной тяги в условиях Якутии при высоте дымовых труб от 10 до 30 метров больше на 26%, чем в центральных районах России. Предлагается использовать этот природный фактор при создании, проектировании и эксплуатации малых котлов на естественной тяге, отказавшись от применения механического побуждения при подаче воздуха в топку котлов и удаления дымовых газов.

Создание и внедрение котлов теплопроизводительностью до 1 МВт специальной конструкции, учитывающих эту особенность эксплуатации котлов на Севере, позволит снизить потребление электроэнергии до 30 тыс. кВт/ч в год на 1 МВт присоединенной тепловой нагрузки, а для малых котлов автономного теплоснабжения без установок выработки электроэнергии [3].

#### Список литературы:

1. Игнатьев В.С., Шадрин А.П. К определению удельных отопительных характеристик при нормировании расхода тепла и топлива в жилых зданиях.// Сб. докладов Всероссийской конференции «Энергетика России в XXI веке: Развитие, функционирование, управление». 12-15 сентября 2005 г., Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005. – С. 405-414.
2. Аврорин А.В., Огородников И.А., Чернова Г.В., Чиннов Е.А. Экологическое домостроение. Проблемы энергосбережения. – Новосибирск: Типография СО РАН, 1997. – 70 с.
3. Игнатьев В.С. Влияние климатических особенностей республики Саха (Якутия) при эксплуатации котлов на естественной тяге. Сб. научных трудов IV Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Теплофизические основы энергетических технологий». - Томск, 2013. - С. 252-256.

#### Влияние климатических условий на объем энергопотребления сельхозпредприятий Республики Казахстан

*Кабикенова А.К., Краснятов Ю.А.*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Одним из главных путей роста эффективности производства продукции животноводства, повышения его качества и снижения стоимости конечного продукта является индустриализация этого производства, которая базируется на комплексной механизации. Использование индустриальных методов производства в животноводстве требует усовершенствования технологических и технических решений, что в свою очередь ведет к росту затрат на энергоресурсы в себестоимости сельхозпродукции. В настоящее время энергетическая составляющая в себестоимости сельскохозяйственной продукции составляет около 20%, что значительно выше большинства зарубежных показателей [1].

Мясомолочное скотоводство является наиболее распространенной отраслью животноводства и его развитие в значительной мере определяет производство важных продуктов питания – молока, масла сливочного, сыра, кисломолочных продуктов, мясных изделий и т. д.

В технологических процессах сельскохозяйственного производства, особенно животноводства, в основном потребляется тепловая и электрическая энергия. Их объем составляет до 80 % от общего потребления энергоресурсов. В связи с этим повышению энергоэффективности в основных производственных процессах, которыми являются заготовка, приготовление и раздача кормов на фермах являются ответственными в технологическом отношении и достаточно энергоемкими процессами, обуславливающими взаимодействие элементов в системе "человек – машина – животное". Оптимальное соотношение этих параметров на молочно-товарных фермах повышает продуктивность крупнорогатого скота на 10...15 %. В связи с этим снижение энергоемкости в этих процессах важнейшая задача повышения энергоэффективности сельскохозяйственных предприятий. Кроме того, для повышения эффективности сельскохозяйственных предприятий необходимо соблюдать правильный микроклимат в коровнике, который необходим для создания продуктивного и эффективного хозяйства. Соблюдение оптимального микроклимата на фермах стоит даже при выращивании небольшого количества животных в частных фермерских хозяйствах. Микроклимат в коровнике должен поддерживаться один и тот же в течение всего года, вне зависимости от погодных условий [2, 3].

Экспериментальные исследования показали, что длительное отклонение параметров микроклимата от установленных значений приводит к уменьшению удоев молока на 10-20 %, прироста живой массы – на 20-33 %, увеличению отхода молодняка до 5-40 % и снижению устойчивости животных к заболеваниям, расходу дополнительного количества кормов, сокращению срока службы оборудования, машин и самих зданий.

Опыт реконструкции имеющихся ферм, а также проектирования новых показывает, что расчет системы микроклимата помещений для содержания крупного рогатого скота складывается из следующих этапов:

- определение потребности в воздухообмене;
- расчет теплового баланса помещения;
- расчет системы кондиционирования;
- выбор схемы системы отопления, вентиляции и кондиционирования;
- подбор вентиляционного оборудования;
- подбор отопительного оборудования.

Расчетные параметры наружного воздуха приведено в таблице 1 для заданного местоположения объекта проектирования (Южный регион Казахстана). Для переходного периода была принята температура воздуха 8 °С и энтальпия 22,5 кДж/кг.

Таблица 1 – Расчетные параметры наружного воздуха

| Область             | Температура наиболее холодных суток, °С | Холодный период (параметры Б) |                          | Теплый период (параметры А) |                          |
|---------------------|-----------------------------------------|-------------------------------|--------------------------|-----------------------------|--------------------------|
|                     |                                         | $t_{н.о.},$<br>°С             | $h,$<br>$\frac{кДж}{кг}$ | $t,$<br>°С                  | $h,$<br>$\frac{кДж}{кг}$ |
| Алматинская область | -25                                     | -22                           | -21,5                    | 24                          | 49,5                     |

В работе были произведены расчеты для помещения на 200 коров, с уровнем лактации 20л/сут. Определили мощности и годовое потребление энергии в тепловых процессах, а так же теплопотери для каждого помещения отдельно [5, 6, 7, 8]. По рассчитанному живому сечению  $f' = 2,34 м^2$  выбрали оребренный водяной калорифер – КСк 3-12 (таблице 2). Определив потери давления во всей системе, которые составили  $\Sigma \Delta P = 1945 Па$ , также по расходу  $V_{вет.} = 7150 \frac{м^3}{ч}$  определяем по каталогам вентилятор ВР 86-77-4, характеристики которого приведены в табл. 3. а так же были выбраны два фильтра ФяГ 3 (4) 059 (табл.4) [4].

Таблица 2 – Выбор калорифера по типу КСк

| Таблица для подбора калориферов КСк (по площади фронтального сечения, м2). Технические данные водяных калориферов КСк |                     |                      |                    |                  |                                                    |                                            |                                          |             | ЗАО Т.С.Т. <a href="http://zao-tst.ru">http://zao-tst.ru</a> |  |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|----------------------|--------------------|------------------|----------------------------------------------------|--------------------------------------------|------------------------------------------|-------------|--------------------------------------------------------------|--|
| Наименование калорифера                                                                                               | Площадь, м²         |                      |                    |                  |                                                    | Длина теплоотдающего элемента (в свету), м | Число ходов по внутреннему теплоносителю | Число рядов | Масса, кг                                                    |  |
|                                                                                                                       | поверхности нагрева | фронтального сечения | сечения коллектора | сечения патрубка | живого сечения (средняя) для прохода теплоносителя |                                            |                                          |             |                                                              |  |
| КСк 3-1                                                                                                               | 10.2                | 0.197                | 0.00164            | 0.00101          | 0.00086                                            | 0.530                                      | 4                                        | 3           | 28                                                           |  |
| КСк 3-2                                                                                                               | 12.5                | 0.244                |                    |                  |                                                    | 0.655                                      |                                          |             | 32                                                           |  |
| КСк 3-3                                                                                                               | 14.9                | 0.290                |                    |                  |                                                    | 0.780                                      |                                          |             | 36                                                           |  |
| КСк 3-4                                                                                                               | 17.3                | 0.337                |                    |                  |                                                    | 0.905                                      |                                          |             | 41                                                           |  |
| КСк 3-5                                                                                                               | 22.1                | 0.430                |                    |                  |                                                    | 1.155                                      |                                          |             | 48                                                           |  |
| КСк 3-6                                                                                                               | 13.7                | 0.267                | 0.00164            | 0.00101          | 0.00077 (0.00116)                                  | 0.530                                      | 4 (6)                                    | 3           | 37                                                           |  |
| КСк 3-7                                                                                                               | 16.9                | 0.329                |                    |                  |                                                    | 0.655                                      |                                          |             | 43                                                           |  |
| КСк 3-8                                                                                                               | 20.1                | 0.392                |                    |                  |                                                    | 0.780                                      |                                          |             | 49                                                           |  |
| КСк 3-9                                                                                                               | 23.3                | 0.455                |                    |                  |                                                    | 0.905                                      |                                          |             | 54                                                           |  |
| КСк 3-10                                                                                                              | 29.7                | 0.581                |                    |                  |                                                    | 1.155                                      |                                          |             | 65                                                           |  |
| КСк 3-11                                                                                                              | 86.2                | 1.660                |                    | 0.00221          | 0.00235                                            | 1.658                                      | 4                                        |             | 163                                                          |  |
| КСк 3-12                                                                                                              | 129.9               | 2.488                |                    |                  | 0.00355                                            |                                            |                                          |             | 242                                                          |  |

Таблица 3 – Характеристики вентилятора ВР 86-77-4

| Типоразмер вентилятора | Электродвигатель |               | Частота вращения рабочего колеса, мин <sup>-1</sup> | Параметры в рабочей зоне                     |                     | Масса вентилятора не более, кг |
|------------------------|------------------|---------------|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------|---------------------|--------------------------------|
|                        |                  | Мощность, кВт |                                                     | Производительность, тыс. м <sup>3</sup> /час | Полное давление, Па |                                |
| ВР 86-77 №4            | АИР112М2         | 7,5           | 2850                                                | 4,3-8,6                                      | 2350-1500           | 89,8                           |

Таблица 4 – Характеристика выбранного фильтра

| Индекс фильтра ФяГ | Габаритные размеры, мм |          |           | Производительность фильтра, м <sup>3</sup> /ч | Масса, кг |
|--------------------|------------------------|----------|-----------|-----------------------------------------------|-----------|
|                    | высота А               | ширина В | глубина L |                                               |           |
| 3 (4) 059          | 892                    | 490      | 48        | 3100-4400                                     | 2,8       |

Выбранное на основе проведенных расчетов оборудование для поддержания оптимального микроклимата - калорифер (КСк 3-12), вентилятор (ВР86-77-4), фильтр (ФяГ3059), электронагреватель для отопительной системы ЭВН-25 - является наиболее энергоэффективным для коровника заданной величины. Оно позволяет снизить энергопотребление на 14 - 20 %, а внедрение автоматизированной системы управления микроклиматом позволит снизить энергопотребление еще на 10 – 12 %, и увеличить стабилизацию значений параметров микроклимата.

#### Список литературы:

1. Назарбаев Н.А. Процветание сельского хозяйства – это процветание народа (Доклад на совещании Министерства сельского хозяйства РК, 31.01.2005). Казахстанская правда, №21 от 01.02.05.
2. Чокин Ш.Ч., Сундуков Р.Х. Энергетика сельского хозяйства Казахстана. – Алма-Ата: Кайнар, 1988. – 239 с.
3. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. СНиП II-33-75, СНиП РК 4.02-42-2006.
4. Коротков, Е.Н. Специализированное отопительно-вентиляционное оборудование животноводческих комплексов. – Москва: Агропромиздат, 1987.
5. <http://window.edu.ru/resource/018/38018/files/tstu2005-065.pdf>
6. [http://www.standartov.ru/norma\\_doc/48/48342/index.htm#i314830](http://www.standartov.ru/norma_doc/48/48342/index.htm#i314830)
7. <http://zao-tst.ru/raschet-podbor-kaloriferov.html>
8. <http://zao-tst.ru/koefficient-teploperedachi-kaloriferov.html>

#### Опыт использования солнечных электростанций для электроснабжения малых населенных пунктов и фермерских хозяйств

Кабикенова А.К., Краснятов Ю.А.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Электроснабжение малых населенных пунктов и фермерских хозяйств, удаленных от центрального электроснабжения является весьма актуальной проблемой. Строительство линий электропередач до потребителей малой мощности (5 – 10 кВт) длиной более 5 км экономически не выгодно, т.к. стоимость потребляемой у конечных потребителей электрической энергии резко возрастает, что ведет к увеличению себестоимости продукции животноводства и снижению роста эффективности производства.

Повышение эффективности животноводства, качества его конечного продукта и снижения себестоимости основывается на индустриализации и комплексной механизации этого производства. Использование индустриальных методов производства в животноводстве требует совершенствования технологических и технических решений, что невозможно без увеличения энергопотребления, а это в свою очередь ведет к росту энергетической составляющей в себестоимости сельхозпродукции. В настоящее время энергетическая составляющая в себестоимости сельскохозяйственной продукции, особенно животноводства, составляет около 20%. Это, в основном, тепловая и электрическая энергия. Их объем составляет до 80 % от общего потребления энергоресурсов. Кроме того, для повышения эффективности сельскохозяйственных предприятий необходимо соблюдать оптимальный микроклимат в коровнике, который необходим для создания продуктивного и эффективного хозяйства. Соблюдение оптимального микроклимата на фермах важно даже при выращивании небольшого количества животных в частных фермерских

хозяйствах. Микроклимат в коровнике должен поддерживаться один и тот же в течение всего года вне зависимости от погодных условий. Экспериментальные исследования показали, что длительное отклонение параметров микроклимата от установленных значений приводит к уменьшению удоев молока на 10-20 %, прироста живой массы – на 20-33 %, увеличению отхода молодняка до 5-40 %, снижению устойчивости животных к заболеваниям и увеличению расхода кормов.

Опыт показывает, что потребляемая мощность малых фермерских хозяйств составляет 5 – 10 кВт. Для электроснабжения таких потребителей большой интерес представляют дизельные или бензиновые генераторы, электростанции на возобновляемых источниках энергии (солнечные и ветровые генераторы) и комбинированные [1, 2, 3]. Наиболее распространенными источниками электрической энергии в населенных пунктах, удаленных от централизованного электроснабжения, являются дизельные электростанции (ДЭС). Однако стоимость электрической энергии, получаемой от них довольно высока. Так стоимость 1 кВт\*ч электрической энергии, вырабатываемой дизельгенератором ДГ-75М мощностью 800 кВт, составляет 12-14 руб. (в ценах 20014 г.). Расход только дизельного топлива на 1 кВт\*ч составляет 230 г или 7,6 руб. Расход дизельного топлива у дизельного генератора АД 30-Т400 мощностью 30 кВт при 100 % нагрузке составляет 240 г. Удельный расход бензина у маломощных (до 10 кВт) бензиновых генераторов составляет 350 – 400 г/кВт\*ч. Таким образом, затраты только на горючее в маломощных бензогенераторах составляет около 17 руб.

Наиболее перспективными источниками электрической энергии для электропитания малых населенных пунктов и фермерских хозяйств являются электрические станции, работающие на солнечной энергии – фотоэлектрические станции (ФЭС). Особенно они перспективны в южных регионах.

Так в южных областях Казахстана (Алматинская обл.) годовая длительность солнечного освещения составляет 2200—3000 часов в год, а средняя за год пиковая мощность доходит до 1200 Вт/м<sup>2</sup>. Максимальная мощность прямой E и рассеянной E<sub>p</sub> солнечной радиации и температура наружного воздуха по месяцам приведены в таблице 1 [1,2].

Таблица 1. Количество солнечной радиации и температура наружного воздуха

| Показатель                          | 1     | 2    | 3    | 4    | 5    | 6     | 7     | 8     | 9     | 10   | 11   | 12   |
|-------------------------------------|-------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|
| E, МВт/ м <sup>2</sup>              | 6,34  | 9,24 | 12   | 16,5 | 20,5 | 22,66 | 23,62 | 20,79 | 16,96 | 11,2 | 6,67 | 5,13 |
| E <sub>p</sub> , МВт/м <sup>2</sup> | 3,64  | 5,21 | 6,21 | 6,95 | 8,1  | 7,78  | 6,68  | 6,34  | 5,28  | 4,18 | 3,34 | 2,7  |
| T в, °C                             | -11,5 | -8,9 | 0,8  | 10,3 | 16   | 20,3  | 22,9  | 21,7  | 15,6  | 8    | -1,2 | -8,2 |

По этим показателям видно, что Алматинская обл. относится к регионам с благоприятными условиями для развития солнечной энергетики. Солнечная электростанция (ФЭС) была собрана на базе солнечных панелей ФСМ - 240П [3]. ФЭС работала без аккумуляторной батареи. В периоды слабой освещенности (вечернее время и в пасмурную погоду) параллельно ФЭС включался бензогенератор. Испытания показали, что использование бензогенератора в сутки не превышало 15 – 20 % по времени работы.

#### ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ФЭС

|                                                                                                     |             |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| Номинальная мощность, кВт                                                                           | 5;          |
| Тип солнечных панелей                                                                               | ФСМ – 240П; |
| Гарантийный срок службы панелей при мощности больше 90% от номинальной, лет                         | 10;         |
| Ожидаемый срок службы панелей при мощности больше 80% от номинальной (по данным производителя), лет | 25;         |
| Количество панелей, шт.                                                                             | 22;         |
| Габаритные размеры одной панели, мм                                                                 | 1640×992×40 |
| Сетевой инвертор 5 кВт, шт.                                                                         | 1;          |
| Блок защиты и автоматики                                                                            | 1;          |
| Комплект соединительных проводов, шт.                                                               | 1;          |
| Система монтажа и крепления солнечных панелей, шт.                                                  | 1;          |
| Ориентировочная стоимость ФЭС, тыс. руб.                                                            | 370.        |

Среднегодовая выработка электрической энергии с учетом пасмурных дней и осенне-зимнего периода составляет 8,84 мегаватт\*час. Себестоимость одного кВт\*час электрической энергии при 10 годах эксплуатации (гарантия производителя на солнечные панели), составит 4,3 руб./кВт\*час. При комплектации ФЭС аккумуляторной батареей емкостью 800А\*ч (четыре гелиевых аккумулятора типа DEL GX 12-200) она может обеспечить потребителей в ночное время мощностью до 1кВт.

В южных регионах Сибири (Алтайский край) солнечная электростанция мощностью 5кВт может обеспечить в период с апреля по сентябрь до 40 кВт\*час электрической энергии в сутки и до 12 кВт\*час в осенне-зимний период. Электростанция практически не требует технического обслуживания и при допустимом снижении максимальной мощности на 20 % (до 4 кВт), срок службы составляет не менее 25 лет.

#### Список литературы:

1. Нестеров Е.Б., Барков В.И., Матвеев В.А. Автономные системы электроснабжения отдаленных фермерских хозяйств на основе фотоэлектрических установок// Вестник сельскохозяйственной науки Казахстана, 2005, №7. – С.73-77
2. Кешуов С.А., Барков В.И. Энергосбережение в АПК на основе использования возобновляемых источников энергии. Монография. – Алматы: ТОО «Т.Е.К. COMPANY», 2009. – 248 с.
3. [http://www.gc-azimut.ru/bearford\\_ad\\_30?utm\\_source](http://www.gc-azimut.ru/bearford_ad_30?utm_source)

#### Влияние введения нормативов потребления электроэнергии на типичные домохозяйства и энергогенерирующие организации

*Козляева В.И., Забержинский Б.Э.*

*Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия*

С 1 сентября 2013 года в шести пилотных регионах России были введены социальные нормы потребления электроэнергии. В 2014 году эти нормы планировалось ввести по всей России. Однако эффективность и целесообразность введения этих норм может быть спорной.

Социальная норма потребления электрической энергии – это величина потребления электроэнергии, которая рассчитывается на одного зарегистрированного в жилом помещении человека. Плата за электричество снижается в случае, если месячное потребление не превысило установленную цифру региона. Если случился перерасход, то оплачивать электроэнергию придется по большему тарифу. Введение социальных норм на потребление электроэнергии будет эффективным, если в этот норматив уложатся 70% населения. Для обоснования целесообразности введения социальных норм необходимо провести расчеты среднего потребления электроэнергии данными регионами и сравнить их с нормативами потребления.

Потребление электроэнергии регулируется постановлением правительства РФ «Об утверждении правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг» [1]. Согласно этому постановлению, в норматив электроснабжения включается расход электрической энергии на одного потребителя, необходимый для освещения жилых помещений, использования бытовых приборов, содержание общего имущества многоквартирного дома, а при наличии стационарных электрических плит также для приготовления пищи. В нормативе указаны обязательные статьи расхода электроэнергии необходимые для проживания людей. При определении нормативов потребления электроэнергии так же учитываются конструктивные и технические параметры дома (состояние жилья, количество комнат в квартире, высота и расположение жилых помещений).

Объем потребления электроэнергии на душу населения определяется как отношение планового потребления электроэнергии населением региона к численности населения региона и рассчитывается в кВт\*ч на человека в год (месяц). Годовое потребление электроэнергии в жилых домах может включать в себя следующие статьи расходов:

1. На эксплуатационные нужды зданий;
2. На электронагревательные приборы;
3. На питание электроприборов;
4. На покрытие потерь электроэнергии в сетях здания;
5. На централизованное обслуживание здания [2].

Рассчитаем среднее годовое энергопотребление на эксплуатационные нужды зданий. Согласно СНиП в жилых зданиях высотой 14 м и более обязательна установка лифтов.

Все потребители электроэнергии дифференцированы по 6 группам:

6. Осветительные установки общедомовых помещений жилого дома и помещений производственно-технического назначения;
7. Силовое электрооборудование лифтов, включая схемы управления и сигнализации, освещение кабины лифтов, а также другие виды электрооборудования;
8. Насосы и аппаратура управления насосами подачи холодной воды;
9. Циркуляционные насосы системы горячего водоснабжения и насосы отопления;
10. Пульты управления и исполнительная аппаратура;
11. Потребители электроэнергии, обеспечивающие текущий ремонт зданий.

Нормы расхода электроэнергии на эксплуатационные нужды электрооборудования жилых зданий приведены в таблице 1 [3]:

Таблица 1. Удельные нормы расхода электроэнергии для групп потребителей  $W$ , кВт\*ч/год

| Этажность здания | А    | Б     | В    | Г    | Д   | Е   |
|------------------|------|-------|------|------|-----|-----|
| 1-2              | 1450 | -     | -    | -    | 100 | 70  |
| 3-4              | 2200 | -     | 460  | 4000 | 160 | 130 |
| 5                | 2500 | -     | 800  | 4000 | 270 | 200 |
| 6-9              | 3500 | 5700  | 900  | 4000 | 330 | 260 |
| 10-15            | 4600 | 8400  | 1100 | 4000 | 430 | 300 |
| 16-22            | 6800 | 11300 | 1300 | 4000 | 580 | 420 |

Норму расхода электроэнергии для домов каждой группы этажности рассчитывают по формуле:

$$W_{\text{эспл.}} = W_{\text{уд.1}} + W_{\text{уд.2}} + W_{\text{уд.3}} + W_{\text{уд.4}} + W_{\text{уд.5}} + W_{\text{уд.6}}$$

Рассчитаем среднюю годовую норму расхода электроэнергии для 9 этажного дома:

$$W_{\text{эспл.год.}} = 3500 + 5700 + 900 + 4000 + 330 + 260 = 14690 \text{ кВт*ч}$$

Средняя месячная норма расхода:

$$W_{\text{эспл.мес.}} = 14690 / 12 = 1224 \text{ кВт*ч}$$

Подсчитаем среднемесячную норму расхода для одной квартиры:

$$W_{\text{эспл.мес.кв.}} = 11,3 \text{ кВт*ч}$$

Рассчитаем среднее месячное потребление электроэнергии на основные электронагревательные приборы:

$$W = PT \quad (1)$$

Где  $P$  – средняя потребляемая мощность прибора, кВт;  $T$  – среднее месячное число часов работы прибора, ч.

$$W_{\text{электроплиты}} = 1,5 * 30 = 45 \text{ кВт*ч}$$

$$W_{\text{электрочайника}} = 1,8 * 15 = 27 \text{ кВт*ч}$$

$$W_{\text{микроволн.печи}} = 0,9 * 15 = 13,5 \text{ кВт*ч}$$

$$W_{\text{водонагревателя}} = 1,5 * 30 = 45 \text{ кВт*ч}$$

$$W_{\text{обогревателя}} = 2 * 15 = 30 \text{ кВт*ч}$$

$$W_{\text{кондиционера}} = 2,5 * 40 = 100 \text{ кВт*ч}$$

Подсчитаем общее потребление электронагревательных приборов. Для жилого помещения, оборудованного электрической плитой:

$$W_{\text{э.л.}} = 45 + 27 + 13,5 = 85,5 \text{ кВт*ч}$$

Для жилого помещения, оборудованного электрической плитой и водонагревателем:

$$W_{\text{э.л.в.н.}} = 45 + 27 + 13,5 + 45 = 130,5 \text{ кВт*ч}$$

Для жилого помещения, оборудованного газовой плитой:

$$W_{\text{г.п.}} = 27 + 13,5 = 40,5 \text{ кВт*ч}$$

Для жилого помещения, оборудованного газовой плитой и водонагревателем:

$$W_{\text{э.п.в.н.}} = 27 + 13,5 + 45 = 85,5 \text{ кВт*ч}$$

Так же можно учесть расход электроэнергии на электрические обогреватели и кондиционеры, потребление энергии данными электронагревательными приборами зависит от региона и времени года.

Рассчитаем среднее месячное потребление электроэнергии на основные бытовые приборы (имеются у 70% и более населения) и освещение по формуле (1):

$$W_{\text{холодильника}} = 0,05 * 720 = 40 \text{ кВт*ч}$$

$$W_{\text{стир.маш.}} = 1,5 * 18 = 27 \text{ кВт*ч}$$

$$W_{\text{утюга}} = 1,7 * 8 = 13,6 \text{ кВт*ч}$$

$$W_{\text{пылесоса}} = 1 * 4 = 4 \text{ кВт*ч}$$

$$W_{\text{телевизора}} = 0,2 * 150 = 30 \text{ кВт*ч}$$

$$W_{\text{компьютера}} = 0,8 * 40 = 32 \text{ кВт*ч}$$

$$W_{\text{освещения}} = 2,9 * 6 = 17,4 \text{ кВт*ч}$$

Подсчитаем общее месячное потребление электроэнергии данных бытовых приборов и освещения:

$$W_{\text{б.п.}} = 40 + 27 + 13,6 + 4 + 30 + 32 + 17,4 = 164 \text{ кВт*ч}$$

Теперь подсчитаем общее среднее месячное потребление электроэнергии, включающее в себя эксплуатационные нужды зданий, электронагревательные приборы и основные бытовые приборы по следующей формуле:

$$W_{\text{общее}} = W_{\text{эспл.мес.кв.}} + W_{\text{э.п.}} + W_{\text{б.п.}}$$

Для жилого помещения, оборудованного электрической плитой:

$$W_{\text{об.э.п.}} = 11,3 + 85,5 + 164 = 260,8 \text{ кВт*ч}$$

Для жилого помещения, оборудованного электрической плитой и водонагревателем:

$$W_{\text{об.э.п.в.н.}} = 11,3 + 130,5 + 164 = 305,8 \text{ кВт*ч}$$

Для жилого помещения, оборудованного газовой плитой:

$$W_{\text{об.г.п.}} = 11,3 + 40,5 + 164 = 215,8 \text{ кВт*ч}$$

Для жилого помещения, оборудованного газовой плитой и водонагревателем:

$$W_{\text{об.г.п.в.н.}} = 11,3 + 85,5 + 164 = 260,8 \text{ кВт*ч}$$

Как видно из расчетов, минимальное энергопотребление наблюдается в жилых помещениях, оборудованных только газовой плитой, максимальное – с электрической плитой и водонагревателем. Сравнение полученных значений с действующими социальными нормами представлено в таблице 2:

Таблица 2. Действующие социальные нормы для пилотных регионов на одного потребителя в месяц

| Регион                | Социальная норма, кВт*ч |
|-----------------------|-------------------------|
| Орловская область     | 190                     |
| Нижегородская область | 50                      |
| Владимирская область  | 50                      |
| Красноярский край     | 75                      |
| Забайкальский край    | 65                      |
| Ростовская область    | 96                      |

Как видно из таблицы, социальные нормы в большинстве регионов достаточно низкие. Если взять среднестатистическую семью из трех человек и подсчитать для нее социальную норму, можно увидеть что половина регионов не укладывается в эти нормы даже с минимальным энергопотреблением. Размер социальной нормы может увеличиваться в зависимости от состояния жилого помещения, так как в этом случае затраты на электроэнергию растут. Для домохозяйств в ветхом жилом фонде при износе более 70% - 1,2, а домохозяйств в аварийном жилом фонде при износе более 90% этот коэффициент будет равен 1,5.

Рассчитаем плату за предоставление услуг по электроснабжению в жилом помещении в каждом из регионов по следующей формуле (с минимальным потреблением на семью из трех человек):

$$P_{\text{потр.}}^{\text{жил.}} = P_{<CH}^{\text{жил.}} + P_{>CH}^{\text{жил.}},$$

где:  $P_{<CH}^{\text{жил.}}$  – плата за потребление электрической энергии в пределах социальной нормы потребления электрической энергии;  $P_{>CH}^{\text{жил.}}$  – плата за потребление электрической энергии сверх социальной нормы.

Стоимость одного кВт\*ч в пределах социальной нормы в среднем по регионам составляет 2,98 руб., а потребленная сверх нормы электроэнергия оплачивается по тарифу 3,76 руб. за кВт\*ч (рост тарифа – 30%). Расчет платы за услуги по электроснабжению в пилотных регионах представлен в таблице 3:

Таблица 3. Плата за услуги по электроснабжению в пилотных регионах.

| Регион                | Соц. Норма, кВт*ч | $P_{<CH}^{\text{жил.}}$ , руб. | $P_{>CH}^{\text{жил.}}$ , руб. | $P_{\text{потр.}}^{\text{жил.}}$ , руб. |
|-----------------------|-------------------|--------------------------------|--------------------------------|-----------------------------------------|
| Орловская область     | 190               | 643                            | -                              | 643                                     |
| Нижегородская область | 50                | 447                            | 247,4                          | 694,4                                   |
| Владимирская область  | 50                | 447                            | 247,4                          | 694,4                                   |
| Красноярский край     | 75                | 643                            | -                              | 643                                     |
| Забайкальский край    | 65                | 581,1                          | 78,2                           | 659,3                                   |
| Ростовская область    | 96                | 643                            | -                              | 643                                     |

На потребление электроэнергии влияют не только бытовые приборы, находящиеся в доме, но и климатические условия. Красноярский и Забайкальский край находятся в резко-континентальных климатических зонах, а все остальные регионы в умеренно-континентальных. Чем суровее климат, тем больше потребляется электроэнергии, в первую очередь за счет использования электронагревательных приборов. Значит, социальные нормы в Красноярском и Забайкальском краях должны быть больше, чем во всех остальных областях. Однако в Ростовской области социальные нормы выше, чем в Нижегородской и Владимирской областях, несмотря на то, что в Ростовской области теплее, что так же указывает на недоработку законопроекта.

Из расчетов видно, что половина регионов не укладываются в социальную норму даже из расчета минимального энергопотребления, вследствие чего переплата за электроэнергию будет значительной. Прежде чем устанавливать социальные нормы, нужно учесть многие факторы, такие как специфика региона, время года (потребление электричества напрямую зависит от данного фактора), состав и финансовое положение семьи и т.д. Недоработка социальных норм также состоит в отсутствии единых стандартов, по которым можно высчитать оптимально потребляемое количество электроэнергии для каждого региона. Во многих областях социальные нормы стоило бы повысить. В результате получилось, что только 40% граждан во всех пилотных регионах уложились в социальные нормы, а переплата в некоторых регионах составляет больше 30%. С 1 сентября 2014 года социальные нормы для некоторых категорий потребителей были увеличены в 1,5 раза, к ним относятся одиноко проживающие пенсионеры, а так же семьи, состоящие только из пенсионеров. Хотя это и увеличит процент людей укладывающихся в социальные нормы, проблему в целом по регионам это не решает. Решение этого вопроса было отложено до 1 июля 2016 года и, согласно законопроекту, регионы смогут сами устанавливать социальные нормы потребления электроэнергии, это должно помочь повысить процент граждан, укладывающихся в социальные нормы, если они все-таки будут введены.

Остается вопрос, с какой целью вводятся социальные нормы потребления. В условиях экономического кризиса граждане самостоятельно переходят в режим повышенной экономии, что отражается на потреблении электроэнергии. Доходы энергогенерирующих компаний уменьшаются, что в свою очередь высвобождает дополнительные энергопотенциалы, использование которых не представляется возможным. В связи с этим отпадает необходимость во вводе новых мощностей, что переводит отрасль в стагнирующее состояние. С другой стороны, потребители тратят меньше средств, в частности на энергопотребляющие приборы, а не переходят на приборы более высоких классов производительности, что так же сказывается на производителях электропотребляющей техники. Все это говорит о нецелесообразности введения социальных норм в период кризисных



явлений в экономике и показывает на необходимость снижения стоимости электроэнергии для повышения эластичности спроса.

**Список литературы:**

1. <http://www.rg.ru/2006/05/31/normativy-kommunalka.html>
2. <http://www.gosthelp.ru/text/MetodicheskieukazaniyaMet16.html>
3. <http://www.bestpravo.ru/sssr/gn-gosudarstvo/g4r.htm>

**Оценка инсоляционных тепlopоступлений и их влияния на тепловой баланс здания**

*Морозов М.Н., Стрижак П.А.*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Разработана тепловая модель системы теплоснабжения здания, состоящая из источника теплоты, индивидуального теплового пункта и системы отопления. Выполнены исследования инсоляционных процессов, характерных для климатических условий города Томска. Проведена оценка количества тепловой энергии, поступающей на поверхности с различными физическими характеристиками восточной ориентации. Также исследовано распределение тепловой энергии в случае инсоляции светопрозрачных ограждающих конструкций. Сделаны выводы о влиянии инсоляционных тепlopоступлений на тепловой баланс объекта моделирования.

На фоне роста цен на энергоносители повышается интерес к энергомоделированию зданий и сооружений различного назначения [1–3], позволяющего оптимизировать последние с учетом капитальных и прогнозируемых эксплуатационных затрат еще на этапе проектирования. На точность моделирования влияют многие факторы, в т. ч. детализация моделей ограждающих конструкций, инженерных систем, погодных условий: влияние ветровой нагрузки, инсоляции и др. Эффект от инсоляции, в зависимости от местоположения объекта, могут достигать 50% от общего баланса тепlopоступлений в зданиях административного и общественного назначений [4]. Цель настоящей работы заключается в оценке тепlopоступлений от солнечной радиации и влиянии их на тепловой режим помещения.

Объектом моделирования является система централизованного теплоснабжения здания учебного корпуса Томского Политехнического Университета, расположенного по адресу г. Томск, пр. Ленина, 30а. Система состоит из теплового пункта, магистральных подающих и отводящих трубопроводов, стояков, подводок к отопительным приборам, самих отопительных приборов и запорно-регулирующей арматуры. Теплоснабжение здания осуществляется от центрального теплового пункта (ЦТП) по температурному графику 95/70 °С. Ввод системы теплоснабжения в корпус осуществляется через узел учета индивидуального теплового пункта (ИТП).

Объект моделирования представлен блоком погодных условий, системой теплоснабжения и ограждающими конструкциями помещения. Состав объекта детально описан в [5, 6]. Отличием модели, исследуемой в данной работе, является возможность варьирования погодных условий в широком диапазоне. Для исследования тепlopоступлений от солнечной радиации ключевыми вопросами являются расчет интенсивности теплового потока на различно ориентированные поверхности, а также определение параметров светопропускания и поглощения солнечной радиации прозрачных и непрозрачных ограждающих конструкций.

Мощность солнечной радиации зависит от множества факторов, главные из которых – широта района расположения объекта, состояние облачности, ориентация поверхности ограждающих конструкций. Также необходимо учитывать неравномерность распределения излучения в течение года и с учетом суточных колебаний. Также в последнее время все чаще предлагают вводить поправки на запыленность и загазованность атмосферы в районе городской застройки, что очевидно снижает светопропускающие характеристики воздушного слоя [4].

С учетом того, что для большинства зданий широко распространены горизонтальные и вертикальные поверхности различной ориентации по сторонам света, поверхностная плотность солнечного излучения может быть определена в соответствии с методикой [7].

Согласно рекомендации авторов работы [8] отраженная составляющая солнечной радиации для холодного периода года в модели не учитывается. В процессе моделирования для месяцев, характеризующих начало и конец отопительного периода, требуется вводить поправки на число «отопительных» дней в формулы, представленные выше. Все удельные показатели интенсивности солнечного излучения приняты с учетом действительных условий облачности.

Для решения поставленной задачи разработана тепловая модель здания. В качестве платформы для имитационной модели выбрано приложение *Simulink* математического пакета *Matlab* [9, 10]. Общий вид модели изображен на рис. 1. На основании вышеописанной математической модели разработаны функциональные блоки в среде *Matlab*, представленные на рис. 2.

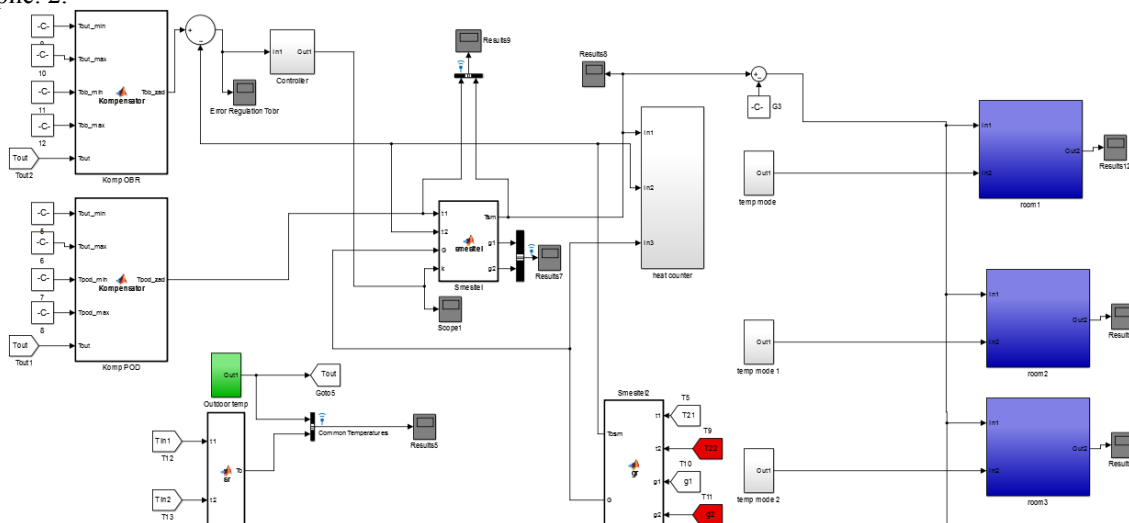


Рис. 1. Тепловая модель системы теплоснабжения здания

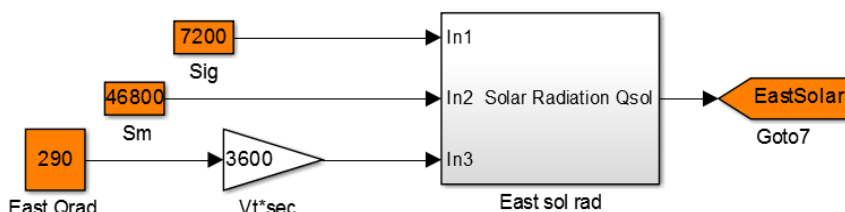


Рис. 2. Реализация модели солнечной радиации в Matlab

Для решения задачи, поставленной в данной работе, проведены опыты, заключающиеся в исследовании распределения энергии солнечной радиации, приходящейся на следующие ограждающие конструкции:

- массивная стена из кирпичной кладки, цвет наружной поверхности – светло-серый;
- окна в составе двух двухкамерных стеклопакета с ПВХ-профилем.

На рис. 3 и 4 представлены результаты исследования для стены площадью  $15,85 \text{ м}^2$  и двух окон единичной площадью  $3,9 \text{ м}^2$  соответственно.

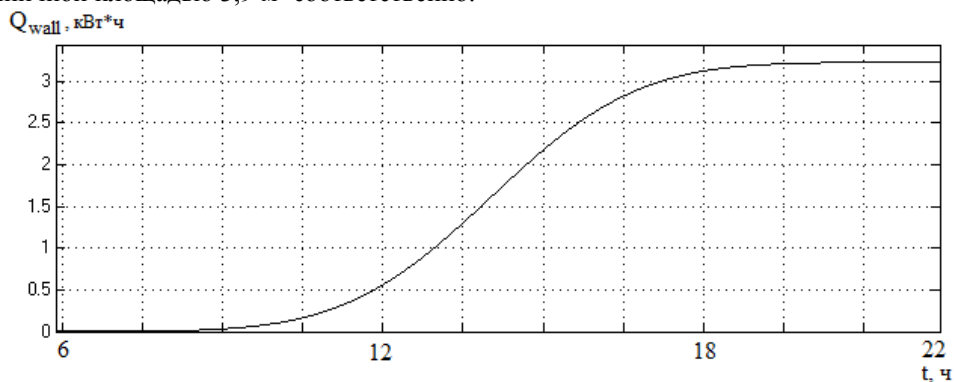


Рис. 3. Среднесуточное количество энергии  $Q_{\text{wall}}$ , поступающее на поверхность наружной стены восточной ориентации (г. Томск, январь)

Исходные данные:

- расчетный месяц – январь,

- место расположения объекта исследования – город Томск,
- ориентация ограждающих конструкций – восточная,
- средняя температура наружного воздуха – минус 20 °С

Анализ данных рис. 3 позволяет сделать вывод о суммарном количестве солнечной радиации  $Q_{wall}$ , которая передается непосредственно на поверхность стены с учетом коэффициента поглощения энергии. На величину последнего влияют такие параметры, как цвет и материал ограждающей конструкции. Однако, неверно считать, что данный тепловой поток полностью пойдет на изменение теплового баланса помещения. Определенная часть энергии  $Q_{wall}$ , рассеивается в окружающую среду в виде теплотерь с поверхности стены.

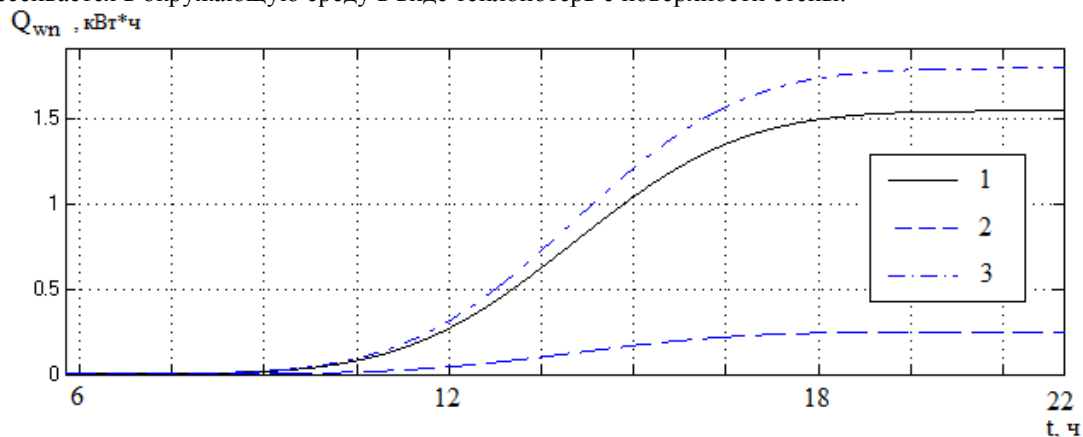


**Рис. 4.** Среднесуточное количество энергии  $Q_{wn}$ , поступающее на поверхность окна (г. Томск, январь): 1 – энергия  $Q_{wn}^{gl}$ , поглощаемая стеклопакетом, кВт\*ч; 2 – энергия  $Q_{wn}^{rm}$ , передающаяся в помещение, кВт\*ч; 3 – суммарная энергия  $Q_{wn}^{sum}$  (за вычетом отраженного излучения) солнечной радиации, кВт\*ч

График, представленный на рис. 4 позволяет оценить инсоляционные тепlopоступления через светопрозрачные конструкции. Особенностью процесса является неполное пропускание излучения через стеклопакет. После отражения части потока в окружающую среду, часть солнечной радиации  $Q_{wn}^{gl}$  поглощается самим окном в виде тепловой энергии. Оставшаяся энергия  $Q_{wn}^{rm}$  попадает непосредственно в помещение, где аккумулируется стеной, полом и другими конструкциями, облученными солнечным светом.

Таким образом, благодаря представленным графикам можно оценить инсоляционные тепlopоступления, влияющие на тепловой баланс помещения в разрезе ограждающих конструкций различных типов (стены, окна) и размеров. Разработанный в пакете Matlab функциональный блок позволяет моделировать различные погодные условия. Моделирование инсоляционных явлений в приложении Simscape позволяет учесть различные механизмы теплообмена, тепловую инерцию ограждающих конструкций, что максимально увеличивает точность модели, расширяет ее функционал и сферу применения.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации (госконтракт 2.1321.2014) и субсидии ТПУ (ВИУ\_ЭНИН\_94\_2014).

#### Список литературы:

1. Дубягин Ю.П., Дубягина О.П., Марченко Е.М. Стратегия национальной безопасности России и ее соотносимость с энергетической безопасностью и важными системными составляющими: энергосбережением и водоподготовкой // Энергосбережение и водоподготовка. – 2013. – № 3. – С. 11–16.
2. Парыгин А.Г., Волкова Т.А., Куличихин В.В. О энергонеzависимости и надежности тепловых пунктов // Энергетик. – 2013. – № 3. – С. 41–43.
3. Самарин О.Д., Гришневa Е.А. Повышение энергоэффективности зданий на основе интеллектуальных технологий // Энергосбережение и водоподготовка. – 2011. – № 5. – С. 12–14.
4. Аваньев В.А., Балужева Л.Н., Гальперин А.Д. Системы вентиляции и кондиционирования. Теория и практика. – М.: Интердиалект, 2003. – С. 416.
5. Стрижак П.А., Морозов М.Н. Тепловой режим здания при аварийной работе системы теплоснабжения // Главный энергетик. – 2014. – № 7. – С. 39–45.

6. Стрижак П.А., Морозов М.Н. Моделирование аварийного режима работы системы отопления здания // Промышленная энергетика. – 2014. – № 9. – С. 30–34.
7. СП 23.101.2004. Свод правил «Проектирование тепловой защиты зданий». – М.: ФГУП ЦПП, 2004.
8. Малявина Е. Г., Борщев А. Н. Расчет солнечной радиации в зимнее время // АВОК. – 2006. – № 7.
9. Добротин С.А., Прокопчук Е.Л. Синтез системы упреждающего управления процессом подачи тепла на отопление здания // Проблемы региональной энергетики. – 2011. – № 2. – С. 53–65.
10. Солдатенков А.С., Потапенко А.Н., Глаголев С.Н. Исследование математической модели управления автоматизированным индивидуальным тепловым пунктом с типовыми регуляторами // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2012. – № 1 (2). – Том 14. – С. 679–684.

### **Повышение энергоэффективности как фактор роста экономики иркутской области**

*Музычук С.Ю.*

*Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия*

Среди регионов Сибирского федерального округа (СФО), по площади Иркутская область занимает второе место (после Красноярского края) и территориально является одним из крупнейших субъектов Российской Федерации (РФ), доля которой составляет 4,5 % от площади страны и 15,1% от площади СФО (табл.1).

По численности населения Иркутская область занимает четвертое место в СФО, уступая Красноярскому краю, Кемеровской и Новосибирской областям, доля населения в РФ - 1,7 %, в СФО – 12,6%. Однако по такому важному показателю как плотность населения область находится на седьмом месте среди регионов СФО. Низкие значения этого показателя косвенно свидетельствуют о наличии (или о необходимости дополнительного создания) в регионе протяженной транспортной, коммуникационной, энергетической инфраструктур, что влияет на повышенный расход топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) и ухудшение энергоэффективности экономики. Плотность населения в Иркутской области в 2012 г. составляла 3,1 чел./км<sup>2</sup>, что в 2,7 раза ниже, чем в среднем по РФ и на 20% меньше, чем в СФО (для сравнения, первое место в СФО занимает Кемеровская область – 28,7 чел./км<sup>2</sup>, последнее Забайкальский край – 1,2 чел./км<sup>2</sup>).

Иркутская область производит 1,5% ВВП России и 14,4% СФО. ВРП на душу населения в области составляет 306,9 тыс. руб./чел., что на 12 % меньше, чем в среднем по России, но на 14,9% больше, чем в СФО. Среднедушевые доходы в области ниже на 23,1% среднероссийских и на 3,3% меньше чем в СФО. Это оказывает отрицательное влияние на качество жизни и привлекательность территории области для населения, поэтому уже длительное время происходит сокращение его численности, в том числе и за счет оттока в западные, высокодоходные регионы страны и за рубеж (ежегодно из области выезжает 5-6 тыс. чел.). Одним из факторов привлекательности территории области для населения является увеличение в регионе производства ВРП.

Значительную часть ВРП области составляет промышленное производство – около 35%. Иркутская область является крупным промышленным регионом. При этом, промышленность сконцентрирована в основном в областном центре – г. Иркутске и ряде крупных городов области (доля городского населения в области одна из самых высоких в РФ и СФО – 79,5% в 2012 г.). При этом, вклад Иркутской области в объем промышленного производства России в 2012 г. составил лишь 1,5%, в СФО – 13,4%, хотя потенциал региона здесь гораздо выше.

Производство промышленной продукции на душу населения в области на 26,1 тыс. руб./чел. (на 9,8%) меньше, чем среднее по стране. Это во многом связано с эффективностью использования основных производственных фондов, основным показателем которой является фондоотдача.

В Иркутской области фондоотдача ВРП на 16,8% меньше, чем в среднем по России и на 23,7% ниже, чем в СФО. Рост эффективности использования основных фондов в области может быть достигнут за счет технического перевооружения, реконструкции действующих предприятий и строительства новых, внедряющих инновационные, наукоемкие решения. Однако, это связано с необходимостью больших финансовых вложений.

В настоящее время отставание Иркутской области по объему удельных инвестиций, приходящихся на 1 руб. основных фондов, от страны в целом составляет 30,5%, что свидетельствует о пониженной инвестиционной привлекательности региона. В государственной программе

Иркутской области «Развитие инвестиционной и инновационной деятельности на 2014-2020 гг.» стоят задачи - улучшить рейтинг области по инвестиционному риску с 47 места в 2012 г. до 35 места в 2020 г. и обеспечить рост доли высокотехнологичной и наукоемкой продукции в ВРП с 10,9% в 2012 г. до 15,5% в 2020 г. [2]. Решение этих задач связано, в том числе с производством продукции высокой степени передела, требующей значительных инвестиций, но при этом многократно увеличивающей эффективность и конкурентоспособность экономики области, за счет роста налоговой отдачи, создания дополнительных рабочих мест, вовлечения в производство научно-технического потенциала.

Таблица 1. Макроэкономическая характеристика Иркутской области в 2012 г.

| Показатель                                                            | Россия | СФО   | Иркутская область | Процент от России/СФО |
|-----------------------------------------------------------------------|--------|-------|-------------------|-----------------------|
| Площадь территории, тыс. км                                           | 17082  | 5145  | 775               | 4,5/15,1              |
| Численность населения на 1.01.2013 г., млн чел.                       | 143,3  | 19,3  | 2,4               | 1,7/12,6              |
| ВВП (ВРП), трлн руб.                                                  | 49,9   | 5,1   | 0,7               | 1,5/14,4              |
| ВВП (ВРП) на душу населения, тыс. руб./чел.                           | 348,6  | 267,1 | 306,9             | 88,0/114,9            |
| Среднемесячные душевые денежные доходы, тыс.руб                       | 23,1   | 18,3  | 17,7              | 76,9/96,7             |
| Объем промышленной продукции, трлн руб.                               | 38,2   | 4,3   | 0,6               | 1,5/13,4              |
| Производство промышленной продукции на душу населения, тыс. руб./чел. | 266,6  | 225,6 | 240,5             | 90,2/106,6            |
| Основные фонды экономики, трлн руб.                                   | 121,3  | 11,5  | 2,2               | 1,8/18,9              |
| Фондоотдача ВВП (ВРП), руб.                                           | 0,41   | 0,45  | 0,34              | 83,2/76,3             |
| Инвестиции в основной капитал, трлн руб.                              | 12,5   | 14,2  | 0,2               | 1,2/11,0              |

Источники: Регионы России. Социально-экономические показатели. 2013: Стат. сб. / Росстат. – М., 2013. – 990 с.; [http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat\\_main/rosstat/ru/statistics/accounts/#](http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/accounts/#).

Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) является значительной частью промышленного производства области (более 48% объема промышленной продукции), включая в себя предприятия электро-, теплоэнергетики, угольной нефтяной и газовой промышленности. ТЭК области, обеспечивая функционирование и развитие экономики, в перспективе должен внести значительный вклад в производство высокотехнологичной продукции в Иркутской области, в первую очередь, за счет интенсивно развивающейся нефтегазовой промышленности (нефтегазохимия).

ТЭК Иркутской области оказывает заметное влияние на экономику России, где наиболее значительна доля области в производстве электроэнергии – около 6% (табл. 2). В последние годы ТЭК области развивается динамично, демонстрируя рост основных производственных показателей. Производство электроэнергии с 2005 г. по 2012 г. увеличилось на 10%, добыча угля – на 20%, нефтепереработка – на 25%. С сооружением магистрального нефтепровода Восточная Сибирь - Тихий океан (ВСТО) особенно интенсивное развитие в области получила нефтедобыча, которая возросла со 170 тыс. т в 2005 г. до 10 млн т. в 2012 г. (табл.3).

Таблица 2. Производство и потребление топливно-энергетических ресурсов в 2012 г.

| Показатель                 | Россия | Иркутская область | Доля в России, % |
|----------------------------|--------|-------------------|------------------|
| <i>Производство ТЭР:</i>   |        |                   |                  |
| Электроэнергия, млрд кВт·ч | 1096,3 | 62,5              | 5,7              |
| Уголь, млн т               | 356,4  | 14,5              | 4,1              |
| Нефть, млн т               | 518,7  | 10,0              | 1,9              |
| Нефтепереработка, млн т    | 271,5  | 10,4              | 3,8              |
| <i>Потребление ТЭР:</i>    |        |                   |                  |
| Электроэнергия, млрд кВт·ч | 1063,3 | 58,0              | 5,5              |
| Топливо, млн т у.т.        | 835,7  | 15,1              | 1,8              |

Источник: По данным Росстата.

Предприятия ТЭК могут полностью обеспечить потребителей области и вывозить значительную часть ресурсов за ее пределы, в том числе на экспорт. При этом, Иркутская область

является крупным потребителем топливно-энергетических ресурсов, где ежегодно потребляется около 6% электроэнергии и до 2% топливных ресурсов страны, в 2012 г. их объем достиг 15,1 млн тонн условного топлива (т у.т.), большая часть из которых (63%) – уголь.

Таблица 3. Динамика производства ТЭР в Иркутской области (с округлением)

| Топливо-энергетический ресурс                   | Год  |      |      |      |      |      |      |      |
|-------------------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|                                                 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
| Электроэнергия, млрд кВт·ч                      | 56,7 | 58,2 | 59,7 | 61,4 | 57,8 | 62,6 | 60,7 | 62,5 |
| Теплоэнергия, млн Гкал                          | 49,8 | 48,2 | 48,2 | 47,1 | 45,5 | 49,2 | 47,2 | 47,4 |
| Уголь, млн т                                    | 12,1 | 11,1 | 10,8 | 13,5 | 10,7 | 12,6 | 13,9 | 14,5 |
| Нефть, млн т                                    | 0,2  | 0,2  | 0,2  | 0,5  | 1,6  | 3,2  | 6,6  | 10,0 |
| Нефтепереработка, млн т                         | 8,3  | 8,7  | 9,3  | 9,5  | 9,6  | 9,7  | 9,8  | 10,4 |
| Газ (природный и попутный), млрд м <sup>3</sup> | 0,1  | 0,1  | 0,1  | 0,2  | 0,4  | 0,6  | 1,1  | 1,0  |

Источник: По данным Росстата.

Основными потребителями угля (более 90%) являются тепловые электростанции (ТЭС) и котельные, оказывающие значительное влияние на загрязнение окружающей среды, поэтому во многих городах области сложная экологическая обстановка и решением этого вопроса может стать газификация потребителей. Однако, в настоящее время потребление природного газа в регионе экономически неэффективно, вследствие его относительно высокой стоимости (в сравнении с углем), который добывается лишь на мелких месторождениях. В случае масштабного освоения находящегося на территории области крупнейшего в стране Ковыктинского газоконденсатного месторождения и поставок природного газа в другие регионы РФ и на экспорт, возможно снижение его цены для областных потребителей до приемлемых значений (за счет эффекта масштаба).

Наиболее полно характеризовать современное состояние ТЭК области позволяет топливно-энергетический баланс (ТЭБ). Для этого сформирован отчетный топливно-энергетический баланс (ТЭБ) 2012 г., анализ которого показал:

- производство первичных ТЭР в области может полностью обеспечить как собственную потребность, так и поставки за пределы, однако, по технико-экономическим условиям сюда по трубопроводной системе завозится западносибирская нефть (для переработки на Ангарском НПЗ), поставляется уголь из соседних регионов (в западные районы области из Красноярского края и в северо-восточные – из республики Саха (Якутия)), а также осуществляются межрегиональные перетоки электроэнергии;
- более 70 % электроэнергии в области вырабатывают гидроэлектростанции (ГЭС), поэтому существует сильная зависимость ее экономики от водности рек, которая в разные годы может значительно варьироваться (в 1,5 раза);
- при производстве электрической и тепловой энергии преобладает доля угля, а один из наиболее эффективных видов ТЭР – природный газ почти не используется, однако ужесточение экологических требований вызывает необходимость скорейшего его вовлечения в баланс, как для энергетических целей, так и для газификации населения;
- коэффициент полезного использования ТЭР в энергетике области - около 80%, что на 10% выше среднероссийского показателя (за счет ГЭС);
- коэффициенты полезного использования ТЭР на ТЭС области – 67%, в котельных – 78%, в среднем по стране показатели ТЭС – 57%, котельных – 84%, что свидетельствует о существующем технологическом отставании котельных региона и лучшем состоянии ТЭС (вследствие наличия на территории области крупных и эффективных ТЭС).

Таким образом, анализ динамики производственных показателей ТЭК Иркутской области показал, что комплекс развивается достаточно динамично, обеспечивая необходимые для экономики объемы потребления энергоресурсов, но существуют и проблемы, которые могут ограничить его дальнейшее развитие. К ним можно отнести неэффективное использование основных производственных фондов, что связано, в основном, с недостаточным финансированием их обновления, а также низкую эффективность использования топливно-энергетических ресурсов.

Так, показатели энергоэффективности Иркутской области существенно хуже, чем в среднем по стране. В 2012 г. энергоемкость ВРП Иркутской области в 2,2 раза превышала среднероссийский уровень, электроемкость ВРП - в 3,2 раза, теплоемкость – в 1,9 раза (табл. 4).

Таблица 4. Динамика основных показателей энергоэффективности Иркутской области

| Показатель                                                             | Год   |       |       |       | РФ    |
|------------------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                                                                        | 2005  | 2010  | 2011  | 2012  | 2012  |
| Энергоемкость ВРП, в ценах 2005 г., кг у.т./тыс. руб.                  | 77,5  | 60,6  | 60,2  | 58,5  | 26,5  |
| Электроемкость ВРП в ценах 2005 г., кВт·ч/тыс. руб.                    | 203,5 | 155,4 | 155,1 | 145,0 | 45,3  |
| Теплоемкость ВРП в ценах 2005 г., Гкал/руб.                            | 190,0 | 129,7 | 119,0 | 108,9 | 57,2  |
| Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии ТЭС, г у.т./кВт·ч     | 323,1 | 327,2 | 329,8 | 336,1 | 334,3 |
| Удельный расход топлива на отпуск теплоэнергии ТЭС, кг у. т./Гкал      | 156,9 | 152,4 | 150,3 | 152,5 | 152,0 |
| Удельный расход топлива на отпуск теплоэнергии котельных, кг у.т./Гкал | 181,7 | 183,7 | 182,2 | 183,9 | 170,0 |
| Потери электроэнергии в сетях, в % от потребления                      | 9,3   | 8,1   | 7,6   | 7,1   | 10,0  |
| Потери тепловой энергии в сетях, в % от потребления                    | 7,8   | 8,4   | 9,1   | 9,6   | 7,4   |

Источник: Рассчитано по данным Росстата.

Энергоэффективность в области зависит от объективных факторов (суровый климат, энергозатратная специализация региона, протяженная транспортно-энергетическая инфраструктура), влияющих на повышенные расходы ТЭР, однако существует и технологическое отставание области, которое характеризуют более высокие по сравнению со страной в целом удельные расходы топлива на производство отдельных видов продукции (железная руда - в 6 раз, строительные материалы – в 3,5 раза, целлюлоза – в 2 раза).

При этом, в динамике имеется устойчивая тенденция улучшения показателей энергоэффективности ВРП Иркутской области. За период 2005-2012 гг. энергоемкость ВРП Иркутской области (в ценах 2005 г.) снизилась на 32%, электроемкость ВРП - на 40%, теплоемкость – на 77%. Однако это свидетельствует не столько о применении энергосберегающих технологий и мероприятий, сколько о структурных сдвигах в экономике, направленных в сторону увеличения доли малоэнергоемких видов экономической деятельности (торговли, сферы услуг и т.п.).

Использование технологического фактора повышения энергоэффективности в регионе характеризуют удельные расходы топлива на ТЭС и котельных. Однако, за период 2005–2012 гг. устойчивой тенденции к снижению этих показателей в области не наблюдалось, что свидетельствует о необходимости технического перевооружения и модернизации действующих мощностей, применения нового высокотехнологичного оборудования в электро-, теплоэнергетике.

Еще одним фактором, влияющим на энергоэффективность экономики области, является снижение потерь электрической и тепловой энергии в сетях. С 2005 г. по 2012 г. произошло снижение потерь электрической энергии на 30,9 % и рост потерь тепловой энергии на 23,1 %, что связано с увеличением физического износа тепловых сетей, который в области превышает 50%. Проблема обновления изношенных тепловых сетей связана, в основном, с недостатком инвестиций.

Повышение энергоэффективности экономики Иркутской области должно привести, с одной стороны, к росту производительности труда и капитала, с другой стороны, к повышению качества жизни населения [1].

В «Концепции стратегии социально-экономического развития Иркутской области на период до 2020 г.», утвержденной распоряжением Губернатора Иркутской области от 04.06.2010 № 34-р [2] отмечено, что инновационное развитие региона будет направлено на повышение энергоэффективности, обеспечение бесперебойного, безопасного и экономичного энергоснабжения экономики и населения области [1]. В связи с этим большое развитие должно получить создание новых производств комплексной переработки природных ресурсов, что вызовет необходимость роста мощностей ТЭК области.

Одним из наиболее перспективных направлений развития ТЭК, связанных с глубокой переработкой природных ресурсов является газификация Иркутской области, развитие газовой энергетики, создание газоперерабатывающих и газохимических производств, ориентированных на полную переработку природного газа в химическую продукцию с высокой добавленной стоимостью [1].

В «Стратегии развития топливно-энергетического комплекса Иркутской области до 2030 года» [3], одобренной распоряжением Правительства Иркутской области от 12 октября 2012 г. № 491-рп (разработана с участием автора) предложены к реализации ряд инновационных мер которые приведут к более эффективному использованию топливно-энергетических ресурсов и повышению энергоэффективности области. Решению этой задачи должно способствовать формирование рациональной структуры ТЭБ региона [4].

К основным направлениям совершенствования структуры ТЭБ Иркутской области в среднесрочной и долгосрочной перспективе относятся:

- увеличение доли природного газа в его расходной и приходной частях с 3-5% в настоящее время до 30-40% к 2030 г., что обеспечит потребность в энергоресурсах хозяйственного комплекса и населения области с меньшими удельными затратами и снизит техногенную нагрузку на окружающую среду;
- дальнейший рост добычи нефти (до 16-17 млн т в год) с увеличением за счет этого экспортной составляющей в структуре вывоза ТЭР и приходной части бюджета области;
- развитие нефтехимических и создание газохимических комплексов, что увеличит глубину переработки сырья и позволит производить продукцию с высокой добавленной стоимостью;
- снижение потерь ТЭР при их производстве, транспортировке и хранении, как за счет использования прогрессивных технологических процессов, так и за счет организационных мероприятий по контролю и учету расходования ТЭР;
- экономически оправданное применение локальных источников энергии для удаленных потребителей, с целью увеличения надежности энергоснабжения и снижения потерь энергоносителей в сетях;
- увеличение объемов переработки угля для улучшения его качественных характеристик и повышения конкурентоспособности угольной продукции области на энергетических рынках РФ и мира;
- применение инновационных технологических решений в электро-, теплоэнергетике, позволяющих снизить удельные расходы топлива на производство продукции.

На реализацию этих направлений совершенствования структуры ТЭБ большое влияние окажет использование конкурентных преимуществ Иркутской области, это:

- крупные запасы водных и топливно-энергетических ресурсов;
- достаточно развитая промышленность и транспортно-энергетическая инфраструктура;
- наличие высококвалифицированной рабочей силы и крупного научно-образовательного кластера;
- близость к границам с Монголией и Китаем, позволяющая развивать экспортный потенциал области.

Использование конкурентных преимуществ Иркутской области для совершенствования структуры ТЭБ обеспечит повышение энергоэффективности и в конечном итоге приведет к росту экономики и качества жизни населения.

#### Список литературы:

1. [http://www.irkobl.ru/sites/economy/socio-economic/advance\\_planning/concept-ir.pdf](http://www.irkobl.ru/sites/economy/socio-economic/advance_planning/concept-ir.pdf)
2. <http://base.consultant.ru/regbase/cgi/online.cgi?req=doc;base=RLAW411;n=76427>
3. <http://www.irk.gov.ru/activity/sessions/workresults/obzorses/%D0%98%D0%BD%D0%B2%D0%B5%D1%81%D1%82%D0%B8%D1%86%D0%B4%D0%B5%D1%8F%D1%82%D0%B5%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%BE%D1%81%D1%82%D1%8C.pdf>
4. Муzychuk С.Ю. Направления структурной перестройки топливно-энергетического баланса для повышения энергоэффективности экономики Иркутской области // Сборник материалов международной научной конференции «Проблемы региональной экономики: теория и практика», Россия, г. Москва, 29-30 апреля 2014 г. / под ред. проф. Л.Л. Божко. – Киров: МЦНИП, 2014. – С. 142-149.



**Перспективы использования возобновляемых источников энергии в кемеровской области***Сливной В.Н.**ФГБОУ ВПО «Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачева,  
г. Кемерово, Россия*

Кемеровская область расположена на юго-востоке Западно-Сибирской равнины и северных отрогах Алтайских гор. На территории области находится большая часть кузнецкого угольного бассейна, по нему область часто сокращенно называют Кузбасс. Это один из самых крупных по запасам угля и объемов его добычи бассейнов России и главный, а по некоторым позициям единственный в стране, поставщик технологического сырья для российской промышленности. Запасы каменного угля в Кузбассе значительно превышают мировые запасы нефти и природного газа (в пересчете на условное топливо), из них 207 млрд.т - коксующихся углей. Это 73 процента от общего объема запасов этих углей в стране. Объем этих запасов может обеспечить всю Россию сырьем для коксового производства на сотни лет. Для сравнения: запасы коксующихся углей в Донбассе - 25 млрд.т, Печорском угольном бассейне - 9 млрд.т, Караганде - 13 млрд.т. Остальные каменные угли являются уникальными в том плане, что, обладая способностью спекаться, могут в зависимости от направления их обогащения служить как коксохимическим, так и энергетическим сырьем.

Кемеровская область является регионом, полностью обеспечивающим себя топливно-энергетическими ресурсами. Основным топливом, идущим на выработку электрической и тепловой энергии, является уголь. Потребности области в топливе покрываются за счет собственной сырьевой базы, а электроэнергии - за счет собственной генерации, что обеспечивает высокий уровень энергетической безопасности.

Область достаточно урбанизирована. На относительно небольшой площади (95,7 тыс.кв.км) расположены 20 городов и 46 поселков городского типа. Главной отраслью промышленности является горнодобывающая. Кроме добычи угля, развиты также добыча железных, марганцевых и полиметаллических руд; черная и цветная металлургия, химическая промышленность, машиностроение и металлообработка, а также аграрное производство. На территории области расположено 8 тепловых электростанций и более 1500 ведомственных и коммунальных котельных различной мощности. В подавляющем большинстве эти источники работают на угле, некоторая часть использует природный газ, единицы работают на мазуте или солярке. Все эти отрасли промышленности создают значительную нагрузку на окружающую среду. Экологическая обстановка в области, особенно в крупных городах неблагоприятна. В этом состоит существенное отличие Кемеровской области от соседних – Новосибирской, Томской и др.: высокая плотность населения и большое количество предприятий с вредными выбросами.

Специфика области состоит в том, что здесь значительно отличаются по природным условиям районы в разных ее частях. На ее территории представлены горно-таежный, лесостепной и степной ландшафты. Наличие труднодоступных районов, где отсутствует централизованное энергоснабжение, а также сложная экологическая обстановка в регионе обуславливают предпосылки внедрения возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

Энергоресурсы таких возобновляемых источников, как солнце, ветер в Кузбассе ограничены по сравнению с другими регионами РФ. В то же время имеются значительные запасы биомассы и неплохой потенциал малой гидроэнергетики – свыше 100 рек.

Наиболее велики в Кемеровской области биоэнергетические ресурсы - леса занимают около 2/3 всей площади. Здесь могут широко использоваться отходы деревопереработки, они составляют в среднем около 25% от переработанной древесины. При этом целесообразно использовать их в виде пеллет, производство которых налажено на ряде предприятий в Кемерово, в Новокузнецке и в Таштагольском районе. Там уже пять котельных перевели на новый вид топлива, установив там пеллетно-угольные котлы с возможностью перенастройки с одного топлива на другое. Из преимуществ нельзя не упомянуть и автоматическую подачу топлива, что снижает затраты на обслуживание котельных. Но все-таки, главным фактором в пользу этой технологии альтернативной энергетики должна стать экология. Ведь в Горную Шорию туристы, без преувеличения, едут за белым снегом и чистым воздухом! [ 2 ] Показано, что используя объемы заготовки древесины по рубкам промежуточного пользования и прочим рубкам, можно получить около 900 тыс.т топлива с суммарной теплотворной способностью 1200 ТДж/год [1]. Этот ресурс в первую очередь мог бы использоваться предприятиями лесопромышленного комплекса, но их энергоснабжение является централизованным, электроэнергия к производственным участкам подается по высоковольтным электрическим сетям энергетических систем общего пользования и, несмотря на рост тарифов,

предприятия такая схема пока вполне устраивает. Отопление также осуществляется централизованно, поэтому большинство предприятий практически не пользуется предоставленной возможностью применять древесные отходы в целях производства тепловой энергии для собственных нужд.

Другим значительным биоэнергетическим ресурсом в области являются отходы сельскохозяйственного производства для получения биогаза и попутно биоудобрений. Эффективность применения биогаза для местных условий можно оценить на примере животноводческого комплекса «Кузбасский колос». Ориентировочно в нем имеется около 12 тыс. тонн жидкого навоза КРС в год. При концентрации метана в получаемом биогазе в среднем около 65%,  $\text{CO}_2$  – 35%, теплота сгорания равна  $Q_n=23282,9$  кДж/м<sup>3</sup>. Так как навоз КРС смешивается с соломой, количество получаемого биогаза равно 45 м<sup>3</sup>/т. Количество навоза, получаемого в сутки, в среднем составляет 32,9 т, объем биогаза равен 61,7 м<sup>3</sup>/ч. При сжигании биогаза с учетом КПД котла, можно получить тепловую мощность 3600 кВт. На этой основе можно создать, например, систему автономного отопления коттеджной застройки общей площадью отапливаемых помещений 3300 м<sup>2</sup>, что особенно актуально при развитии малоэтажного строительства в сельской местности [2].

Еще пример - ООО СПК «Чистогорский» под Новокузнецком - сельскохозяйственное предприятие с поголовьем свиней равным 120 000. Расчеты показывают, что годовая выработка биогаза на этом предприятии может составить  $5,09 \times 10^6$  м<sup>3</sup>, а при монтаже когенерационной установки, работающей на нем, можно получить 35 970 кВт×ч/сутки электрической энергии для собственных нужд. Кроме того, выход твердой массы биоудобрений составит до 40 т/сут., которые могут реализовываться как самим предприятием для повышения урожайности сельхозкультур, идущих на производство кормов, так и на рынке. Срок окупаемости биогазовой установки около 5,5 лет.

Потенциал таких ВИЭ, как солнце и ветер существенно зависит от района области, поскольку условия по ее территории, как отмечалось, резко отличаются. В связи с этим, необходимо ранжирование районов Кемеровской области как по приоритету потенциала солнечной радиации, так и по ветровому режиму. В [1] выделены 4 зоны с потенциальным гелиоэнергетическим ресурсом от 1200 кВт×ч/м<sup>2</sup> (южные части Новокузнецкого и Таштагольского районов) до 1000 кВт×ч/м<sup>2</sup> (северные части Тяжинского, Мариинского, Яйского районов).

Анализ и эксперименты, описанные в [1], убедительно показали возможность и целесообразность использования солнечных батарей, производящих электроэнергию для маломощных индивидуальных потребителей, что наиболее подходит для реализации распределенной энергетики. Здесь весьма наглядным примером является установка прошедшей осенью в шорском поселке Эльбеца 84 солнечных батарей проектной мощностью 70 кВт. В домах жителей этого труднодоступного поселка, куда добраться можно только вертолетом, теперь будет свет и электричество. Монтаж солнечных генераторов энергии уже завершен, подача энергии ведется в тестовом режиме. Раньше этот небольшой поселок в Горной Шории (16 частных подворий коренных шорцев) питался от дизельного электрогенератора: свет подавался строго по времени, всего несколько часов в сутки. Плюс дополнительные бюджетные затраты на обслуживание, дизельное топливо, его доставку в труднодоступный район. Обслуживания солнечным батареям почти не требуется, их нужно только очищать от снега. Срок службы 12 лет. Его реализация ведется в рамках оглашения губернатора области Амана Тулеева с Министерством энергетики [2]. В Таштагольском районе около 40 поселков, которые отрезаны территориально от электросетей, а протягивать туда сети электроснабжения очень затратно и нерентабельно в принципе. Если данный пилотный проект покажет свою эффективность, в Кузбассе может быть разработана отдельная программа, в рамках которой все удаленные и труднодоступные поселки будут электрифицироваться по такой технологии. Ведь кроме Таштагольского района в регионе есть еще ряд таких территорий [2]. В других районах солнечную энергию с помощью солнечных коллекторов экономически целесообразно использовать для горячего водоснабжения сезонных потребителей типа спортивно-оздоровительных сооружений (бассейны), баз отдыха, дачных поселков и т.д. Также вполне конкурентоспособны по сравнению с традиционными установками гелиосушилки для сена, лесоматериалов, сельхозпродуктов.

Энергия ветра также сильно зависит от района области, ее территория далеко не целиком пригодна для развития ветроэнергетики. Наиболее благоприятные районы – это северная и выборочно центральная части области, а также Горная Шория на юге, в Таштагольском районе. При скоростях ветра, наиболее часто повторяющихся в этих районах вполне возможно использование ВЭУ малой и средней мощности.

При этом в Таштагольском районе имеются хорошие условия для горнолыжного спорта, около горы Зеленая построен целый комплекс отелей для горнолыжников, в том числе 4-х этажная гостиница КузГТУ, где отдыхают студенты и сотрудники университета. Электроснабжение отелей осуществляется централизованно, от подстанции энергосистемы, а вот для теплоснабжения используются котельные, работающие на солярке! Понятно, во что это обходится потребителям. На вершине г.Зеленая (1270 м) средняя скорость ветра практически постоянно около 10 м/с и выше. Здесь вполне экономически обоснована установка достаточно мощных ВЭУ для снабжения потребителей электро- и тепловой энергией (с помощью электронагревателей).

К ВИЭ относится также низкопотенциальное тепло, утилизируемое с помощью тепловых насосов (ТН) для отопления и ГВС. В Кузбассе имеется опыт применения ТН. Еще в 2001 г. на шахте «Осинниковская» впервые в России была пущена в эксплуатацию опытно-промышленная технология утилизации низкопотенциального тепла шахтных вод. В технологическую схему был включен тепловой насос теплопроизводительностью 130 кВт. Установка давала в сутки 100 м<sup>3</sup> горячей воды с температурой 45°C для нужд горячего водоснабжения административного здания шахты. Срок окупаемости проекта составил около 2-х лет, стоимость 1Гкал тепла была в 3 раза меньше, чем при работе шахтной котельной. В 2011г. на одной из канализационных насосных станций г.Кемерово были установлены тепловые насосы для утилизации тепла сточных вод с температурой от 12 до 20°C и подачи в систему отопления станции с температурой 60°C.

По геотермальным ресурсам Кузбасса данных нет, но в соседних Новосибирской и Томской областях запасы геотермальной энергии достаточно велики и эффективно используются (в Карасукском районе - около 180 км от границы с Кемеровской областью) установлены тепловые насосы для отопления школы. Низкопотенциальным источником служит геотермальная вода из глубинной скважины с дебетом 50 кубометров в час и температурой 28°C. Это позволило убрать 6 водогрейных котлов, в которых сжигалось за отопительный сезон около 6800 т каменного угля, стоимость 1Гкал также стала гораздо дешевле. Возможно, более детальные изыскания позволят и в Кемеровской области найти геотермальные ресурсы.

Наконец, необходимо отметить также потенциал гидроэнергетики. Как отмечалось в Кузбассе свыше 100 средних и малых рек, не считая главной водной артерии Кузбасса, реки Томь. Общий объем поверхностного стока рек области составляет 40,3 км<sup>3</sup> /год. Водность рек, а с ней и показатели гидроэнергетического потенциала сильно меняются по сезонам и месяцам. Показано [1], что Кемеровская область обладает существенным потенциалом для малой и микрогидроэнергетики. Имеется и ограниченный опыт использования этого потенциала, ранее равнинные малые ГЭС уже эксплуатировались в регионе. Особенно перспективно и экономически оправдано применение установок микрогидроэнергетики (мощностью до 100 кВт) в горных районах Кемеровской области. Фактором, препятствующим освоению гидроэнергетического потенциала является слабая изученность гидрологических характеристик малых и средних рек области на значительной их протяженности, отсутствие данных непосредственных измерений стоков воды и скоростей течений.

Необходимо отметить, что ВИЭ наиболее эффективны для распределенной энергетики (РЭ), поскольку по своей природе они также носят распределенный (рассеянный) характер. В зоне централизованного энергоснабжения нецелесообразно применять автономные источники энергии (хотя такие примеры встречаются). Но, в основном, развитие РЭ предусматривается на основе автономных источников для удаленных потребителей в труднодоступных районах, где нет, например, ЛЭП, а также отсутствуют различные магистрали - газопроводы, либо железнодорожные пути для доставки традиционного топлива (ископаемых углеводородов). Как раз там наиболее перспективно развитие РЭ с использованием местных возобновляемых энергоресурсов – энергии ветра, солнца, биомассы и т.д. Как известно, почти 2/3 территории РФ находится вне зоны централизованного энергоснабжения, что обуславливает актуальность развития РЭ на основе ВИЭ ( по крайней мере в перспективе).

В заключение следует подчеркнуть, что фактором, по крайней мере, не способствующим применению ВИЭ в Кузбассе является именно то, что для области уголь, это, как говорится, «наше всё»! Именно уголь используется как в большой, так и малой, распределенной энергетике.

В связи со снижением спроса на уголь, большое внимание уделяется его глубокой переработке: получение искусственного жидкого топлива, газификация и т.д. Значительным энергоресурсом является также шахтный метан, имеется определенный опыт его использования, работы в этом направлении продолжаются. Его запасы Кузбассе весьма велики (около 13.1 трлн.м<sup>3</sup>). Областная Дума даже обратилась в Правительство с предложением признать метан угольных пластов возобновляемым источником энергии.

Таким образом, в Кузбассе имеются предпосылки внедрения ВИЭ: есть достаточные запасы возобновляемых энергоресурсов, есть объективная необходимость снижения вредных выбросов при сжигании традиционных видов топлива, есть труднодоступные районы, где ВИЭ предпочтительны. Для систематизации и наглядного представления о ВИЭ в Кузбассе необходимо создание геоинформационной системы (ГИС), подобной созданной в Томской области по возобновляемым источникам энергии. В ней собрана информация о действующих в области объектах централизованной и децентрализованной тепловой и электрической генерации (котельных на жидком и твердом топливе, дизельных электростанциях), о потенциале использования местных энергетических ресурсов.

Во многих развитых странах, где давно широко и успешно внедряются различные ВИЭ, внося существенный вклад в свой ТЭБ, основными стимулами являются с одной стороны недостаток традиционных ископаемых углеводородов, с другой – жесткие требования к экологичности энергетики. При этом одним из важных факторов успешного внедрения ВИЭ являются дотации государства.

В России, имеющей треть мировых запасов природного газа и в Кузбассе, обеспечивающим более половины всей угледобычи страны, речь об этом, то есть о широком внедрении ВИЭ, пока не идет. Для успешного внедрения ВИЭ они должны иметь вполне определенную нишу, прежде всего, связанную с РЭ. Несмотря на препятствия, сложности и проблемы, необходимо продолжать исследования, разработки, внедрение ВИЭ и пусть постепенно, но двигаться в этом направлении.

#### Список литературы:

1. Перспективы возобновляемой энергетики Кемеровской области. Кемерово, 2008. 234 с.
2. Энергоэффективность региона. Место под солнцем. «Домовой эксперт». №10 (122).С.18-25.
3. Сливной В.Н., Маврушин В.М. Перспективы применения биогаза в Кузбассе. Природные и интеллектуальные ресурсы Сибири.Сибресурс2010. Материалы XIII Международной научно-практической конференции.- Кемерово,2010. 286 с.

#### **Перевод энергоблока 110 МВт с котлоагрегатом ТГМЕ-464 в блок повышенной эффективности**

*Пономарева Н.В.*

*Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А., г. Саратов, Россия*

На протяжении длительного периода в РФ наблюдалось отсутствие единой политики развития энергетики и снижение капиталовложений в отрасль, что не позволяет в настоящее время не только строить новые электростанции, но и проводить своевременную замену действующего энергооборудования. Поэтому особое внимание в нашей стране уделяется малозатратным технологиям, которые могут быть внедрены в кратчайшие сроки и могут обеспечить повышение эффективности энергоблоков. К ним относится технология повышения эффективности энергоблоков ТЭС путем утилизации теплоты уходящих из котла газов в системах регенерации турбин, которая в литературе получила название «блоков повышенной эффективности» - БПЭ [1]. Утилизация теплоты уходящих газов в системе регенерации энергоблоков ТЭС позволяет: во-первых - повысить КПД котла за счет снижения температуры уходящих газов и более полного использования теплоты топлива; во-вторых - получить дополнительную выработку электроэнергии (на тепловом потреблении для ТЭЦ) за счет увеличения пропуска пара вытесненных отборов турбины в конденсатор; в-третьих - вытеснить в энергосистеме (ЭС) пиковую резервную мощность за счет увеличения конденсационной выработки электроэнергии; в-четвертых - снизить экологическую нагрузку на регион функционирования за счет снижения расхода топлива.

Добиться повышения эффективности блока удастся путем размещения в тракте дымовых газов котла специального теплообменника для охлаждения дымовых газов частью потока питательной воды системы регенерации турбины. Таким теплообменником может являться турбинный экономайзер (ТУЭ), включенный в байпас регенерации турбины. Реализация этой идеи позволяет добиться увеличения мощности энергоблока до 8 % и снижения удельного расхода топлива на 0,5–2 %.

Реализация этого технического решения требует существенных капитальных затрат, так как возникает необходимость высвобождения пространства для установки ТУЭ в конвективной шахте котла, при этом необходимо сохранить тепловосприятие основного котлового экономайзера. Решить эти задачи можно только путем комплексной модернизации всей конвективной шахты котлоагрегата с применением интенсифицированных поверхностей нагрева. Такой подход может

быть оправдан в случае совпадения сроков штатной замены конвективных поверхностей нагрева и предлагаемой модернизации.

В настоящей статье предлагается наиболее простая схема реализации идеи БПЭ применительно к энергоблоку мощностью 110 МВт с котлоагрегатом ТГМЕ-464 и турбиной Т-110/120-130 Саратовской ТЭЦ-5, позволяющая получить аналогичный эффект с минимальными капитальными затратами на модернизацию блока.

Модернизация котла ТГМЕ-464 не затрагивает конвективную шахту и осуществляется путем установки турбинного экономайзера в воздуховоде котла на линии горячего воздуха. В результате подогрев воды осуществляется теплом воздуха, идущего на горение после регенеративного вращающегося воздухоподогревателя (РВП). Турбинный экономайзер изготавливается из труб с поперечным спирально-ленточным оребрением и имеет минимальные аэродинамические сопротивления, не приводящие к существенному возрастанию мощности дутьевого вентилятора.

Энергоблок «котел-турбина» может функционировать в обычном режиме, так как существует обводной воздуховод в обход ТУЭ, а может переходить на работу в режиме повышенной эффективности. Для этого производится байпасирование части основного потока питательной воды из системы регенеративного подогрева на участке перед ПВД. Нагрев байпасируемой части потока питательной воды происходит в ТУЭ за счет отбора тепла у дутьевого воздуха, нагретого за счет теплоты уходящих дымовых газов. После прохождения через ТУЭ байпасируемая часть потока подмешивается к основному потоку питательной воды и направляется на вход в основной котловой экономайзер. В этом случае расход пара из отборов турбины на обогрев ПВД уменьшается пропорционально уменьшению расхода питательной воды через ПВД, а высвободившийся пар направляется в конденсатор турбины, вырабатывая при этом дополнительную электрическую мощность. Таким образом, повышение мощности блока достигается без увеличения расхода пара на турбину, т.е. при неизменной паропроизводительности котла. Однако увеличение сброса пара в конденсатор ведет к некоторому снижению экономичности (КПД) турбины, тогда как снижение температуры уходящих дымовых газов повышает КПД котлоагрегата. Чем это повышение КПД котла больше снижения КПД турбинной установки, тем выше экономичность работы блока в целом при одновременном увеличении его электрической мощности. Поэтому важно выбрать оптимальный расход питательной воды в байпасной линии, который бы давал максимальное увеличение КПД блока при возрастании отпуска электроэнергии. Расход питательной воды в байпасной линии и место байпасирования в схеме регенерации турбины были приняты согласно результатов выполненных оптимизационных расчетов с учетом рекомендаций [2].

Размещение ТУЭ в воздуховоде котла неизбежно приведет к снижению температуры горячего воздуха, поступающего в горелки, что вызовет ухудшение процесса горения и увеличение расхода топлива на котел. Поэтому возникает задача подогрева воздуха в РВП до более высокой температуры за счет теплоты уходящих газов. Эту цель можно достичь путем интенсификации теплообмена и повышения тепловосприятости РВП за счет установки в нем интенсифицированной набивки.

В [3] предложен вариант набивки регенеративного воздухоподогревателя из чередующихся дистанционирующих гофрированных листов и заполняющих листов, выполненных с просечно-вытяжной перфорацией. Дистанционирующие листы тоже выполнены с просечно-вытяжной перфорацией. Особенность способа изготовления дистанционирующих листов теплообменной набивки состоит в том, что исходный лист до вырезки из него заготовок подвергают эспандированию по известной технологии. Площадь поверхности теплообмена и количество проходов для газов и воздуха увеличивается из-за наличия в набивочных листах перфорации. Это приводит к повышению интенсивности теплообмена. Набивка проста в изготовлении и может быть использована при модернизации котлоагрегата с минимальными затратами.

Таким образом, модернизация котлоагрегата будет включать замену набивки РВП и установку ТУЭ в воздуховоде. Такой объем работ может быть выполнен в сроки одного капитального ремонта с минимальными затратами.

Для определения технических и экономических показателей работы модернизированного энергоблока были выполнены расчеты тепловой схемы на характерных режимах работы турбоустановки с применением турбинного экономайзера, а также проведен поверочный тепловой расчет котлоагрегата ТГМЕ-464 с турбинным экономайзером, размещенным в воздуховоде котла, при использовании интенсифицированной набивки в РВП. Проведены аэродинамический и

гидравлический расчеты котла в новых условиях работы. Результаты расчета ТУЭ представлены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты конструкторского расчета ТУЭ

| Наименование                                                | Обозначение   | Единица измерения        | Значение |
|-------------------------------------------------------------|---------------|--------------------------|----------|
| 1                                                           | 2             | 3                        | 4        |
| Диаметр воздуховода                                         | $d_v$         | м                        | 4        |
| Длина воздуховода                                           | $b$           | м                        | 3        |
| Диаметр труб                                                | $d$           | мм                       | 32       |
| Толщина стенки труб                                         | $\delta$      | мм                       | 3        |
| Высота ребра                                                | $h_p$         | мм                       | 10       |
| Толщина ребра                                               | $\delta_p$    | мм                       | 1        |
| Шаг ребер                                                   | $S_p$         | мм                       | 5        |
| Поперечный шаг труб                                         | $S_1$         | мм                       | 116      |
| Продольный шаг труб                                         | $S_2$         | мм                       | 60       |
| Число труб в одном ряду                                     | $z_1$         | шт                       | 25       |
| Число труб по ходу воздуха                                  | $z_2$         | шт                       | 8        |
| Число петель                                                | $n_{ПЕТ}$     | шт                       | 2        |
| Длина неоребранных участков трубы                           | $L_{ГЛ}$      | м                        | 0,3      |
| Поверхность нагрева труб                                    | $H_{ТР}$      | м <sup>2</sup>           | 202,6    |
| Поверхность нагрева ребер                                   | $H_{РБ}$      | м <sup>2</sup>           | 571,4    |
| Расчетная поверхность нагрева                               | $H$           | м <sup>2</sup>           | 774      |
| Проходное сечение для воздуха                               | $f_{a\zeta}$  | м <sup>2</sup>           | 12,7     |
| Проходное сечение для питательной воды                      | $f_B$         | м <sup>2</sup>           | 0,066    |
| Температура питательной воды на входе                       | $t'_{ПВ}$     | °С                       | 166      |
| Температура питательной воды на выходе                      | $t''_{ПВ}$    | °С                       | 187      |
| Доля питательной воды, нагреваемой в турбинном экономайзере | $\alpha_{ПВ}$ | -                        | 0,3      |
| Расход питательной воды в турбинном экономайзере            | $D_{ЭК}$      | кг / с                   | 42,5     |
| Температура воздуха на входе                                | $\nu'$        | °С                       | 260      |
| Температура воздуха на выходе                               | $\nu''$       | °С                       | 226      |
| Коэффициент теплопередачи                                   | $K_{ЭК}$      | $\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$ | 90,1     |

В результате предлагаемой модернизации энергоблока будут достигнуты следующие показатели: КПД котла возрастет на 1,092 %, расход топлива увеличится на 0,013 м<sup>3</sup>/с, температура уходящих газов уменьшится со 129 до 108 °С, электрическая мощность блока увеличится на 0,83 МВт. Количество полезно использованной теплоты возрастет на 4,45 МВт при неизменном отпуске пара от котлоагрегата. Все это приведет к снижению себестоимости вырабатываемой тепловой энергии на 0,76 руб./ГДж и к снижению себестоимости вырабатываемой электрической энергии на 3 коп./кВт.ч. Срок окупаемости капиталовложений в модернизацию с момента пуска объекта в эксплуатацию составит 1 год 9 месяцев.

## Список литературы:

1. Энергетический блок повышенной эффективности: пат. 2160369 Рос. Федерация. № 99101363/06; заявл. 20.01.99; опубл. 10.12.2000, Бюл. № 24, - 3 с.
2. Медведев В.А. Липец А.У., Пономарева Н.В. Эффективность комплексной модернизации хвостовой части действующих пылеугольных котлов // Теплоэнергетика. 1999. - №8. - С. 43-47.
3. Теплообменная набивка и способ изготовления гофрированных дистанционирующих листов теплообменной набивки: пат. 2087825 Рос. Федерация. № 94011656/06; заявл. 05.04.94; опубл. 20.08.97, Бюл. № 17, - 2 с.

## Энергосбережение и безопасность при эксплуатации осветительных установок

Родионов Н. Н.

Филиал ФГБОУ ВПО Самарский государственный технический университет в г. Сызрани, Россия

Вопросы энергосбережения в области освещения всегда были популярны, на всех объектах, территориях, в помещениях, где присутствует человек, как правило, требуется освещение. В последние годы, 5 – 8 лет, в области разработки и создания источников оптического излучения и осветительных приборов произошли серьезные положительные изменения. Наибольший прогресс, как в разработке, так и производстве источников света (ИС) коснулся газоразрядных и индукционных ламп (ИЛ), светодиодных светильников (СДС), появились плазменные лампы (ПЛ).

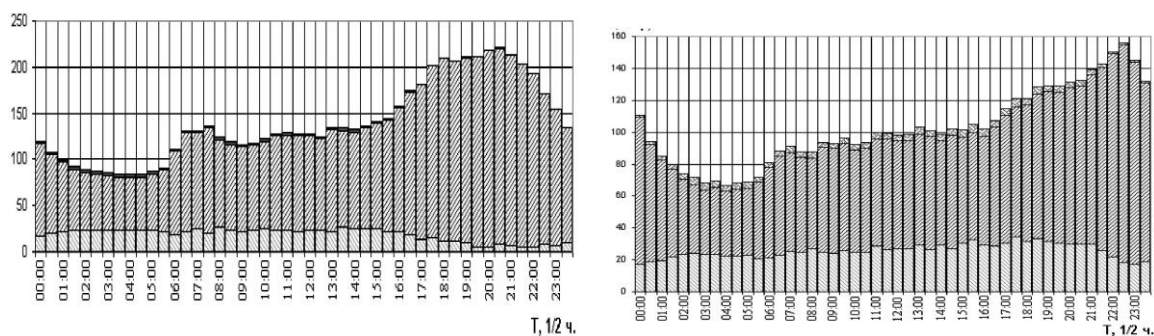
Названные ИС существенно эффективнее давно используемых ламп накаливания (ЛН), вопрос о замене которых весьма актуален. Первостепенным аргументом по срочной замене неэффективных ЛН служат заявления о значительно выросшем потреблении электроэнергии на освещение. В [1] отмечается, что жилой сектор в настоящее время потребляет около 30 % выработанной электроэнергии, в [2] указывается, что на освещение в мире, в 2005 году израсходовано 19 % от полного мирового энергопотребления, а по данным [3] потребление электроэнергии на освещение в России составляет 14 % от произведенного количества электроэнергии. Как можно видеть, данные различаются в два раза. Из приведенных цифр следует, вопросы расхода электроэнергии необходимо рассматривать применительно к конкретным потребителям и территориям, учитывая, что потребление электроэнергии в промышленной сфере нашей страны заметно снизилось, а доля городского потребления стала выше. Наиболее серьезные дискуссии вызывает применение компактных люминесцентных ламп (КЛЛ), использование светоизлучающих диодов.

Другой вопрос, характерный для электропотребления в жилом секторе, у населения появляется все больше энергоемких бытовых приборов, имеющих значительную мощность. Например, утюги, чайники, тостеры, соковыжималки, пылесосы, стиральные машины, кондиционеры, печи СВЧ имеют мощность от 1000 Вт и до 2500 Вт [4]. Следует отметить, что такие потребители, как холодильники, стиральные машины, морозильники, моечные машины, сушилки, а в зимний период и различные нагреватели, работают весьма продолжительное время (или с малыми интервалами). Компьютерная техника с периферийными устройствами имеет мощность до 200 -300 Вт, и в жилых зданиях работает до 5 – 6 часов в сутки, а в офисах и учреждениях до 8 – 10 – 12 часов; число этих устройств за последние годы возросло в тысячи и десятки тысяч раз. На этом фоне существенное увеличение мощности освещения (а освещаемые площади едва ли заметно увеличились) весьма проблематично. Подтверждением увеличения этой нагрузки служит перегорание нулевых проводников в жилых зданиях из-за несимметричного распределения однофазной нагрузки, которой является выше перечисленная техника; так же свидетельствует процесс снижения, в последние 1-3 года, мощности выпускаемых СВЧ печей с 1500 Вт до 800 Вт. Применение в бытовых приборах, особенно дорогостоящих, устройств защиты от перенапряжений, вплоть до напряжений 380 В – линейного, которое появляется в квартирных сетях при обрыве (перегорании) нулевого провода. По-видимому, снижение мощности бытовых электроприборов, вполне эффективное и разумное решение. Конечно, революционным шагом был переход от вакуумных электронных элементов к полупроводниковым, и волевых решений не потребовалось.

В рамках НИР по исследованию потерь в городских электрических сетях снимались суточные графики потребления электроэнергии, контролировались потребляемые мощности ТП.

На рисунке представлены графики потребляемых мощностей для одной из двенадцати исследованных подстанций. На рис. а представлен суточный график для ТП в декабре (самый короткий световой день); на рис. б представлен график для этой же ТП в июне (самый длинный

световой день). В микрорайоне отсутствовали промышленные предприятия, что характерно для «спального» городского микрорайона, высота зданий 9-16 этажей. На обоих графиках рост нагрузки начинается в 15<sup>30</sup>-16<sup>30</sup> часов, в зимний период, для средней полосы это время соответствует включению освещения, в летний период это не происходит. На летнем графике (рис. б) с 21<sup>00</sup>-22<sup>00</sup> наблюдается скачек увеличения нагрузки, что соответствует наступлению темного времени суток в летнее время и включению освещения. Максимальный прирост потребляемой мощности составляет  $\approx 12,0\%$ , а средний  $\approx 8,5\%$ . Расход электроэнергии на освещение в летнее время  $\approx 1,8\%$  ( $\approx 5$  час.); в зимнее время  $\approx 6,0\%$  ( $\approx 15$  час). В данном случае определенный расход электроэнергии не столь высок как указанный в [3]. Резюмируя рассмотренное выше, все повышение бытовой нагрузки, едва ли стоит списывать только на рост освещения.



а)

б)

Рис. Суточные графики нагрузки подстанции: а) зимой; б) летом

▨ - активная мощность; ▩ - реактивная мощность; ■ - полная мощность

Практически, не обсуждается использование современных линейных люминесцентных ламп (ЛЛ), в то время как за исключением России и стран СНГ, в области этих ИС сделаны значительные шаги. Следует отметить, что в административных, общественных и учебных зданиях, магазинах, банках и соответствующих производственных помещениях давно используются ЛЛ, а это весьма существенная часть электрического освещения. Эти лампы более экономичны, чем ЛН, но и в этом случае с энергопотреблением далеко не благополучно. В России, как правило, применяются ЛЛ серий Т12 (диаметр трубки 38 мм) и Т8 (диаметр трубки 26 мм), эти типы ламп из-за их энергетической неэффективности в Европе запрещены и в основном направляются на экспорт в Россию и страны СНГ [5]. Перспективными лампами являются ЛЛ серии Т5 (диаметр трубки 16 мм).

Основные достоинства серии Т5:

- срок службы, практически, в два раза больше, до 20000 часов;
- светотдача до 104 лм/Вт, вместо 75 лм/Вт у Т8;
- содержание ртути снижено с 30 до 3 мг;
- улучшение экологии, существенно меньший выброс в атмосферу CO<sub>2</sub>.

В западной Европе эти лампы составляют 30 % от применяемых в освещении люминесцентных ламп. Учитывая, что Т5 требуют применения специальных светильников, и суммарная стоимость ОУ будет примерно в два выше, чем с Т12 и Т8 применение ЛЛ серии Т5 снизит установленную мощность осветительных приборов на 20...30 %, сократит расход электроэнергии и отставание России в светотехнике.

Рассмотрим как обстоит ситуация с КЛЛ или, как называют их в торговой сфере, «энергосберегающими» хотя энергосберегающими будут все ИС по сравнению с ЛН. Впервые эти лампы были созданы двадцать лет назад фирмой «Philips», с цоколем Е27. В настоящее время выпускаются КЛЛ мощность от 5 до 105 Вт, со встроенной в цоколь электронной пускорегулирующей аппаратурой (ЭПРА). Основными достоинствами КЛЛ, по сравнению с ЛН, которые подлежат замене, являются: высокая светотдача и большой срок службы. На международном рынке КЛЛ представлены значительным количеством фирм и стран, однако, параметры ламп различаются мало. Световая отдача их, в зависимости от мощности, колеблется от 50 до 70 лм/Вт, срок службы – от 8000 до 15000 ч. Для того чтобы оценить преимущества КЛЛ перед ЛН, сравним основные характеристики. Светотдача у КЛЛ примерно в пять раз выше



(следовательно, потребление электроэнергии должно быть в 5 раз меньше); срок службы ЛН широкого применения составляет всего 1000 час.

Некоторые фирмы выпускают КЛЛ с внешней защитной колбой из ударопрочного стекла, что предотвращает попадание ртути в помещение при случайных разрушениях ламп. В огромных масштабах КЛЛ с ЭПРА производятся в КНР, Японии и США. В России объем производства таких ИС недостаточен (светоотдача 50 лм/Вт; срок службы 5000 час) и к полной замене ЛН эти производства не готовы по причине множества недостатков. Одно из главных препятствий замены электромагнитных ПРА (а соответственно ЛН на КЛЛ) на ЭПРА относительно высокая стоимость последних. Следует отметить, что в последние годы на российском рынке появилась, в значительном объеме, дешевая продукция из КНР. Эти аппараты строятся по упрощенной схеме – в них нет стабилизации светового потока при колебаниях напряжения сети, защиты от перегрева, перегрузок, коротких замыканий, однако для большинства непромышленных зданий они применимы. Поэтому все «дешевые» КЛЛ в Западной Европе подвергаться стопроцентному входному контролю [6].

Ряд недостатков КЛЛ препятствует полной замене ЛН [5]. Поскольку энергосбережение с помощью КЛЛ – один из наиболее простых и дешевых способов, подлежащих исполнению в жилом секторе, опрос, проведенный в Турции, представляет определенный интерес [7]. Из числа лиц использующих КЛЛ, 69 % были в принципе удовлетворены, а 30 % не удовлетворены, т.к. реальный срок эксплуатации КЛЛ заметно ниже «каталожного», размеры КЛЛ не соответствуют размерам, при их установки в светильники для ЛН, стоимость КЛЛ высока. Часто встречающимся фактором, приводящим в выходу из строя КЛЛ, является перегорание электродов, особенно в отечественных КЛЛ. Другой технически признанный факт, обозначенный в документах, это установление регламентируемых параметров газоразрядных ламп в течение первых 100-200 часов работы, как правило, это снижение светотехнических характеристик. Еще один скрытый от неспециалистов фактор, снижение светового потока на 30-50 % от номинального в течение срока службы люминесцентных ламп, причем 30 % допускается по нормативным документам. Процесс этот мало заметен, особенно в начале эксплуатации, затем вам придется напрягать зрение, которое будет ухудшаться, следовательно, рекомендуемое при замене ламп соотношение мощностей ЛН и КЛЛ, как 5:1 заранее неприемлемо, лучше хотя бы 4:1, ещё рациональнее 3:1.

Рассматривая перспективы применения КЛЛ, отмечается, что высокочастотные ЭПРА вредно влияют на питающую сеть и подключаемые к ней устройства. Наиболее важным фактором являются гармонические искажения потребляемого из сети тока. У однофазных потребителей значительны уровни 3-х гармоник, которые складываются в нулевом проводе трехфазной сети и вызывают дополнительный нагрев, поэтому нулевой провод должен быть не тоньше фазных. В первую очередь это касается КЛЛ, поскольку их фильтры рассчитаны на малые мощности [8].

Несмотря на эффективность КЛЛ, оценим состояние с ЛН. Например, кварцевые галогенные лампы накаливания (ГЛН) исключительно компактны: так лампа мощностью 2 кВт имеет диаметр 10,5 мм и длину 335 мм. Световая отдача составляет 22 лм/Вт, срок службы 2500 – 3000 ч. Согласно [8] возможности ГЛН далеко не исчерпаны. Фирма Radium (Германия) представляла низковольтные ГЛН (12 В). Лампы имеют увеличенный световой поток: 25 Вт – 500 лм, 50 Вт – 1250 лм, 65 Вт – 1700 лм. Напряжение питания равное 12 В, делает их абсолютно электробезопасными. Новый вид ГЛН представила фирма Philips, ЭПРА этих ламп, как и у КЛЛ, интегрирована в цоколь, лампы имеют шарообразную матированную колбу (20 и 40 Вт) и цоколь E27. По сравнению с аналогичными по мощности ЛН, лампы ГЛН экономят до 50 % энергии и имеют в 3 раза больший срок службы. Также в [5] сообщается о ЛН в которых для нити накала применен карбид тантала (TaC), как наиболее тугоплавкий, по сравнению с вольфрамом. На основе TaC, предполагается получить ЛН со светоотдачей до 65 лм/Вт и сроком службы до 3500 час.

Ряд стран: Великобритания, Австралия, страны ЕС поддерживали переход к КЛЛ в жилом секторе к концу 2009 г. При этом производители ламп (для которых выпускать КЛЛ намного прибыльнее, чем ЛН) интенсивно лоббировали ускорение процесса [9], хотя ряд стран и фирм, определяют более реальные сроки, например, 10 лет. Более стремительная ликвидация ЛН абсолютно не реалистична, т.к. создаёт технологический вакуум, враждебную реакцию потребителей, ликвидацию рабочих мест, что крайне неблагоприятно ни населению, ни промышленности, ни окружающей среде.

Несмотря на то что при замене ЛН планируется уменьшить выбросы CO<sub>2</sub>, остается чрезвычайно важная проблема – утилизация содержащих ртуть КЛЛ. Один из реальных путей устранения «ртутной опасности» это введение ртути в ЛЛ в виде амальгамы [10]. Вопрос утилизации ртутных отходов для России носит принципиально важный характер. Кто-либо видел,

чтобы использованное электронное оборудование утилизировались в соответствии с законодательство? Все эти предметы выбрасываются с общим мусором. В сентябре 2014 года Россия подписала международную Минаматскую конференцию по запрету ртути в быту. С 2020 года предусматривается поэтапный отказ от этого токсичного вещества. Можно предложить, чтобы организации, реализующие «ртутосодержащее» оборудование, на видном месте афишировали адреса предприятий его утилизирующее; может быть, следует внести залоговую стоимость в цену КЛЛ.

На протяжении почти двадцати лет [11] принятые в США программы поощряли продажу и установку КЛЛ. Около 80 % владельцев КЛЛ довольны использованием данных ламп. В 30 % домовладений США нет КЛЛ, в 70 %, имеется хотя бы одна, 64 % всех домовладений имеют 5 или меньше КЛЛ. Существующие в настоящее время в США программы энергосбережений, не ставят вне закона наличие ЛН, просто вводятся новые требования по эффективности их применения. В США введена сертификация КЛЛ по программе «ЭЗ для КЛЛ» - энергетическая звезда – лампы высшей категории качества. При существующем объеме продаж, заполнение рынка КЛЛ в США можно ожидать к 2018 г. (т. е. почти через 25 лет после их появления на рынке). Причины: существенно большая стоимость КЛЛ, по сравнению со стоимостью ЛН, беспокойство потребителей по количеству отказов, в то время как долговечность является одним из основных рекламируемых качеств. Резюмируя выводы [11] следует: деятельность производителей должна нацеливаться на качество и надежность выпускаемых КЛЛ.

Наряду с занявшими определенную нишу люминесцентными лампами, выше указывалось на появившиеся в последние годы перспективные индукционные и плазменные лампы. Выпускаемые в настоящее время индукционные лампы в основном подходят для больших производственных помещений и открытых пространств. Исчерпывающие технические характеристики этих ИС труднодоступны, что затрудняет реальную оценку их эффективности, практически нет данных по их эксплуатации; в то же время эти лампы заслуживают пристального внимания. Плазменные ИС еще только появляются на нашем рынке, и делать выводы об их эффективности преждевременно.

В результате стремительного роста технологий, ИС на светодиодах (СД) за последние годы прошли путь от индикаторных устройств до осветительных приборов. Конечно, настоящая их стоимость велика, но световая отдача белых СД составляет около 50 лм/Вт. В Австрии выпущены СД со световой отдачей до 90 лм/Вт, сообщается о световой отдаче в размере 150 лм/Вт; срок службы этих ИС до 100 000 час. Это, по-видимому, самый представительный и рекламируемый класс ИС. Многообразие типов и разновидностей СДС вызывает затруднения при их выборе, учитывая информация предоставляемая поставщиками и менеджерами не всегда исчерпывающа и достоверна. Экономическая выгода от замены ЛН на современные светодиоды очевидна, отсутствие ртути в СДС по сравнению с газоразрядными лампами является чрезвычайно важным аргументом. Однако светодиод остается полупроводниковым прибором, требующим интенсивного охлаждения при отдаче энергии, в данном случае светового потока. Это является не маловажной проблемой, особенно в закрытых светильниках, повышение температуры приводит к ускоренной деградации полупроводникового кристалла, которую никто не отменял. Рекламируемый срок службы в 50-100 тыс. часов будет маловероятным, при повышенных температурах; у дешевых СДС, яркость падает уже в первые месяцы работы. Информация о «времени жизни» СДС в различных условиях эксплуатации практически отсутствует, естественно, что достоверные исследования в этой области дороги. Необходимость применения электронных устройств, для питания СДС повышает их стоимость и вероятность отказов. Многие исследователи склоняются к тому, что качественные КЛЛ – вполне реальная альтернатива для жилых помещений.

Порой абсурдной становится проблема модернизации. Высшее руководство строго спрашивает о мерах по энергосбережению и силовыми методами требует установки светодиодных ламп, и лишь информация о стоимости надежных СДС и реальных сроках окупаемости заставляет чиновников быть осторожными. Следует отметить, что в сферах декоративного освещения со светодиодным освещением (особенно цветовым) конкурировать проблематично.

Не следует забывать лампы ДНАТ, световая отдача этих ИС в полтора раза выше, чем у СД. Человеческий глаз более чувствителен к светло-оранжевому излучению ДНАТ и в отраженном свете весь освещаемый объем представляется прозрачным, в отличие от условно белого отраженного света СДС. Можно отметить, что отказ от ламп ДНАТ при освещении открытых пространств в настоящее время безоснователен.

Важным является то, что СД сами по себе направленные ИС (угол излучения не более 120 градусов) и создание из них ламп с рассеивающим световым потоком (а порой и малыми

габаритами) приводит к большим затратам. В связи с этим светильники направленного света на СДС гораздо эффективнее. По вышеуказанным причинам методы расчета ОУ на СДС требуют иного подхода, чем на ЛН, ЛЛ и газоразрядных лампах. Преследуя энергосберегающие проблемы, не следует забывать, о том, что ОУ предназначены в первую очередь для создания достаточного и качественного освещения, в первую очередь технологических процессов и деятельности людей связанной со зрительной работой. Создание качественных ОУ требует привлечения специалистов-светотехников способных правильно решать проблемы освещения. В качестве примера можно привести следующую разработку ОУ. Направленные СДС были установлены в замкнутом помещении, но не на потолке, т.к. в этом случае создается большая неоднородность освещения на рабочих поверхностях (внизу), а на четырех стенах. Линейные СДС устанавливались на стенах вертикально, на высоте примерно 2/3 от пола. Световые потоки с противоположных стен направлялись встречно-параллельно. Объем помещения пересекался четырьмя направленными световыми потоками, и всё пространство было заполнено светом при равномерном объёмном его распределении. Неравномерность освещения от направленных ИС в помещении отсутствовала.

Резюмируя изложенный материал можно заключить:

1. Не следует безосновательно повышать мощность электробытовых устройств;
2. Целесообразно проводить работы по замене слаботочных сетей жилых помещений, возможно и с использованием меди;
3. Необходимо существенно повысить качество и надежность КЛЛ для обоснованной замены ЛН;
4. Используя опыт развитых зарубежных стран, следует стимулировать разработки в области современных люминесцентных и светодиодных источников света;
5. При разработке осветительных установок, необходимо привлекать квалифицированных специалистов, обладающих достаточной технической информацией, как в светотехнической, так и электротехнической области.

#### Список литературы:

1. Айзенберг Ю.Б. Энергосбережение – одна из важнейших проблем современной светотехники // Светотехника. 2007. № 6. С. 6 – 10.
2. Тетри Э., Халонен Л. Тенденции развития энергоэффективного освещения // Светотехника. 2007. № 6. С. 51 – 52.
3. Ковалев В.Д., Макаревич Л.В. Перспективные разработки высоковольтного электротехнического оборудования //ЭЛЕКТРО. 2010. № 1. С. 2 – 8.
4. Пупин В.М., Саков В.В. О необходимости корректировать методики расчета электрических нагрузок жилых зданий // Электрика. 2004. № 9. С. 38-42.
5. Шеховцов В.П. Осветительные установки промышленных и гражданских объектов. М.: ФОРУМ, 2009.
6. Варфоломеев Л.П. Применение достижений электроники в современной светотехнике // Светотехника. 2007. № 3. С. 4 – 11.
7. Гюлер Е., Еркин Е., Онайгил С. Использование компактных люминесцентных ламп с учетом мнения потребителей//Светотехника. 2008. № 3.С.40-43.
8. Исключительное становится привычным! Источники света на международной выставке «light + building–2006»//Светотехника. 2006. № 6.С. 75-79.
9. Прощаться с лампами накаливания следует дольше (реферат) // Светотехника. 2007. № 5. С. 68 – 69.
10. Горбунов А.А., Касарев Е.А., Федоренко А.С. О повышении экологичности производства и применения люминесцентных ламп // Светотехника. 2009. № 6. С.17. – 20.
11. Гранда К. Компактные люминесцентные лампы в США – обзор рынка и технического уровня // Светотехника. 2009. № 6. С. 49 – 58.

#### Оценка энергозатрат на создание, техническое обслуживание и ремонт проходческих комбайнов

*Садридинов А.Б., Пичуев А.В.*

*Национальный исследовательский технологический университет МИСиС, г. Москва, Россия*

В процессе энергетической оценки технологии ведения горнопроходческих работ ставятся задачи оптимизации режимов энергопотребления и обоснования выбора наиболее энергоэффективных машин, позволяющих при заданных горно-геологических условиях добиться максимальной производительности при минимальных затратах энергии.

Затраты энергии на создание, техническое обслуживание и ремонт проходческих комбайнов (ПК) с исполнительным органом избирательного действия зависят от их технических параметров и эксплуатационных характеристик. Величина этих энергетических затрат  $\omega_m$  определится по формуле:

$$\omega_m = \frac{c_m A_m m_m}{100 T_m Q_{эк}},$$

где  $A_m$  – энергоемкость единицы массы машины (механизма, установки), МДж/кг;  $m_m$  – масса машины (механизма, установки), кг;  $c_m$  – норма амортизационных отчислений на ремонт и техническое обслуживание, %;  $T_m$  – годовая загрузка рабочей машины (механизма, установки), ч.;  $Q_{эк}$  – часовая эксплуатационная производительность комбайна, м<sup>3</sup>/ч.

Расчет энергозатрат принимается по существующим нормативам отчислений средств от общей энергоемкости изготовления машин [1]. Нормы амортизационных отчислений установлены по группам и видам основных фондов [2].

Таблица 1. Энергозатраты на создание, техническое обслуживание и ремонт проходческих комбайнов

| Модель<br>(модификация) | $m_m$ , Т | $Q_{эк}$ , м <sup>3</sup> /ч |      | $\omega_m$ , МДж/м <sup>3</sup> |       |
|-------------------------|-----------|------------------------------|------|---------------------------------|-------|
|                         |           | max                          | min  | min                             | max   |
| 1ГПКС-00                | 26        | 85,2                         | 15,6 | 1,34                            | 7,31  |
| 1ГПКС-02                | 27        | 85,2                         | 15,6 | 1,39                            | 7,59  |
| 1ГПКС-03                | 28        | 26,4                         | 6    | 4,65                            | 20,47 |
| КП21-01                 | 46        | 120                          | 18   | 1,6                             | 11,2  |
| КП200 (01)              | 75        | 108                          | 19,2 | 3,04                            | 17,12 |
| КП200Т (01)             | 75        | 108                          | 19,2 | 3,04                            | 25,57 |
| КПЮ-50                  | 105       | 108                          | 18   | 4,26                            | 25,57 |
| КПА                     | 75        | 78                           | -    | 4,21                            | -     |
| П110-01                 | 53        | 102                          | 18   | 2,28                            | 12,9  |
| ПП110-04                | 51        | 180                          | 18   | 1,24                            | 12,4  |
| ПП110-01М               | 51        | 180                          | 18   | 1,24                            | 12,4  |
| КСП-22                  | 30        | 85,2                         | -    | 1,54                            | -     |
| КСП-22МГ                | 17,5      | 105                          | -    | 0,73                            | -     |
| КСП-35                  | 52        | 108                          | 18   | 2,11                            | 12,66 |
| КСП-42                  | 75        | 30                           | 12   | 10,9                            | 27,4  |
| 4ПП-2М                  | 45        | 28,2                         | 15,6 | 7                               | 12,6  |
| 4ПП-5                   | 75        | 60                           | -    | 5,48                            |       |
| П160                    | 50        | 25,2                         | -    | 8,7                             | -     |

Для установления зависимости между энергозатратами, часовой эксплуатационной производительностью ПК и его массой заданы базовые условия: энергетический эквивалент для ПК принят равным  $A_m=144$  МДж/кг [3], норма амортизационных отчислений на техническое обслуживание и ремонт ПК  $c_m=20\%$  [2], годовое время работы ПК с учетом продолжительности и количества рабочих смен сутки и количества рабочих дней в году составляет  $T_m=6570$  ч. Эксплуатационная производительность ПК определится по формуле  $Q_{эк} = Q_m k_{эк}$ , где  $Q_m$  – техническая производительность,  $k_{эк}$  – коэффициент непрерывности работы, учитывающий виды простоев при работе комбайна [4].

Используя технические и эксплуатационные характеристики ПК, приведенные в [5] получены данные по энергозатратам на создание, ремонт и техническое обслуживание ПК, производимых в СНГ, которые приведены в табл.1.

В результате анализа получено уравнение регрессии  $\omega_m = 7,046 + 0,141 \times m_m - 0,11 \times Q_{эк}$ , в соответствии с которым установлена корреляционная связь между энергозатратами, техническими параметрами и эксплуатационными характеристиками проходческих комбайнов.

Результаты расчетов приведены в табл.2

Таблица 2. Параметры корреляции и уравнения регрессии

| Параметр                                                            | Обозначение            | Значение |
|---------------------------------------------------------------------|------------------------|----------|
| Совокупный коэффициент множественной корреляции                     | $R_{\omega m Q}$       | 0,79     |
| Частные коэффициенты корреляции                                     | $R_{\omega m}$         | 0,41     |
|                                                                     | $R_{\omega Q}$         | -0,65    |
|                                                                     | $R_{m Q}$              | 0,04     |
| Частные коэффициенты корреляции при элиминировании признак-факторов | $R_{\omega m \cdot Q}$ | 0,59     |
|                                                                     | $R_{\omega Q \cdot m}$ | -0,74    |
| Среднеквадратические отклонения                                     | $\sigma_{\omega}$      | 7,3      |
|                                                                     | $\sigma_m$             | 23,8     |
|                                                                     | $\sigma_Q$             | 44,59    |
| Коэффициенты уравнения регрессии                                    | $b_0$                  | 7,046    |
|                                                                     | $b_1$                  | 0,141    |
|                                                                     | $b_2$                  | 0,11     |

На рис.1. приведен график зависимости  $\omega_m = f(m_m, Q_m)$  для дискретных значений массы горнопроходческих комбайнов при изменении часовой эксплуатационной производительности в диапазоне 5-150 м<sup>3</sup>/ч.

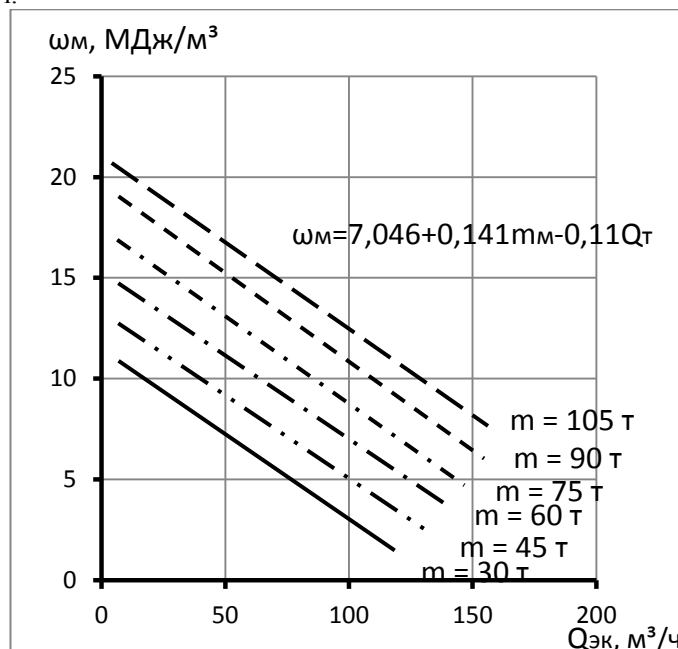


Рис.2 Регрессионные зависимости энергозатрат на создание, техническое обслуживание и ремонт проходческих машин

Анализ энергозатрат на создание, техническое обслуживание и ремонт ПК позволил сделать следующие выводы.

1. Снижение энергозатрат  $\omega_m$  может быть достигнуто за счет увеличения продолжительности работы машин в период ведения проходческих работ за время строительства объекта. При сокращении простоев оборудования, обусловленными нарушениями технологического процесса или авариями, несвоевременной подачей транспортных средств доставки породы коэффициент непрерывности работы  $k$ , будет повышаться и затраты энергии снижаться до расчетных базовых величин.
2. Увеличение срока эксплуатации ПК в период годового цикла также приводит к снижению совокупных затрат энергии за счет максимального использования амортизационного фонда. В расчетах энергозатрат за базовый период эксплуатации рекомендуется принимать  $T_m = 8760 \text{ ч}$ .
3. Энергозатраты  $\omega_m$  в значительной степени определяются производительностью проходческой машины, которая в свою очередь зависит от крепости проходимых пород и усилий

резания, развиваемых исполнительным органом ПК. В этом случае подбор оптимального режима резания также оказывает влияние на энергозатраты, связанные техническим обслуживанием и ремонтом, степенью износа и ремонтпригодности ПК.

4. Данный вид энергозатрат  $\omega_m$  необходимо учитывать в общем энергобалансе, т.к. его величины сопоставимы с затратами электроэнергии непосредственно на выемку породы проходческими комбайнами, которые в пересчете из кВт×ч составляют 1,8 – 46,8 МДж/м³ [6].

#### Список литературы:

1. Колпачков В.И., Ящура А.И. Производственная эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт энергетического оборудования. Справочник. – М.: ЗАО «Энергосервис», 1999.
2. <http://zakon.kuban.ru/private4/enao1072.htm>
3. ГОСТ Р 51387-99. Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. Основные положения.
4. Гетопанов В.Н., Гудилин Н.С., Чугреев Л.И. Горные и транспортные машины и комплексы. – М.: Недра, 1991, 304 с.
5. Горная техника. Каталог-справочник. – СПб.: выпуск №1, 2012 г., с. 40–43.
6. Пичуев А.В., Садридинов А.Б. Энергетические характеристики проходческих комбайнов с исполнительными органами избирательного действия // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2013. – №9. – с.348 – 350.

#### Сопоставление эффективности использования топливно-энергетических ресурсов в Алматинской и Томской областях

Смагулов Ч.Н.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время широко распространена практика сравнения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов в разных странах, континентах, регионах [1,2] Сравнения производится преимущественно по энергоемкости валового внутреннего продукта. Несмотря на условность самого показателя пусть даже выраженного в долларах США по паритету покупательной способности (ППС), сравнение эффективности использования ТЭР стран, находящихся в существенно различающихся климатических и географических условиях представляется спорным. В таблице 1 представлены данные по энергоемкости валового внутреннего продукта некоторых стран.

**Таблица 1.** Энергоемкость валового внутреннего продукта крупнейших потребителей энергии в 2005г.

| Страна               | Энергопотребление, Млн.ТНЭ | Энергоемкость ВВП, кгНЭ/ВВП |
|----------------------|----------------------------|-----------------------------|
| США                  | 2340                       | 0,19                        |
| Китай                | 1717                       | 0,20                        |
| Российская федерация | 647                        | 0,42                        |
| Индия                | 537                        | 0,14                        |
| Япония               | 530                        | 0,14                        |
| Германия             | 345                        | 0,14                        |
| Франция              | 276                        | 0,14                        |
| Канада               | 272                        | 0,25                        |
| Великобритания       | 234                        | 0,12                        |
| Корея                | 214                        | 0,20                        |

Совсем по иному выглядит распределение стран по энергоемкости на душу населения или на единицу занимаемой площади

Это дает основания сомневаться в правомерности оценки энергетической эффективности по величине энергоемкости валового внутреннего продукта, несмотря на то, что Всемирный Банк и ООН используют именно этот показатель для межгосударственных сопоставлений. Видимо здесь в большой степени проявляются флуктуации валового продукта, чем изменения энергопотребления.

Таблица 2. Удельное энергопотребление на душу населения и на единицу территории

| Страна               | Энергопотребление на душу населения, кгНЭ/чел. | Энергоемкость территории кгНЭ/км <sup>2</sup> |
|----------------------|------------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| США                  | 0,0085                                         | 0,2499                                        |
| КНР                  | 0,0013                                         | 0,1789                                        |
| Российская федерация | 0,0045                                         | 0,0378                                        |
| Индия                | 0,0004                                         | 0,1633                                        |
| Япония               | 0,0041                                         | 1,4027                                        |
| Германия             | 0,0042                                         | 0,9663                                        |
| Франция              | 0,0045                                         | 0,5045                                        |
| Канада               | 0,0082                                         | 0,0272                                        |
| Великобритания       | 0,0039                                         | 0,9558                                        |
| Корея                | 0,0044                                         | 2,1730                                        |

Целью настоящей работы является сопоставление показателей топливно-энергетических балансов Алматинской области Казахстана и Томской области Российской Федерации для выявления наиболее объективного критерия для сравнения, обеспечивающего:

- Полноту оценки
- Достоверность и объективность
- Допустимую погрешность оценки

Для проверки предназначается использовать следующие показатели:

- Энергопотребление на душу населения
- Энергопотребление на единицу добавленной стоимости
- Энергоемкость единицы бюджетного заказа
- Энергоемкость основных фондов
- Энергоемкость единицы затраты
- Энергоемкость единицы заказа
- Универсальный показатель энергоэффективности
- Статистические показатели топливно-энергетического баланса:
  - \* Доля производства ТЭР на собственных источниках
  - \* Доля потерь
  - \* Небаланс
  - \* Потенциал энергосбережения
  - \* Доля коммунального и промышленного энергопотребления

Задачи, решаемые в процессе (по заданию)

- Разработать модель годового ТЭ баланса региона
- Вычислить элементы баланса в соответствии с расчетными выражениями поиска, обработки, проверки и прогноза элементов
- Вычислить показатели энергоэффективности элементов баланса (Алматинской и Томской областей) и сравнить по критериям
- Вычислить статистические показатели ТЭБ и сравнить по критериям[3]
- Осуществить выбор наиболее подходящих показателей

**Таблица 3. Сводный топливно-энергетический баланс Томской области, 2011 г.**  
(тыс. т.у.т.)

| №<br>п/п | Строка баланса                                 | Топливо-энергетические ресурсы |      |       |       |       |       |       |               |        |
|----------|------------------------------------------------|--------------------------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|---------------|--------|
|          |                                                | ЭЭ                             | ТЭ   | Уголь | Газ   | НП    | Нефть | Дрова | Прочие<br>ТЭР | Всего  |
| 1        | Производство, добыча                           | 1597,3                         | 1810 | 0     | 5213  | 410,  | 17181 | 598,0 | 2015,4        | 28825  |
| 2        | Отправлено на сторону                          | 46,3                           | 0    | 0     | 0     | 273   | 17078 | 0     | 0             | 2027,8 |
| 3        | Получено со стороны                            | 1266,9                         | 0    | 670,5 | 0     | 765   | 0     | 0     | 0             | 2702,4 |
| 4        | Остаток на складе с прошлого отчетного периода | 0                              | 0    | 272,4 | 15,52 | 103,4 | 8,6   | 9     | 0             | 408,92 |
|          | Произведено на электростанциях                 | 1597,3                         | 1129 | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0             | 2762,3 |
| 6        | в т.ч. Томский филиал ОАО ТГК-11               | 1597,3                         | 1129 | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0             | 2762,3 |
| 7        | ГРЭС-2                                         | 1597,3                         | 658  | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0             | 2255,9 |
| 8        | ТЭЦ-3                                          | 0                              | 470  | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0             | 470,4  |
| 9        | ДЭС и прочие                                   | 0                              | 0    | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0             | 0      |
| 10       | Отопительные котельные всего                   | 0                              | 624  | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0             | 624    |
| 11       | Располагаемые ресурсы                          | 2910,5                         | 1810 | 942,9 | 5228  | 1038  | 111,6 | 607,1 | 2015,4        | 14665  |
| 12       | Собственные нужды                              | 88                             | 0    | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0             | 88     |
| 13       | Отпуск в сеть                                  | 2822,5                         | 1810 | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0             | 4633,4 |
| 14       | Потери в сети                                  | 310                            | 283  | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0             | 593    |
| 15       | Отпущено потребителям                          | 2511,3                         | 1526 | 942,9 | 5229  | 1038  | 111,6 | 607,1 | 2015,4        | 13982  |
| 16       | Электростанции всего                           | 0                              | 0    | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0             | 0      |
| 17       | в т.ч. Томский филиал ОАО ТГК-11               | 0                              | 0    | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0             | 0      |
| 18       | ГРЭС-2                                         | 0                              | 0    | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0             | 0      |
| 19       | ТЭЦ-3                                          | 0                              | 0    | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0             | 0      |
| 20       | ДЭС и прочие                                   | 0                              | 0    | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 2015,4        | 2032   |
| 21       | Отопительные котельные всего                   | 0                              | 0    | 1027  | 1595  | 119   | 32    | 9     | 0             | 2783   |
| 22       | Конечное потребление                           | 2511,3                         | 1767 | -84,5 | 3633  | 919   | 79,6  | 598,1 | 0             | 9424,6 |
| 3        | Промышленность всего                           | 1622,2                         | 500  | 1041  | 2313  | 159   | 39    | 11    | 0             | 5686   |
| 24       | Строительство                                  | 12,5                           | 17,8 | 10,1  | 1,71  | 0     | 1,2   | 0     | 0             | 43,31  |
| 25       | Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство   | 44,02                          | 46,5 | 276,2 | 161   | 41,3  | 19,5  | 8     | 0             | 596,2  |
| 26       | Транспорт и связь                              | 182,43                         | 47,5 | 6     | 26,2  | 0     | 2     | 0     | 0             | 264,1  |
| 27       | Прочие виды деятельности                       | 102,2                          | 168  | 12    | 17,4  | 27,1  | 2,2   | 5     | 0             | 334,4  |
| 28       | Население                                      | 333                            | 856  | 1,43  | 17,4  | 107   | 0     | 535,4 | 0             | 1850,2 |
| 29       | Фактическое потребление по ВЭД и населением    | 2296,4                         | 1636 | 1347  | 2536  | 334   | 63,9  | 559,4 | 0             | 8774,3 |
| 30       | Статистическое расхождение                     | 214,9                          | 131  | -1431 | 1096  | 585   | 15,7  | 38,68 | 0             | 650,24 |



**Таблица 4.** Сводный топливно-энергетический баланс Алматинской области, 2011 г.  
(тыс. т.у.т.)

| №<br>п/п | Строка баланса                                       | Топливо-энергетические ресурсы |      |       |      |     |       |       |               |        |
|----------|------------------------------------------------------|--------------------------------|------|-------|------|-----|-------|-------|---------------|--------|
|          |                                                      | ЭЭ                             | ТЭ   | Уголь | Газ  | НП  | Нефть | Дрова | Прочие<br>ТЭР | Всего  |
| 1        | Производство,<br>добыча                              | 1740                           | 989  | 0     | 0    | 0   | 0     | 598   | 5015          | 8342   |
| 2        | Отправлено на<br>сторону                             | 0                              | 0    | 0     | 0    | 0   | 0     | 0     | 0             | 0      |
| 3        | Получено со<br>стороны                               | 0                              | 0    | 630   | 1400 | 98  | 0     | 0     | 0             | 0      |
| 4        | Остаток на складе<br>с прошлого<br>отчетного периода | 0                              | 0    | 0     | 0    | 0   | 0     | 9     | 0             | 2128   |
|          | Произведено на<br>электростанциях                    | 1740                           | 989  | 0     | 0    | 0   | 0     | 0     | 0             | 9      |
| 6        | ТЭЦ-1                                                | 1413                           | 0    | 0     | 0    | 0   | 0     | 0     | 0             | 2729   |
| 7        | ТЭЦ-2                                                | 696                            | 0    | 0     | 0    | 0   | 0     | 0     | 0             | 0      |
| 8        | ТЭЦ-3                                                | 255                            | 161  | 0     | 0    | 0   | 0     | 0     | 0             | 1413   |
| 9        | ТЭС                                                  | 0                              | 0    | 0     | 0    | 0   | 0     | 0     | 0             | 0      |
| 10       | ЗТК                                                  | 0                              | 160  | 0     | 0    | 0   | 0     | 0     | 0             | 696    |
| 11       | Капчагайская ГЭС                                     | 343                            | 0    | 0     | 0    | 0   | 0     | 0     | 0             | 416    |
| 12       | Каскад ГЭС                                           | 691                            | 0    | 0     | 0    | 0   | 0     | 0     | 0             | 0      |
| 13       | ГЭС                                                  | 409                            | 0    | 0     | 0    | 0   | 0     | 0     | 0             | 0      |
| 14       | Отопительные<br>котельные всего                      | 0                              | 160  | 0     | 0    | 0   | 0     | 0     | 0             | 160    |
| 15       | Отпуск в сеть                                        | 1700                           | 950  | 0     | 0    | 0   | 0     | 0     | 0             | 343    |
| 16       | Потери в сети                                        | 10                             | 9    | 0     | 0    | 0   | 0     | 0     | 0             | 691    |
| 17       | Отпущено<br>потребителям                             | 1700                           | 950  | 0     | 0    | 0   | 0     | 607   | 2015,4        | 409    |
| 18       | Электростанции<br>всего                              | 0                              | 0    | 0     | 0    | 0   | 0     | 0     | 0             | 160    |
| 19       | ТЭЦ-1                                                | 0                              | 0    | 0     | 0    | 0   | 0     | 0     | 0             | 2650   |
| 20       | ТЭЦ-2                                                | 0                              | 0    | 0     | 0    | 0   | 0     | 0     | 0             | 19     |
| 21       | ТЭЦ-3                                                | 0                              | 0    | 0     | 0    | 0   | 0     | 0     | 0             | 5272,4 |
| 22       | ДЭС и прочие                                         | 0                              | 0    | 0     | 0    | 0   | 0     | 0     | 2015          | 0      |
| 23       | Отопительные<br>котельные всего                      | 0                              | 0    | 0     | 0    | 0   | 0     | 9     | 0             | 0      |
| 24       | Конечное<br>потребление                              | 1730                           | 980  | 0     | 0    | 0   | 0     | 598   | 5015          | 0      |
| 25       | Промышленность<br>всего                              | 832                            | 486  | 230   | 223  | 15  | 36    | 11    | 0             | 0      |
| 26       | Строительство                                        | 13,1                           | 15,6 | 9,8   | 2    | 0   | 0,9   | 0     | 0             | 2015   |
| 27       | Сельское<br>хозяйство, охота и<br>лесное хозяйство   | 56                             | 36,4 | 197,5 | 149  | 38  | 15,6  | 9     | 0             | 9      |
| 28       | Транспорт и связь                                    | 256                            | 53   | 15    | 26,2 | 0   | 5     | 0     | 0             | 8323   |
| 29       | Прочие виды<br>деятельности                          | 156                            | 146  | 11    | 15,3 | 19  | 2,2   | 5     | 0             | 1833   |
| 30       | Население                                            | 430                            | 952  | 3,45  | 20,5 | 180 | 0     | 450   | 0             | 41,4   |
| 31       | Фактическое<br>потребление по<br>ВЭД и населением    | 1700                           | 890  | 600   | 1200 | 90  | 0     | 520   | 0             | 501,5  |
| 32       | Статистическое<br>расхождение                        | 100                            | 80   | 20    | 60   | 190 | 9,8   | 40    | 0             | 355,2  |

**Заключение.**

Изучение некоторых вопросов теории и практики разработки энергетических балансов, обобщение опыта соответствующих исследований позволяют сформулировать следующие краткие выводы.

1. Топливо-энергетическое хозяйство является одной из наиболее сложных и динамично развивающихся сфер энергетики. Рост потребления топливо-энергетических ресурсов и энергии всех видов при опережающих темпах роста выработки и потребления электроэнергии определяется в первую очередь развитием индустриализации.

2. Топливо-энергетический баланс оказывается достаточно сложно свести к полному равенству производства и потребления. Это связано с погрешностями, а порой и недостоверным учётом. Статистические наблюдения за использованием энергоресурсов ведутся не по всем предприятиям, а только по крупным и средним. Наконец, некоторые энергоресурсы не имеют полного приборного учета, поэтому расходы определяются расчетом. В ряде случаев в топливо-энергетический баланс вводят строку «Статистическое расхождение» для выявления условий возникновения неоднозначности. В представленном балансе имеет место такое расхождение.

3. Анализ топливо-энергетического баланса, состоящий в изучении соотношений и динамики потребления энергоресурсов и сопоставлении удельных расходов в рассматриваемом объекте с аналогами, обеспечивает выявление статистических небалансов отчетности в использовании энергоресурсов и причин их появления и формулирование направлений устранения небалансов.

**Список литературы:**

1. Энергоэффективность в России: скрытый резерв./ Башмаков И.А. ЦЭНЭФ / 2007, 166 с.
2. Климова Г.Н., Литвак В.В. Семь проблем и семь ключей энергосбережения. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во: «Красное знание», 2013. -148 с.
3. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика т. 2 М-ВШ-2003.

**Формирование локального рынка электроэнергетических услуг**

*Марченко А.И. Фишов А.Г.*

*Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия*

В настоящее время в России ввод новых генерирующих мощностей отстает от роста электропотребления, кроме того, проблема усугубляется старением существующих генерирующих мощностей.

В условиях рыночного развития электроэнергетической отрасли одним из наиболее эффективных решений повышения надежности электроснабжения потребителей является размещение установок распределенной генерации вблизи центров нагрузок.

Ввод распределенной генерации:

- Снижаются риски дефицита мощности и потери электроснабжения от питающего пункта основной сети,
- повышается надежность энергоснабжения,
- улучшаются показатели качества электрической энергии,
- снижаются потери мощности и электроэнергии.

Энергосистема в будущем должна сочетать крупные электростанции (ТЭС, ГЭС, АЭС) и распределенную генерацию (Ко-ТЭЦ, электростанции на ВЭИ и др.).

**Цель научно-исследовательской работы** - сформировать концепцию взаимодействия между заинтересованными субъектами локального электроэнергетического рынка услуг, для удовлетворения их желаний на платформе рыночных отношений.

Концепция предполагает:

- Создание рынка с формированием прозрачной системы торговли услугами между поставщиками и покупателями, с участием организаций технологической и коммерческой инфраструктур на основе механизмов конкуренции.
- Конкурентное ценообразование с равноправным участием поставщиков и потребителей - позволяющее получать сходимости цен к уровню конкурентного равновесия.
- Устранение экономических условий монопольного поведения электросетевых организаций с переориентацией их на поиск путей предоставления субъектам рынка услуг, обеспечивающих наиболее эффективные условия подключения к сети и передачу электроэнергии по заключаемым на рынке двухсторонним договорам.

- Расширение спектра услуг электросетевых организаций, предоставляемых субъектам рынка.
- Создание адекватных инвестиционных сигналов и стимулов для развития электроэнергетического рынка на рациональных, экономических принципах.
- Создание прозрачной и контролируемой субъектами электроэнергетического рынка системы расчетов.
- Существенное расширение механизмов саморегулирования рынка с включением в эти процессы субъектов рынка, региональные и муниципальные структуры власти, обеспечивая их участие в вопросах развития энергетики на рыночных принципах.

Целевая функция локального рынка услуг это - удовлетворение желаний потребителей, при этом она обладает общественной полезностью, если выражает объективную пользу для индивидуального субъекта рынка, при этом не противоречит коллективным интересам всех участников, то результатом совокупности она становится общественно полезной.

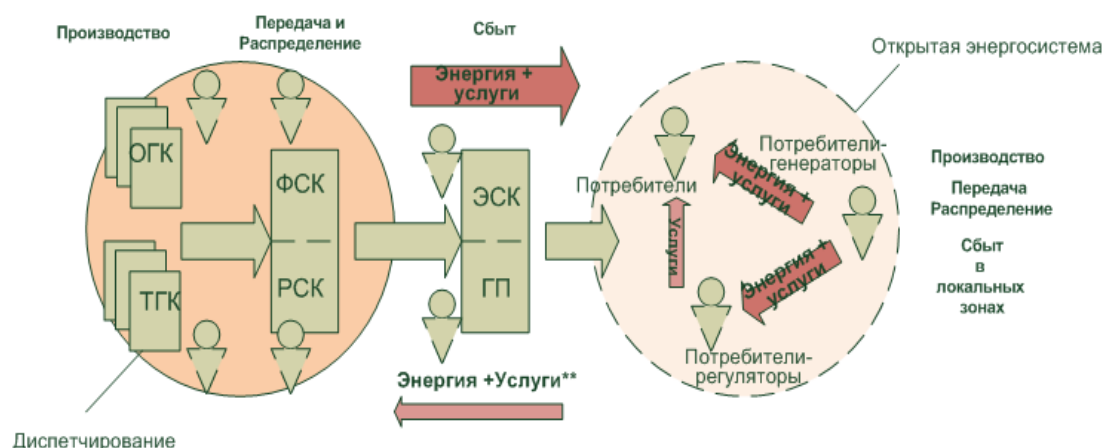


Рис.1. Энергосистема с открытым доступом в локальной зоне.

Система отношений на локальном рынке выстраивается между его участниками, потребителями и поставщиками услуг, по системе двухсторонних договоров.

Производители представлены следующими типами:

- Генерирующие (и иные) компании, поставляющие на рынок электрическую энергию, производимую на принадлежащих им (управляемых ими) традиционных генерирующих установках;
- Организации - потребители, поставляющие на рынок электрическую энергию, производимую на принадлежащих им (управляемых ими) генерирующих установках и ко-генерирующих системах распределенного типа;
- Организации, поставляющие на рынок электроэнергию, производимую на принадлежащих им (управляемых ими) нетрадиционных и возобновляемых источниках энергии, выступающие как самостоятельные субъекты рынка, так и в составе потребителей;
- Организации, использующие для хозяйственных целей, включая предоставление услуг, накопители энергии различного типа (кинетические накопители, аккумуляторы, включая электромобили, супер-конденсаторы и др.).

Покупатели представлены следующими типами:

- Покупатели первого типа - активные потребители, имеющие в своем составе генерирующие источники (включая накопители электроэнергии);
- Покупатели второго типа - активные потребители без собственных генерирующих источников, с возможностью регулирования потребления в зависимости от текущих рыночных условий, в том числе бытовых потребителей;
- Покупатели третьего типа - пассивные потребители, без собственных генерирующих источников, не имеющие возможности (или не желающие) регулировать объем электропотребления, отдавая приоритет собственным технологическим или бытовым условиям использования электроэнергии.

Формы рынков энергетических услуг:

- Самообеспеченный - потенциальный субъект оказания, какой либо услуги рассматривает своё

окружение как потенциальных покупателей энергетической услуги, использует возможность оказания услуги наряду с обеспечением своей деятельности. В основном рынок выглядит в услугах в виде дополнительной, попутной и не профильной деятельности;

- Децентрализованный - производители энергетических услуг в результате деятельности представляют свои возможности в оказании услуги для её продаже на рынке;
- Централизованный - система оказания услуги имеет следующий вид: *продавец* (энергетическая компания) - *посредник* (компании рынка услуг) - *потребитель* (конкретный потребитель энергетической услуги).

Возникающие проблем субъектов электроэнергетики, четырьмя основными являются:

- ввод/вывод нужных объёмов потребления и генерации;
- возможность передачи требуемой мощности;
- обеспечение желаемой надежности электроснабжения;
- предоставление качественного потребляемого товара или услуги.

В соответствии с этими условными уровнями проблем у участников рынка возникает то или иное желание, характеризующиеся элементом «нужда» и в соответствии со свойственными особенностями порождают определенные индивидуальные либо коллективные потребности.

Выделяются комплексы основных нужд и потребностей, связанных с необходимостью приобретения электроэнергетических услуг:

- потребность в электроснабжении;
- потребность в возможности обеспечения электроснабжения в желаемом месте и объеме;
- потребность в бесперебойном питании
- желание быстрого возврата к нормальному состоянию при временном обесточивании,
- желание в сохранении части объемов питания при прерывании электроснабжения;
- потребность в получении свободы выбора желаемого товара и его качества соответствующей платежеспособностью.

Приведенная логика позволяет очертить границы экономического поля взаимоотношений субъектов, другими словами – обозначить условные, но вполне определенные границы локального рынка энергетических услуг и в пределах этих границ закономерно соотнести нужды и потребности с категориями маркетинговой энергетической системы.



Рис.2. Фрагмент модели маркетинга электроэнергетических услуг.

Сегментацией рынка - процесс классификации потребителей и поставщиков на группы с различными нуждами и потребностями, характеристиками или поведением. Сегментация рынка по возможностям спроса на услуги осуществляется в соответствии с экономическими группами, которые характеризуются видом услуги, стоимостью, платежеспособностью и характеристиками конкретного потребителя.

Возможная классификация сегментирования рынка услуг представляется по следующим параметрам:

- по деятельным признакам (промышленные предприятия, сельскохозяйственные предприятия, бытовые потребители и др.);

- по видам обеспечения услуги (стационарная, временная и др.);
- по группам (индивидуальная, групповая, специфическая и др.)
- по группам содержания услуг и стандарту их оказания;
- по экономическим группам (уровню платежеспособности).

Можно выделить три основных направления со специфическими формами предложения услуг и их удовлетворения:

- Предложения услуг по сохранению заданного уровня функционирования (реконструкция, применение новых технических решений, замена устаревшего оборудования и др.). Условно назовем – «*сегмент текущего уровня*».
- Предложения услуг с целью восстановления определенного уровня функционирования, при его потере (резервирование, оперативное ведение, арендное управление, модернизация и др.). Этот сегмент рынка условно назовем «*сегмент восстановления уровня*».

Детализация видов услуг в этом сегменте осуществляется по направлениям:

- услуги, направленные на недопущения ухудшения существующего положения;
  - услуги, направленные на балансирование текущего состояния;
  - услуги по выводу из неприемлемого состояния.
- Услуги, поддерживающие состояние относительно желаемого-оптимального\_\_уровня (профилактика, диагностика, сервисное обслуживание и др.). Этот сегмент охарактеризуем как «*сегмент желаемого уровня*».

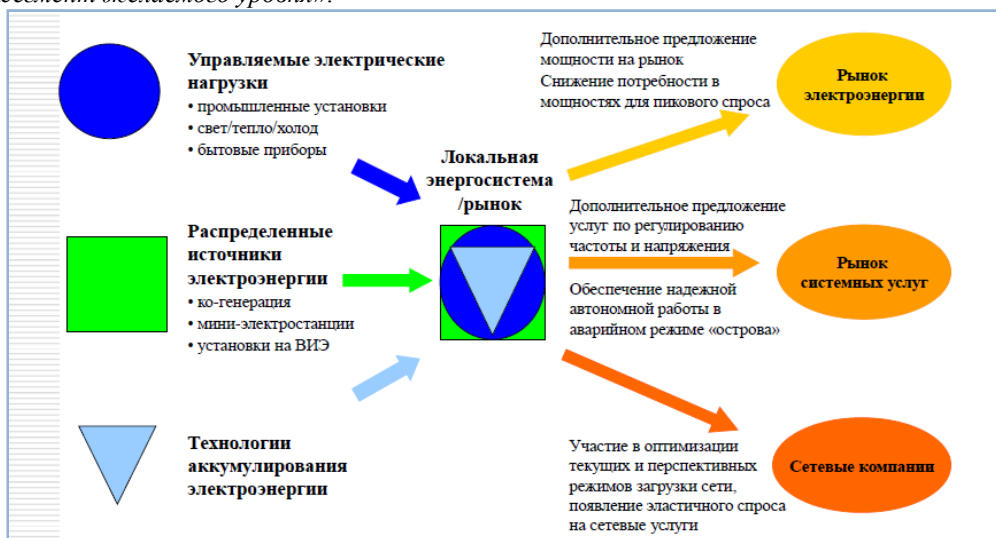


Рис.3. Локальные рынки и распределенная генерация фактор новых условий конкуренции в отрасли.

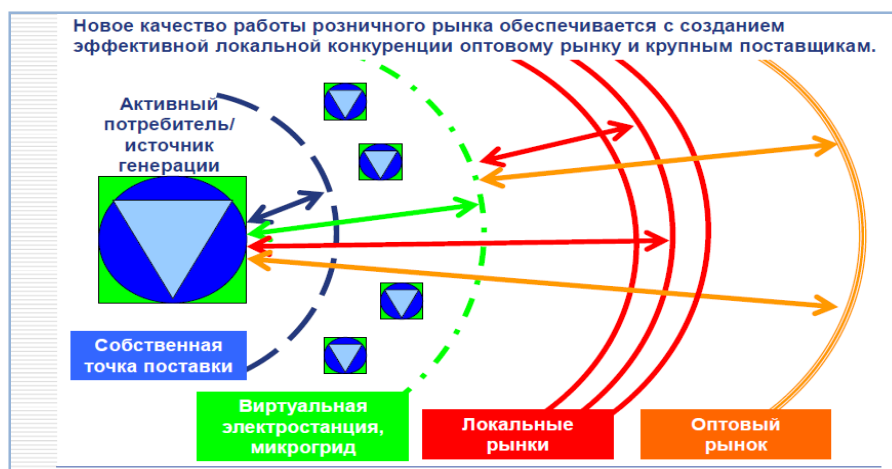


Рис.3. Активные потребители и распределенная генерация - формирование конкуренции со стороны локальных торговых площадок.

Таблица 1. Возможные услуги локального электроэнергетического рынка.

| № | Вид услуги                                                             | Статус              | Положительный эффект                                                                          |
|---|------------------------------------------------------------------------|---------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | Резервирование электроснабжения при нарушениях внешнего питания        | Локальная           | Повышение надежности, обеспечение бесперебойного питания                                      |
| 2 | Поддержание желаемого напряжения в узле сети                           | Локальн             | Стабилизация оптимального для потребителя напряжения                                          |
| 3 | Симметрирование питающих напряжений                                    | Локальн.            | Повышение качества электроэнергии в электрических сетях с не симметрией питающего напряжения  |
| 4 | Подавление искажения формы питающих напряжений                         | Локальн.            | Повышение качества электроэнергии в электрических сетях с не синусоидальной кривой напряжения |
| 5 | Форсировка выдачи реактивной мощности при "провалах" напряжения в сети | Локальная, районная | Повышение надежности электроснабжения путем предотвращения нарушений устойчивости нагрузки    |
| 6 | Стабилизация режима напряжения при резко-переменных нагрузках          | Локальная, районная | Повышение качества электроэнергии в электрических сетях с резкопеременной нагрузкой           |
| 7 | Компенсация потребления реактивной мощности                            | Локальн.            | Выполнение требований по ограничению потребления реактивной мощности                          |

Можно предложить различные методики измерения услуг и организации контроля их фактического предоставления. Например, следующие:

- непрерывный контроль в реальном времени по данным режимных измерений;
- за определенный диспетчерский интервал (час или полчаса), информация за сутки на основе интервальных показаний;
- интерактивные измерения, т.е. поочередное опрашивание объектов оказания услуг, в режиме искусственно наводимого возмущения и соответственно выявление степени участия каждого объекта в процессе оказания услуг.

Предлагается к дальнейшей разработки «Система интерактивных измерений» - представляющая собой набор технических устройств и средств предназначенных для измерения вида, факта и объема оказываемой услуги. Архитектура системы интерактивных измерений строится на: фиксирующих датчиков сети, устройств обработки данных, устройств реализации исходящих воздействий.

**В заключении и планах по дальнейшей работе:** На данном этапе проделана работа по обзору, изучению и определению локального рынка услуг и его участников и их интересов. Представлен предполагаемый перечень основных услуг локального рынка и их содержания, так же определен принцип работы технической системы измерения оказываемых услуг.

С появлением локального рынка услуг возникает потребность в фиксации оказываемых услуг, что требует специальных измерительных устройств. Технические средства учета формируют целую систему сбора данных, обработки и выдачу воздействия для контроля факта оказания услуги. Системы интеллектуального учета измерения оказываемых локальных услуг позволяет в большей мере использовать положительные эффекты от распределенной генерации, работающей в электрической сети.

#### Список литературы:

1. Дорофеев В.В., Кузьмин В.В. Построение конкурентного электроэнергетического рынка на основе возможностей создаваемой ИЭС ААС России. Москва, 2013.
2. Веселов Ф. Возможности и последствия стабилизации цен в электроэнергетике России. Развитие распределенной генерации как долгосрочный фактор сдерживания ценовой нагрузки для потребителей». Москва, ИЭИ РАН, 2014.

**Энергосберегающие технологии, применяемые при строительстве «пассивных» домов***Рахимова Ю.И., Кистанов М.В.**Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия*

Энергосберегающие технологии - это реализация организационных, производственно-технических и экономических мер, направленных на экономичное расходование и рациональное использование топливно-энергетических ресурсов и вовлечение в хозяйственный оборот нетрадиционных методов получения и использования энергии.

Основная цель в энергосберегающем и пассивном строительстве заключается в стремлении достигнуть максимально возможный тепловой комфорт при максимальном снижении тепловых потерь. Минимальный расход тепла уменьшает затраты на использование дома и хорошо сказывается на рыночной стоимости дома[1].

Для строительства «пассивного» дома с учетом энергосберегающих технологий требуется учесть множество факторов, влияющих на расход энергии, которая впоследствии расходуется на отопление и ГВС. Рассмотрим данные факторы:

**1. Ландшафтное расположение дома.**

Участок, на котором будет располагаться дом, не должен находиться на возвышенности, так как иначе ветер будет сильно его выхолаживать, что приведет к увеличению расходов на отопление. Здание должно быть ориентировано на юг. Благодаря тому, что зимой солнце находится немного ниже над горизонтом, чем летом, лучи попадают на окна под более благоприятным углом, и через окна будет проникать максимально-возможное количество света. В хорошо изолированном доме значительная часть этой энергии расходуется на отопление.

**2. Тепловая изоляция.**

Технологическая концепция пассивного дома предусматривает эффективную теплоизоляцию всех ограждающих поверхностей – не только стен, но и пола, потолка, чердака, подвала и фундамента. В пассивном доме формируется несколько слоёв теплоизоляции – внутренняя и внешняя. В настоящее время существует тенденция применения такого материала, как экструдированный пенополистирол. Он нейтрален к влаге, однороден, долговечен и имеет хорошие показатели по теплопроводности.

Изоляция стен проводится, как правило, с внешней стороны дома. Вентилируемый фасад теплоизолируется минеральной или стеклянной ватой. Оштукатуривание фасадов производится тонким слоем по прикрепленному к стене утеплителю. В этом случае могут использоваться минераловатные плиты или пенополистирольные утеплители. Утеплитель закладывается непосредственно в середину стены при возведении их путем колодцевой, слоистой или трехслойной кладки. Во всех трех данных случаях в виде утеплителя может выступать материалы органические, неорганические и смешанного типов. Теплоизоляция крыши, как правило, производится минеральной ватой, пенопластом, пенополиуретаном и пенополистеролом.

**3. Стеклопакеты.**

Для эффективного использования солнечной энергии необходимо соблюдение следующих условий:

- при остеклении применяются высококачественные материалы, обеспечивающие высокую пропускную способность солнечной энергии и низкий коэффициент теплопередачи;
- другие потери по периметру окна должны быть незначительными;
- должно быть обеспечено максимально возможное тепlopоступление от использования солнечной энергии через прозрачные поверхности.

Выгоднее всего произвести установку пластиковых стеклопакетов. Стеклопакет — изделие из двух или более стекол (чаще всего 3х), герметично соединенных друг с другом при помощи дистанционной рамки, а также внутреннего и внешнего герметиков, образующих замкнутую полость, заполненную осушенным воздухом или инертными газами.

**4. Вентиляция.**

Как правило, в домах используется естественная вентиляция воздуха, которая обеспечивается вертикальными каналами, которые начинаются в вентилируемом помещении и заканчиваются на крыше дома. Но часто естественной циркуляции недостаточно, и приходится прибегать к принудительной циркуляции воздуха, а именно установке вентиляторов в вентиляционных каналах и установке принудительных притоков с всасывающими вентиляторами. В последнее время очень популярными стали приточно-вытяжные установки с рекуперацией энергии. Это объясняется тем, что при поступлении в дом свежего приточного воздуха в холодный период года мы тратим огромное количество тепловой энергии на его подогрев. Системы с рекуперацией позволяют

экономить около 50 % тепла за счет частичного нагрева приточного (холодного) воздуха вытяжным (теплым).

#### 5. Нетрадиционные методы.

Если позволяет климат, возможна установка некоторых видов нетрадиционных источников получения энергии. В частности установка на крыше здания солнечных элементов. Полученная энергия может быть направлена на отопление дома и ГВС.

Бывают монокристаллические, пленочные и поликристаллические солнечные панели. Самый высокий КПД 17-19% у монокристаллических. Солнечные панели состоят из ячеек монокристаллического кремния соединенных друг с другом и закрепленные в металлической рамке. Мощность от 15Вт до 200 Вт. Солнечные панели очень чувствительные и работают даже при пасмурной погоде в отсутствии прямого солнечного излучения.

Такой комплекс мероприятий при строительстве пассивных домов обеспечивает максимальное сбережение энергии, а следовательно и эксплуатационных затрат.

#### Список литературы:

1. Смородин С.Н., Белоусов В.Н., Лакомкин В.Ю. Методы энергосбережения в энергетических, технологических установках и строительстве: учебное пособие / СПбГТУРП.- СПб., 2014.- 99 с.

### Текущий топливно-энергетический баланс организации

*Юсупова А.А.*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Топливо-энергетический баланс это форма количественного выражения тех или иных пропорций производства и потребление ТЭР.

Годовые топливно-энергетические балансы в настоящее время нашли широкое распространение в практике планирования и управления энергетическим хозяйством. Это относится и к стране в целом и для отдельных регионов, муниципальных образований и предприятий [1].

Текущий ТЭБ предназначен для текущего контроля и управления текущим спросом и предложением ТЭР.

Составление и анализ топливно-энергетического баланса связаны с переработкой значительного количества информации статистического, производственного и коммунального характера. Это дает основание считать, что компьютерная издержка позволит сохранять, контролировать, корректировать и обновлять содержание ТЭБ. В связи с этим предусматривается целесообразным создание математической модели и компьютерной программы текущего топливно-энергетического баланса организации. В качестве организации уместно охватить широкий круг объектов от региона и муниципального образования до предприятия, отраслевого комплекса, управляющей компании ЖКХ, микрорайона, домовладения, сельского населения и т.п. Единая структура баланса, математическая и технологическая база позволит определять показатели энергетической эффективности объектов, сопоставлять их между собой и прогнозировать их развитие.

#### 1) Структура баланса

В настоящее время структура топливно-энергетического баланса сложилась в следующем виде:

##### 1. Поступления

###### 1.1Производство

###### 1.2Покупка от внешних поставщиков

###### 1.3Остатки на складах

##### 2. Потребление на собственные и хозяйственные нужды

##### 3. Потери в сетях

##### 4.Спрос

##### 5. Небаланс

##### 6. Потенциал энергосбережения

Виды энергоресурсов, включаемые в баланс определены:

#### 1. Топливо

– уголь

– газ

– нефтепродукты

–дрова



- прочие
- 2. Энергия
  - электрическая энергия
  - тепловая энергия

При составлении частных балансов по видам энергоресурсов пользуются натуральными единицами измерения (кВтч, Гкал, т, м<sup>3</sup> и др.). В случае составления сводных балансов возникает необходимость использовать систему эквивалентов (условное топливо, нефтяной эквивалент и т.п.). Величины пересчетных коэффициентов приведены в справочниках [2]. Они определяются соотношением теплотворной способности видов ТЭР.

Пример годового топливно-энергетического баланса региона приведен в таблице 1.

Таблица 1. Сводный топливно-энергетический баланс Томской области, 2011 г. (тыс. т.у.т.)

| № п/п | Строка баланса                   | Топливо-энергетические ресурсы |        |        |         |                       |       |        |            |          |
|-------|----------------------------------|--------------------------------|--------|--------|---------|-----------------------|-------|--------|------------|----------|
|       |                                  | ЭЭ                             | ТЭ     | Уголь  | Газ     | НП, ДТ, мазут, бензин | Нефть | Дрова  | Прочие ТЭР | Всего    |
| 1     | Производство, добыча             | 1597,3                         | 1810,9 | 0      | 5213    | 410,5                 | 17181 | 598,08 | 2015,4     | 28825,28 |
| 2     | Отправлено на сторону            | 46,3                           | 0      | 0      | 0       | 273,7                 | 17078 | 0      | 0          | 2027,8   |
| 3     | Получено со стороны              | 1266,9                         | 0      | 670,5  | 0       | 765                   | 0     | 0      | 0          | 2702,4   |
| 4     | Остаток на складе прошлого отч   | 0                              | 0      | 272,4  | 15,52   | 103,4                 | 8,6   | 9      | 0          | 408,92   |
|       | Произведено на электростанциях   | 1597,3                         | 1129   | 0      | 0       | 0                     | 0     | 0      | 0          | 2762,3   |
| 6     | в т.ч. Томский филиал ОАО ТГК-11 | 1597,3                         | 1129   | 0      | 0       | 0                     | 0     | 0      | 0          | 2762,3   |
| 7     | ГРЭС-2                           | 1597,3                         | 658,6  | 0      | 0       | 0                     | 0     | 0      | 0          | 2255,9   |
| 8     | ТЭЦ-3                            | 0                              | 470,4  | 0      | 0       | 0                     | 0     | 0      | 0          | 470,4    |
| 9     | ДЭС и прочие                     | 0                              | 0      | 0      | 0       | 0                     | 0     | 0      | 0          | 0        |
| 10    | Отопительные котельные всего     | 0                              | 624    | 0      | 0       | 0                     | 0     | 0      | 0          | 624      |
| 11    | Располагаемые ресурсы            | 2910,5                         | 1810,9 | 942,9  | 5228,52 | 1038,7                | 111,6 | 607,08 | 2015,4     | 14665,6  |
| 12    | Собственные нужды                | 88                             | 0      | 0      | 0       | 0                     | 0     | 0      | 0          | 88       |
| 13    | Отпуск в сеть                    | 2822,5                         | 1810,9 | 0      | 0       | 0                     | 0     | 0      | 0          | 4633,4   |
| 14    | Потери в сети                    | 310                            | 283    | 0      | 0       | 0                     | 0     | 0      | 0          | 593      |
| 15    | Отпущено потребителям            | 2511,3                         | 1526,4 | 942,9  | 5228,52 | 1038,7                | 111,6 | 607,08 | 2015,4     | 13982    |
| 16    | Электростанции всего             | 0                              | 0      | 0      | 0       | 0                     | 0     | 0      | 0          | 0        |
| 17    | в т.ч. Томский филиал ОАО ТГК-11 | 0                              | 0      | 0      | 0       | 0                     | 0     | 0      | 0          | 0        |
| 18    | ГРЭС-2                           | 0                              | 0      | 0      | 0       | 0                     | 0     | 0      | 0          | 0        |
| 19    | ТЭЦ-3                            | 0                              | 0      | 0      | 0       | 0                     | 0     | 0      | 0          | 0        |
| 20    | ДЭС и прочие                     | 0                              | 0      | 0      | 0       | 0                     | 0     | 0      | 2015,4     | 2032     |
| 21    | Отопительные котельные всего     | 0                              | 0      | 1027,4 | 1595,3  | 119,3                 | 32    | 9      | 0          | 2783     |
| 22    | Конечное потребление             | 2511,3                         | 1767,5 | -84,5  | 3633,2  | 919,4                 | 79,6  | 598,08 | 0          | 9424,6   |

2. Текущий топливно-энергетический баланс.

Потребление топливно-энергетических ресурсов объекта, как правило, во времени изменяется в достаточно широких размерах. Это зависит от многих факторов – температуры наружного воздуха, уровня освещенности, производительности машин сезона, дня недели и др.

Среднее (суточное) потребление отдельного вида ТЭР (электроэнергия, тепловая энергия, топливо) определяется:

$$a_c = \int_0^T P t dt \approx \frac{A_z}{T} \Delta t \quad (1)$$

где  $Pt$  - текущая мощность ресурса;  $A_z$  - годовое потребление;  $T$  - продолжительность расчетного периода;  $\Delta t$  - продолжительность (базового) периода (сутки, месяц).

Балансовый период в данном случае это интервал времени, дня которого составляется баланс ТЭР.

Фактическое потребление ТЭР за балансовый период, например за сутки, существенно изменяется в течение года, месяца, сезона. Поэтому для определения фактического потребления необходимо принять уточняющие поправки.

$$a_\phi = a_c (1 + k_o \cdot k_a \cdot k_o \cdot k_{II});$$

где  $a_\phi$  - фактическое суточное потребление;  $k_o$  - поправочный коэффициент, определяемый тем, что спрос на энергоресурсы в рабочие дни значительно превышает спрос на нерабочие сутки. При проектировании суточного баланса необходимо принимать в следующих размерах:

|       | Пн  | Вт  | Ср  | ЧТ  | Пт  | Сб  | Вс  |
|-------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| $k_o$ | 0.8 | 0.9 | 1.0 | 1.0 | 0.8 | 0.4 | 0.4 |

Для других балансовых периодов (месяц, квартал) поправочный коэффициент может быть определен [3]:

$$k_o = \frac{D_p \cdot D_n^{cp}}{D_n \cdot D_p^{cp}};$$

где  $D_p$ ,  $D_n$  - фактическое количество рабочих и нерабочих дней в балансовом периоде;  $D_p^{cp}$ ,  $D_n^{cp}$  - среднегодовое число рабочих и нерабочих дней.

Поправочный коэффициент по температуре наружного воздуха  $k_a$  характеризует отклонения температуры воздуха за расчетный период. В некоторых регионах страны или в отдельном районе может быть близка к нулю. Во избежание деления на ноль, начало шкалы отсчета температур сдвинуто влево в точку  $-100^\circ\text{C}$

$$k_a = \frac{100 - A_{ож}}{100 - A_{cp}};$$

где  $A_{ож}$  - ожидаемая в зоне действия объекта средняя температура наружного воздуха;  $A_{cp}$  - средняя многолетняя температура.

Поправочный коэффициент  $k_o$  учитывает изменение спроса на тепловую энергию в период отопительного сезона, и на электрическую энергию в неотапливаемый период года. В остальных случаях он принимается равным 1.

Коэффициент  $k_{II}$  учитывает естественный прирост потребления энергоресурсов к концу года по сравнению с началом

$$k_{II} = (1 + C_i) \frac{i}{n};$$

где  $C_i$  - средний за последние 5 (10) лет относительный прирост потребления энергоресурсов на объекте;  $i$  - порядковый номер балансового периода в течение года;  $n$  - количество балансовых периодов внутри года. Суточных-365, недельных-52, месячных-12, и т.д.  
Заключение.

Текущий смысл топливно-энергетического баланса заключается в том, чтобы ТЭБ формировался для любого временного интервала менее одного года - сутки, неделя, месяц, квартал и др. Знание параметров ТЭБ для короткого промежутка времени обеспечивает обоснование многих финансовых, торговых, энергетических, жилищно-коммунальных и других функций управления регионом (муниципальным образованием). Так знание баланса на месяц вперед позволяет сосредоточить усилия на наиболее острых направлениях (по ремонту, по запасам топлива, по температурным аномалиям и др.). Текущий ТЭБ обеспечивает независимый контроль производительности в отраслях экономики на транспорте и в быту.

**Список литературы:**

1. Савенко Ю.И., Штейнгауз Е.О. Энергетический баланс ( некоторые вопросы теории и практики)/ Под редакцией А.С. Некрасова. – М.: Энергия, 1971 184с.
2. Литвак В.В. Основы регионального энергосбережения (научно-технические и производственные аспекты). – Томск: Изд-во НТЛ, 2002. – 300с.
3. Головкин П.И. Энергосистема и потребители электрической энергии – М: Энергия 1979-386 с.

## СОДЕРЖАНИЕ

|                                                                                                                                                                                                     |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>Итоги и достижения Всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: эффективность, надежность, безопасность»</b><br><i>Литвак В.В.</i>                                                  | 5  |
| <b>Перспектива газогенераторных технологий для переработки отходов угольной отрасли</b><br><i>Богомолов А.Р., Темникова Е.Ю.</i>                                                                    | 10 |
| <b>Задачи функциональной надежности электростанций</b><br><i>Гончаров И.О., Шмойлов А.В.</i>                                                                                                        | 16 |
| <b>Исследование проблемы всережимной верификации средств моделирования электроэнергетических систем</b><br><i>Суворов А.А.</i>                                                                      | 19 |
| <b>Анализ показателей надежности выпрямительного диода МД1-950-44-Е в корпусе М.Е1.</b><br><i>Анисимов Н.С., Кравченко Е.В.</i>                                                                     | 20 |
| <b>Повышение эффективности ветроэнергетических установок в условиях сельской местности</b><br><i>Филимонова О.В.</i>                                                                                | 24 |
| <b>Расчет и построение нагрузочных диаграмм электропривода</b><br><i>Горшков Р.Г., Юдина В.О.</i>                                                                                                   | 25 |
| <b>Параметры надежности источников питания при авариях в системах централизованного электроснабжения</b><br><i>Анцифоров В.А., Ершов М.С.</i>                                                       | 28 |
| <b>Энергетическая установка с оптимальным использованием энергии ветра и солнца</b><br><i>Афанасьев А.Ю., Макаров А.В., Берёзов Н.А.</i>                                                            | 31 |
| <b>Совместное применение устройств компенсации реактивной мощности и вольтодобавочных трансформаторов для повешения качества электроэнергии</b><br><i>Федотов А.И., Ахметшин А.Р., Чернова Н.В.</i> | 36 |
| <b>Определение законов распределения вероятностей параметров режимов энергосистем</b><br><i>Бай Ю.Д.</i>                                                                                            | 40 |
| <b>Повышение запаса электрической прочности изоляции обмоток силовых масляных трансформаторов</b><br><i>Бахарев Н.П., Володин С.С.</i>                                                              | 45 |
| <b>Оценка потерь электроэнергии в системах электроснабжения сельских потребителей</b><br><i>Воробьева Д.Ю., Глушкова А.И., Долгопол Т.Л.</i>                                                        | 49 |
| <b>Комплексное проектирование высоконадёжных энергоэффективных асинхронных двигателей</b><br><i>Глухов Д.М.</i>                                                                                     | 52 |
| <b>Современные средства противоаварийного управления в микроэнергосистемах</b><br><i>Горте О.И., Арестова А.Ю. Хмелик М.С., Остапенко А.И., Маркин В.А.</i>                                         | 55 |
| <b>Оценка минимально необходимой глубины моделирования одновременных отказов элементов при оценке режимной надежности ЭЭС</b><br><i>Гусев С.А.</i>                                                  | 60 |
| <b>Анализ зарубежного опыта применения дифференцированных тарифов для повышения эффективности энергетических систем</b><br><i>Гусева Н.В.</i>                                                       | 63 |
| <b>Экономическая эффективность модернизации энергетических систем</b><br><i>Гусева Н.В.</i>                                                                                                         | 66 |
| <b>Особенности гибридных децентрализованных солнечно дизельных комплексов мегаваттного класса</b><br><i>Дмитриенко В.Н., Лукутин Б.В.</i>                                                           | 69 |
| <b>Техника локального энергообеспечения</b><br><i>Золотов В.П.</i>                                                                                                                                  | 73 |
| <b>Анализ решения одной задачи на расчет сети по потере напряжения в популярном справочнике</b><br><i>Измагамбетов Д.Э., Никитин В.Д.</i>                                                           | 78 |
| <b>Исследование загрузки трансформаторов собственных нужд подстанций ОАО «Душанбинская горэлектросеть»</b><br><i>Давлатшоев Д.Д., Касобов Л.С., Джалилов Р.А.</i>                                   | 81 |

|                                                                                                                                                                                       |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>О возможностях системы ЕТАР для электрических расчётов и моделирования</b><br><i>Корнев В.А., Шмойлов А.В.</i>                                                                     | 83  |
| <b>Обеспечение безопасности сети при подключении синхронного гидрогенератора с помощью нечёткого алгоритма</b><br><i>Куприна К.А., Беляев Р.Ю.</i>                                    | 88  |
| <b>Управление бытовым электрооборудованием с помощью смартфона IPHONE</b><br><i>Ле Ван Туан</i>                                                                                       | 91  |
| <b>Сопоставление эффективности систем тягового электропривода электроподвижного состава</b><br><i>Ле Суан Хонг</i>                                                                    | 93  |
| <b>Принципы статистической идентификации в задачах мониторинга и диагностирования маслонаполненного оборудования</b><br><i>Левин В.М.</i>                                             | 98  |
| <b>Оценка гармонического состава тока и напряжения на выходе преобразователя частоты</b><br><i>Митрофанов Н.А.</i>                                                                    | 103 |
| <b>Модель диагностики обмоток трансформатора на основе нечетких симптомов</b><br><i>Манусов В.З., Ахъёев Дж.С.</i>                                                                    | 105 |
| <b>Извлечение информации из неоднородностей сигналов в электроэнергетике и разведке полезных ископаемых</b><br><i>Морозов П.В., Морозов Ю.В.</i>                                      | 107 |
| <b>Программа спектрального анализа отказов электрооборудования</b><br><i>Петуров В.И., Пичуев А.В., Пляскина А.К.</i>                                                                 | 109 |
| <b>Компьютерное моделирование преобразователя собственных нужд электровоза</b><br><i>Пустоветов М.Ю.</i>                                                                              | 111 |
| <b>Изменение потребления электрической энергии</b><br><i>Разумец Е. А., Кудряшев Г. С.</i>                                                                                            | 115 |
| <b>Оценка эффективности способов снижения внешнего магнитного поля группы асинхронных двигателей</b><br><i>Савельева Ю.О., Шумилов Е.А.</i>                                           | 118 |
| <b>Разработка для управления трехфазным асинхронным электродвигателем</b><br><i>Стальная М.И., Еремочкин С.Ю., Дедяев К.Е., Еремочкина А.В.</i>                                       | 122 |
| <b>Моделирование однофазного замыкания в сети, не имеющей устройств для компенсации ёмкостного тока</b><br><i>Федюк Р.С., Даниленко В.В., Комардин Д.В., Миронов К.К., Пуйка И.А.</i> | 125 |
| <b>Проверка с помощью критерия Пирсона статистической гипотезы о распределении генеральной совокупности по закону Вейбулла–Гнеденко</b><br><i>Голдаев С.В., Радюк К.Н.</i>            | 127 |
| <b>Развитие технологии повышения надежности и экономичности контактных соединений электротехнического оборудования</b><br><i>Усков И.А., Жуков А.В., Гоман В.В.</i>                   | 130 |
| <b>О законах регулирования возбуждения синхронных двигателей при питании от сети и автономного источника энергии</b><br><i>Камалов Т.С., Ташева Х.Т.</i>                              | 135 |
| <b>Сухие силовые трансформаторы: различие технологий изготовления</b><br><i>Хуан А.П., Нейман В.Ю, Ефанов В.Г.</i>                                                                    | 137 |
| <b>Исследование влияния параметров нагрузки на перераспределение мощностей источников энергии в высоковольтных инверторно-трансформаторных СЭП КА</b><br><i>Черная М.М.</i>           | 138 |
| <b>Особенности частотного управления вентильным двигателем с постоянными магнитами</b><br><i>Кодкин В.Л., Шмарин Я.А.</i>                                                             | 143 |
| <b>Эффективность использования ферромагнитных экранов для снижения внешнего электромагнитного поля асинхронного двигателя</b><br><i>Шумилов Е.А., Горшков Р.Г.</i>                    | 147 |

|                                                                                                                                                                                                                                              |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>Оценка эффективности отопительной теплонасосной установки с горизонтальным трубным контуром отбора тепла сухого грунта</b><br><i>Мезенцева Н.Н., Мезенцев И.В., Елистратов Д.С., Елистратов С.Л.</i>                                      | 152 |
| <b>Предложения по совершенствованию технической политики при выполнении работ по реконструкции, капитальному, аварийному и текущему ремонту элементов тепловых сетей с применением и внедрением новых технологий</b><br><i>Москалёв И.Л.</i> | 154 |
| <b>Эффективности комплексной автоматизации насосов холодного и горячего водоснабжения на центральном тепловом пункте</b><br><i>Ганбаатар Ш, Дамбиев Ц.Ц., Тыскинеева И.Е.</i>                                                                | 160 |
| <b>О зажигании под водой двухосновного твердого топлива с термостойким стаканом спиралью накалывания средней мощности</b><br><i>Барсуков В.Д., Голдаев С.В., Минькова Н.П. Бабушкин Н.А.</i>                                                 | 163 |
| <b>Схемные решения для очистки дымовых газов пылеугольных котлов от оксидов азота и серы</b><br><i>Агеев М.А.</i>                                                                                                                            | 167 |
| <b>Исследование ГТУ-ТЭЦ с газификацией кавитационного жидкоугольного топлива</b><br><i>А.Н. Антонов, О.К. Григорьева</i>                                                                                                                     | 169 |
| <b>Ресурс тепловой энергии речной воды в нижнем бьефе Саяно-Шушенской ГЭС</b><br><i>Ботов И.Е., Немченко Н.И.</i>                                                                                                                            | 172 |
| <b>Вдвиг перегретого пара в каналы сопловых решеток влажнопаровых ступеней турбин как способ повышения эффективности и эрозионной стойкости</b><br><i>Усачев К.М.</i>                                                                        | 175 |
| <b>Оценка масштабов тепловых потерь в распределительных трубопроводах теплоснабжения на обогрев спутников ХВС</b><br><i>Ветлов Е.С. Щербинин К.А.</i>                                                                                        | 178 |
| <b>Надстройка турбины пт-80/100-130/13 контуром на низкокипящем рабочем теле</b><br><i>Винокуров А.Е., Григорьева О.К.</i>                                                                                                                   | 182 |
| <b>Способы повышения надежности и износостойкости рабочих лопаток паровых турбин</b><br><i>Волгина Н.А., Ямалтдинов А.А., Рябчиков А.Ю.</i>                                                                                                  | 185 |
| <b>Теплоизоляционный материал с наноструктурными составляющими</b><br><i>Вотинов А.В.</i>                                                                                                                                                    | 189 |
| <b>Section simulation model air-cooled condenser</b><br><i>Galashow N.N., Tsibulskiy S.A.</i>                                                                                                                                                | 190 |
| <b>Разработка модели перевода на индивидуальное отопление объектов ЖКХ</b><br><i>Гарифуллин А.Р.</i>                                                                                                                                         | 195 |
| <b>Необходимость подогрева газа в детандер-генераторных установках при использовании потенциала избыточного давления транспортируемого природного газа</b><br><i>Гатауллина А.Р.</i>                                                         | 199 |
| <b>Исследование концентрированного вихря в модельной камере сгорания тангенциального типа</b><br><i>Гешиева Е.С., Шторк С.И.</i>                                                                                                             | 201 |
| <b>Повышение эффективности локальных систем теплоснабжения на базе использования сжиженного природного газа</b><br><i>Доронин М.С., Доронина В.Д.</i>                                                                                        | 205 |
| <b>Исследование и расчет тепловых потерь оконных конструкций в условиях холодного климата Якутии</b><br><i>Иванов В.А.</i>                                                                                                                   | 208 |
| <b>Определение оптимального режима работы газогенератора с псевдооживленным слоем</b><br><i>Дубинин А.М., Тупоногов В.Г., Рыжков А.Ф., Каграманов Ю.А.</i>                                                                                   | 210 |
| <b>Методика определения коэффициента теплопроводности жидкой тепловой изоляции в натурных условиях</b><br><i>Карпов Д.Ф., Сидорова А.А., Агафонов В.А., Березин П.С., Писаренко В.А., Писаренко Е.П.</i>                                     | 214 |
| <b>Тепловые потери в тепловых сетях в условиях затопления</b><br><i>Кривицкая О.Н., Половников В.Ю.</i>                                                                                                                                      | 217 |
| <b>Энергохолодильный комплекс: хранение в регулируемой атмосфере</b><br><i>Кулагина О.В.</i>                                                                                                                                                 | 220 |

|                                                                                                                                                                                                        |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>Энергоэффективные аппараты в нефтехимическом комплексе</b><br><i>Лаптев А.Г., Фарахов Т.М., Башаров М.М.</i>                                                                                        | 223 |
| <b>Комбинированная тепловая изоляция для сохранения теплоты в трубопроводе</b><br><i>Щелоков А.И., Краснова Н.П., Мжельская О.Ю.</i>                                                                   | 225 |
| <b>Классификация и эффективность методов борьбы с накипеобразованием в системах отопления</b><br><i>Минко В.А., Феоктистов А.Ю., Гунько И.В., Лабунцов Д.В.</i>                                        | 227 |
| <b>Исследование парогазовых установок с внутрицикловой газификацией угля</b><br><i>Н.В. Миронова, О.К. Григорьева</i>                                                                                  | 231 |
| <b>Новое универсальное регулируемое дроссельное устройство</b><br><i>Долгов С.В., Кулеш Р.Н., Половников В.Ю., Мясоедов С.В.</i>                                                                       | 234 |
| <b>Метод расчета эффективности охлаждения воды в противоточных градирнях</b><br><i>Назаров А.Н., Лаптева Е.А.</i>                                                                                      | 236 |
| <b>Определение эффективности применения тепловых насосов на обратной сетевой воде ТЭЦ</b><br><i>Хорошун Д.А., Николаев Ю.Е.</i>                                                                        | 238 |
| <b>Тепловая и экономическая эффективность когенерационных установок для систем ЖКХ</b><br><i>Николаев Ю.Е., Вдовенко И.А., Дубинин А.Б.</i>                                                            | 242 |
| <b>Новый прочный, теплоизоляционный материал для энергетики</b><br><i>Опаренков Ю.В.</i>                                                                                                               | 246 |
| <b>Применение парового охлаждения лопаток турбины для повышения эффективности ГТД-110</b><br><i>Пиотух С.М., Веретенников С.В., Баринов С.Н.</i>                                                       | 248 |
| <b>Получение тепловой энергии в процессе плазменной утилизации сульфатного лигнина</b><br><i>Пиунова К.Г., Каренгин А.Г.</i>                                                                           | 252 |
| <b>Эффективность теплоснабжения ТОК на базе низкопотенциальной теплоты ТЭС</b><br><i>Ростунцова И.А., Конченко М.А.</i>                                                                                | 254 |
| <b>Применение воздушных конденсаторов в теплоэнергетике</b><br><i>Рыльский А.Е., Боруш О.В.</i>                                                                                                        | 258 |
| <b>Течение ривулетов и капель по гидрофобной поверхности с отрицательным наклоном</b><br><i>Слесарева Е.Ю., Дехтярь Р.А., Накоряков В.Е., Овчинников В.В.</i>                                          | 260 |
| <b>Влияние высокотемпературного промежуточного перегрева на термодинамическую эффективность турбоустановок АЭС</b><br><i>Соколова О.С., Калугин Б.Ф., Антонова А.М.</i>                                | 265 |
| <b>Перспективные когенерационные ГТУ для систем теплоэнергоснабжения ЖКХ</b><br><i>Ануров Ю.М., Дубинин А.Б., Жуков В.К., Николаев Ю.Е., Вдовенко И.А.</i>                                             | 270 |
| <b>Термодинамический анализ и повышение эффективности теплообменного оборудования в системе оборотного водоснабжения газоперерабатывающего завода</b><br><i>Рунов Д.М., Лаптев А.Г.</i>                | 274 |
| <b>Расчет на прочность и жесткость выхлопных патрубков паровых турбин</b><br><i>Ямалтдинов А.А., Рябчиков А.Ю.</i>                                                                                     | 278 |
| <b>Бенчмаркинг как инструмент повышения эффективности работы теплоснабжающих предприятий</b><br><i>Чернов А.Г., Лукьянец А.А.</i>                                                                      | 282 |
| <b>Пьезогенератор для автономных малогабаритных информационно-измерительных систем</b><br><i>Аббакумов К.Е., Коновалов Р.С., Цаплев В.М.</i>                                                           | 286 |
| <b>Плазма газового разряда с жидкими электродами как энергоноситель для процесса газификации углеводородсодержащих отходов</b><br><i>Тазмеев Б.Х., Тазмеева Р.Н.</i>                                   | 289 |
| <b>Снижение тепловых потерь и повышение надежности сетей теплоснабжения при транспортировке тепловой энергии с применением ППМ – теплопроводов</b><br><i>Титов Г.И., Каменева В.Ю., Ратникова Л.Ф.</i> | 291 |
| <b>Газотурбинный струйный двигатель</b><br><i>Локотко А.В.</i>                                                                                                                                         | 293 |

|                                                                                                                                                                         |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>Выбор оптимальной температуры теплосети в летний период при отпуске теплоты от ТЭЦ на ГВС и кондиционирование</b><br><i>Ромашова О.Ю., Туболев А.А., Вагнер М.А.</i> | 297 |
| <b>Сравнительные энерго-массообменные характеристики рулонных насадок</b><br><i>Фарахов М.М., Башаров М.М.</i>                                                          | 302 |
| <b>Типовые базовые ячейки-многополюсники решетчатых схем замещения вихревых и потенциальных полей</b><br><i>Инкин А.И., Алиферов А.И., Бланк А.В.</i>                   | 304 |
| <b>Энергетическая безопасность и устойчивое развитие энергетики Монголии</b><br><i>Ганбаатар Ш.</i>                                                                     | 307 |
| <b>Автоматическое управление солнечной энергетической установкой</b><br><i>Аржанов К.В., Аржанова А.В.</i>                                                              | 312 |
| <b>Разработка модели топливно-энергетического баланса объекта</b><br><i>Белова О.В., Литвак В.В.</i>                                                                    | 315 |
| <b>Энергосберегающие технологии в строительстве</b><br><i>Бобоев А.А.</i>                                                                                               | 317 |
| <b>Комплексное проектирование высоконадёжных энергоэффективных асинхронных двигателей</b><br><i>Глухов Д.М.</i>                                                         | 321 |
| <b>Региональные особенности развития систем теплоснабжения в РС(Я) и обеспечения надежности и энергоэффективности</b><br><i>Игнатьев В.С.</i>                           | 323 |
| <b>Влияние климатических условий на объем энергопотребления сельхозпредприятий Республики Казахстан</b><br><i>Кабикенова А.К., Краснятов Ю.А.</i>                       | 325 |
| <b>Опыт использования солнечных электростанций для электроснабжения малых населенных пунктов и фермерских хозяйств</b><br><i>Кабикенова А.К., Краснятов Ю.А.</i>        | 327 |
| <b>Влияние введения нормативов потребления электроэнергии на типичные домохозяйства и энергогенерирующие организации</b><br><i>Козляева В.И., Забержиский Б.Э.</i>      | 329 |
| <b>Оценка инсоляционных теплопоступлений и их влияния на тепловой баланс здания</b><br><i>Морозов М.Н., Стрижак П.А.</i>                                                | 333 |
| <b>Повышение энергоэффективности как фактор роста экономики иркутской области</b><br><i>Музычук С.Ю.</i>                                                                | 336 |
| <b>Перспективы использования возобновляемых источников энергии в кемеровской области</b><br><i>Сливной В.Н.</i>                                                         | 341 |
| <b>Перевод энергоблока 110 МВт с котлоагрегатом ТГМЕ-464 в блок повышенной эффективности</b><br><i>Пономарева Н.В.</i>                                                  | 344 |
| <b>Энергосбережение и безопасность при эксплуатации осветительных установок</b><br><i>Родионов Н. Н.</i>                                                                | 347 |
| <b>Оценка энергозатрат на создание, техническое обслуживание и ремонт проходческих комбайнов</b><br><i>Садридинов А.Б., Пичуев А.В.</i>                                 | 351 |
| <b>Сопоставление эффективности использования топливно-энергетических ресурсов в Алматинской и Томской областях</b><br><i>Смагулов Ч.Н.</i>                              | 354 |
| <b>Формирование локального рынка электроэнергетических услуг</b><br><i>Марченко А.И. Фишов А.Г.</i>                                                                     | 358 |
| <b>Энергосберегающие технологии, применяемые при строительстве «пассивных» домов</b><br><i>Рахимова Ю.И., Кистанов М.В.</i>                                             | 363 |
| <b>Текущий топливно-энергетический баланс организации</b><br><i>Юсупова А.А.</i>                                                                                        | 364 |



Научное издание

## **ЭНЕРГЕТИКА: ЭФФЕКТИВНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ**

Материалы докладов XX Всероссийской  
научно-технической конференции

Верстка материалов докладов проведена на основе представленных  
авторами электронных версий без редактирования их текста!

**Отпечатано в Издательстве ТПУ в полном соответствии  
с качеством предоставленного оригинал-макета**

Подписано к печати 03.12.2010. Формат 60х84/8. Бумага «Снегурочка».  
Печать XEROX. Усл. печ. л. 18,66. Уч.-изд. л. 16,88.  
Заказ 1911-10. Тираж 200 экз.



Национальный исследовательский Томский политехнический университет  
Система менеджмента качества  
Томского политехнического университета сертифицирована  
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO 9001:2008



**ИЗДАТЕЛЬСТВО**



ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30  
Тел./факс: 8(3822)56-35-35, [www.tpu.ru](http://www.tpu.ru)