

СЕКЦИЯ 3

Энергетическая безопасность и
энергосбережение

УДК 681.3.06:66:048.57

О влиянии центробежных сил на полноту сгорания унитарных твердых топлив при тепловом воздействии на промышленные стоки**В.Д. Барсуков, С.А. Басалаев, С.В. Голдаев*****Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**Научно-исследовательский институт прикладной математики и механики Томского государственного университета, г. Томск, Россия**E-mail: svgoldaev@tpu. Ru*

Огневые методы применяются для обезвреживания промышленных сточных вод, содержащих большое количество органических примесей [1]. Они базируются на окислении токсичных органических примесей высокотемпературными продуктами сгорания химического топлива. Практическая реализация части огневых методов осуществляется использованием аппаратов погружного горения, представляющих собой цилиндрические сосуды с коническими днищами и сферическими крышками, на которых установлена погружная горелка с выносной камерой сгорания, рассчитанной на сжигание природного газа, непрерывного подаваемого в нее [1].

Частичное охлаждение дымовых газов до эксплуатационного уровня 800...900°C, поступающих из камеры сгорания, осуществляется за счет смешения их с холодным воздухом. Для обеспечения долговечности работы погружная горелка снаружи имеет футерованный кожух. Истекающие из сопла газы барботируют через стоки и создают необходимую для их испарения тепловую нагрузку [1].

В работе [2] представлен качественный анализ возможности применения для обезвреживания промышленных сточных вод открытого газогенератора (ОГ), представляющего шашку твердого топлива баллистического типа, имеющего полость, свободно сообщающуюся с внешней средой. Размеры полости выбраны с таким расчетом, чтобы на протяжении времени функционирования его в жидкой среде, истечение газов было дозвуковым. При этом осуществляется устойчивое функционирование. Отсутствие металлического корпуса снижает цену подобного устройства [3]. Использование барботажа продуктов сгорания через сточные воды способствует термическому воздействию на них. Дополнительная интенсификация процесса термического обезвреживания достигается при обеспечении вращения жидкости.

На основе предложенной в работе [4] физико-математической модели движения одиночного пузырька, заполненного высокотемпературными продуктами горения, в условиях воздействия массовых сил, осуществлен анализ снижения температуры газа внутри пузырька с изменяющейся вместимостью. Интенсивность теплообмена свободной конвекцией учитывалась через увеличение полного ускорения, обусловленного вращением системы, а также изменением плотности газа внутри пузырька, которая зависела от полного гидростатического давления, равного гидростатическому давлению плюс прирост давления, обусловленный влиянием центробежных сил и сил поверхностного натяжения [5]. Установлено, что увеличение перегрузки приводит к более интенсивному охлаждению и температура газа гораздо раньше приближается к температуре воды.

Эффективное использование ОГ в устройствах подъема с глубин 300...500 м затонувших объектов обеспечивается воздействием на горение УТТ окружающих давлений 3...5 МПа [3]. Однако при сжигании УТТ в диапазоне малых гидростатических давлений начинают сказываться эффекты химической неполноты, проявляющиеся в образовании промежуточных газообразных продуктов [6,7], для удаления которых требуется оснастить рабочий участок дополнительными средствами вентиляции. По этой причине большинство ракетных двигателей и газогенераторов на твердом топливе, в том числе и предназначенные для эксплуатации в жидкой среде, имеют прочные корпуса, выдерживающие перепад давлений, превышающий 0,3 МПа [6–8].

Снижение отрицательного воздействия отмеченного эффекта может быть достигнуто за счет вращения стоков, окружающих ОГ. Поскольку прирост гидростатического давления жидкости в поле центробежных сил пропорционален квадрату угловой скорости [5], поэтому можно варьировать этот прирост, изменяя число оборотов кассеты, в которой установлены ОГ.

В работе [9] приведены результаты осуществления подводного горения УТТ типа Н в поле центробежных сил с помощью специального устройства, содержащего установленную на электромоторе горизонтально ориентированную дискообразную камеру сжигания с осевым отверстием в верхней части для выхода газов [10].

Опыты проводились при атмосферном давлении. Образцы диаметром 20 мм и высотой 50 мм на каждом торце имели углубления. В одном из них устанавливался воспламенитель в виде спирали накаливания, а в противоположном – размещалась навеска чёрного пороха массой 0,5 г. На боковую поверхность образца и на торец с навеской пороха наносилась бронировка из эпоксидной смолы.

Установлено, что при совпадении направлений действия перегрузки и распространения фронта газообразования («положительная» перегрузка) скорость горения возрастает с увеличением действия массовых сил.

На основе сравнения линейных скоростей горения УТТ, полученных в бомбе постоянного давления при горении в газовой среде, и при подводном горении в поле центробежных сил, был сделан вывод о том, что увеличение скорости во втором случае связано с соответствующим повышением гидростатического давления воды.

Таким образом, сжигание унитарных твердых топлив в установке, где на обезвреживаемые сточные воды действует центробежная сила, позволяет не только интенсифицировать процесс теплообмена между продуктами сгорания и окружающей жидкостью, но и повышает полноту химического тепловыделения и снижает количество промежуточных газообразных продуктов, удаление которых должно осуществляться специальными вентиляционными средствами.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (номер проекта 09-03-00054-а).

Список литературы:

1. Алабовский А.Н., Удыма П.Г. Аппараты погружного горения – М.: Изд-во МЭИ, 1994. – 256 с.
2. Басалаев С.А., Барсуков В.Д., Голдаев С.В. Об использовании центробежных сил для интенсификации теплового воздействия на промышленные стоки при горении в них унитарных твердых топлив / Энергетика и человек: Сб. трудов международной молодежной научной школы – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – С.176–179.
3. Барсуков В.Д., Голдаев С.В. Подводное зажигание и горение унитарных твердых топлив. Теория, эксперимент, технические приложения. Томск: Изд. Томского. ун-та. – 2003. – 352 с.
4. Барсуков В.Д., Голдаев С.В. Анализ влияния перегрузки на всплытие в воде пузырька нагретого газа. – Изв. вузов. Физика – 2010. – №12/2. – С.35–39.
5. Веркин Б.И., Кириченко Ю.А., Русанов К.В. Теплообмен при кипении в полях массовых сил различной интенсивности – Киев: Наукова думка, 1988. – 256 с.
6. Присняков В.Ф. Динамика ракетных двигателей твердого топлива. – М.: Машиностроение, 1984. – 248 с.
7. Шишков А.А., Панин С.Д., Румянцев Б.В. Рабочие процессы в ракетных двигателях твёрдого топлива: Справочник. – М.: Машиностроение, 1989. – 240 с.
8. Мухутдинов А.Р., Тахавутдинов Р.Г., Корсуков М.С. Моделирование и разработка теплогенерирующих устройств на основе твёрдого топлива, эксплуатируемых в жидкой среде // Проблемы энергетики. 2007. № 3–4. С. 76 – 82.
9. Исследование подводного горения конденсированных веществ в поле центробежных сил / В.Д. Барсуков, С.А. Басалаев, С.В. Голдаев и др. Изв. вузов. Физика – 2010. – №12/2. – С.31–34.
10. Патент 2425283 РФ, МПК F23B 99/00, F02K 9/08. Устройство для исследования подводного горения унитарных твёрдых топлив при перегрузках / В.Д. Барсуков, С.В. Голдаев, К.В. Пахнутов, С.А. Басалаев. Заявл. 11.08.2009; Оpubл. 27.07.2011 Бюл. № 21.

Энергия. Взаимосвязь цены и спроса

О.В. Белова

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

Мировая экономика в течение последних лет демонстрирует достаточно высокие темпы экономического роста, несмотря на сохраняющийся с 2002 г. рост цен на топливно-энергетические ресурсы. Реформирование национальных систем энергетики в ряде стран на основе конкурентных энергетических рынков началось достаточно давно. Великобритания и Норвегия, Франция и Соединенные штаты пошли разными путями к реализации в энергетике философии «свободного предпринимательства». Основным ориентиром преобразований предполагается глобальная цель:

повышение эффективности энергообеспечения как основы экономического роста и подъема жизненного уровня населения [1].

Тарифное регулирование на электрическую и тепловую энергию является одним из самых ответственных элементов воздействия государства на отношения, складывающиеся в этой сфере. Оно направлено на достижение:

- ✓ антимонопольной защиты потребителей от необоснованного повышения цены и дискриминации при разнесении общих издержек энергосбережения;
- ✓ устойчивого обеспечения финансовыми ресурсами энергокомпаний для покрытия их затрат;
- ✓ стимулирования снижения издержек производства и рационализации энергопотребления;
- ✓ повышения эффективности энергоиспользования и стимулирования энергосбережения;
- ✓ финансовой поддержки отдельных потребителей и социальной защиты населения.

Таким образом, уже при формировании тарифов предполагается их стимулирующая энергосбережение роль. Однако связь между уровнем тарифа и интенсивностью энергосбережения представляется не вполне отчетливой. Несмотря на рост тарифов последние 10 – 15 лет спрос на энергию продолжает расти. Это противоречит основному закону рынка. Вот что пишет Пол Хейне [2]: «Когда какого-нибудь блага становится мало – предложения уменьшаются по сравнению со спросом – его цена повышается. Возросшая цена побуждает покупателей приобретать меньше, оставляя тем самым больше другим. Она побуждает поставщиков производить больше. Понижившаяся цена сигнализирует о том, что блага стало менее редким. Цена побуждает покупателей заменять им другие блага и направляет усилия поставщиков на производство других, более ценных благ».

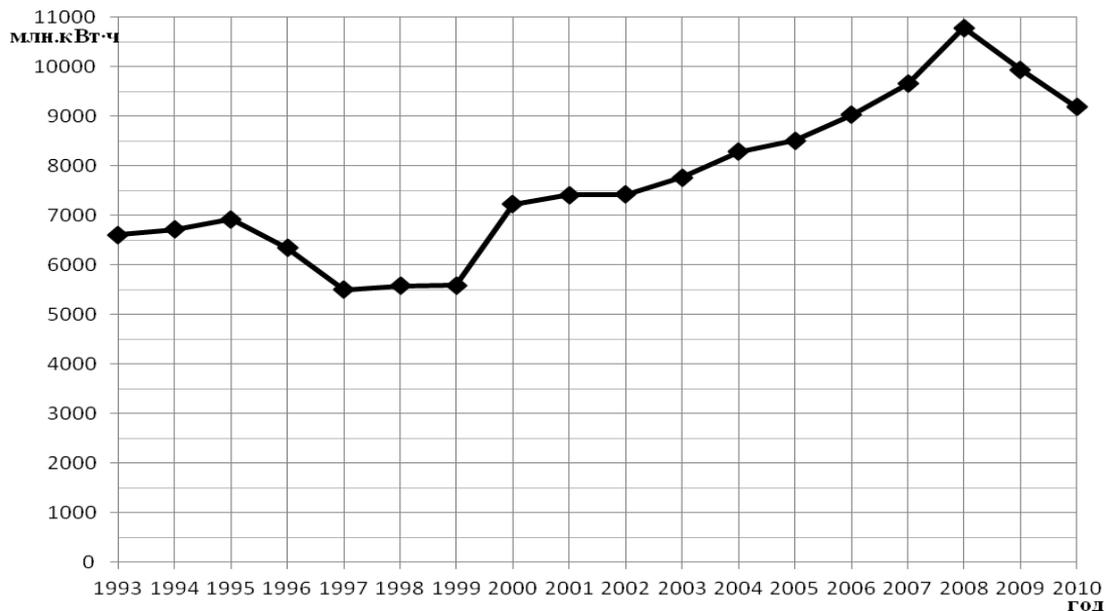


Рис. 1. Потребление электроэнергии в Томской области в 1993-2010 гг.

В случае электрической и тепловой энергии координирующая роль цены проявляется совершенно по-иному. На рисунке 1 общая тенденция спроса на электроэнергию в Томской области складывается из естественного ежегодного прироста и снижения из-за кризисных явлений в экономике 1998 и 2008 годов и определенных мер по энергосбережению, проведенных в этот период.

Средний ежегодный прирост потребления электроэнергии за этот период составил 190 млн.кВт·ч или 2.52%.

На рисунке 2 показано изменение среднего тарифа на электроэнергию за этот же период.

Средний ежегодный прирост тарифа за этот же период составил 6.1 руб./100кВт·ч или 9.1%. Таким образом, тарифы росли существенно быстрее, чем спрос. Эластичность спроса имеет отрицательный знак. Она определяется как процентное изменение величины спроса деленное на процентное изменение цены. В нашем случае средняя эластичность составила – 0.28. Спрос неэластичен. Рост цены сопровождается ростом спроса. Более того, коэффициент корреляции между ними равен 0.861. Разумеется, нельзя считать, что рост тарифа вызывает увеличение

спроса. Видимо электроэнергия для населения и экономики области является столь важной ценностью, что, несмотря на рост тарифа, потребление растет.

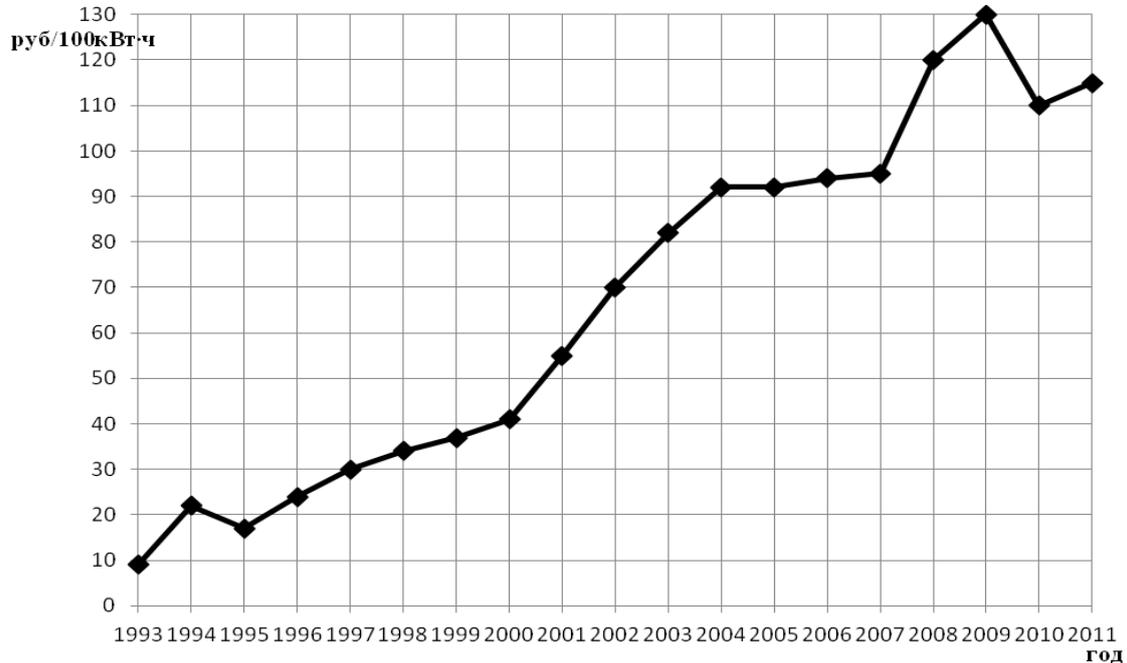


Рис. 2. Изменение среднего тарифа на электроэнергию.

Потребление тепловой энергии в Томской области изменяется в значительно более широких пределах, и характер этих изменений представляется совершенно иным. На рисунке 3 показано как изменяется спрос на централизованное тепло и тариф на него.

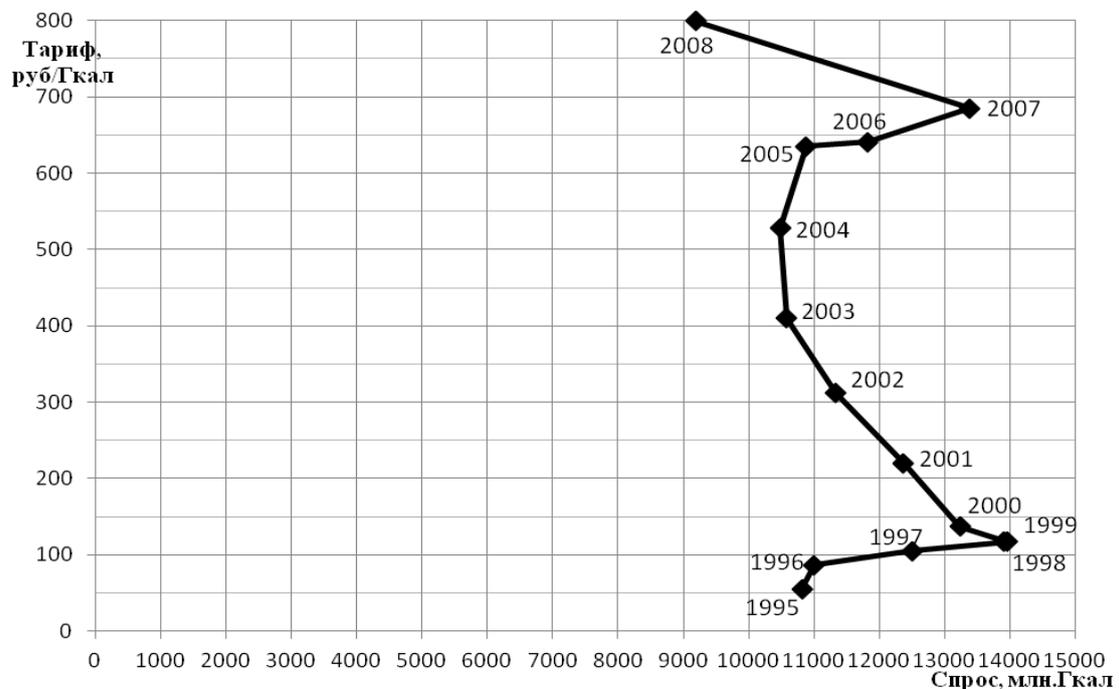


Рис. 3. Взаимосвязь изменений спроса и тарифа на тепловую энергию в Томской области.

Здесь выявляется довольно странное взаимодействие спроса и тарифа. Следует отметить, что коэффициент корреляции между ними равен -0.56 . Это говорит о наличии незначительной

отрицательной статической корреляционной связи между этими параметрами. С ростом тарифа спрос на тепловую энергию снижается. Что касается коэффициента эластичности, то он равен – 1.6. В отличие от электроэнергии он имеет противоположный знак – рост тарифа сопровождается некоторым снижением спроса. Средний ежегодный прирост тарифа на тепловую энергию за этот период в Томской области составил 13.3%, а среднее ежегодное снижение потребления тепла из централизованных источников – 7.3%.

Причины существенного снижения потребления тепла заключается в массовом отказе промышленных и подобных им потребителей от использования тепла из централизованных источников и перехода на его выработку в собственных котельных.

Можно ожидать продолжения процесса снижения спроса в связи с реализацией энергосберегающих мероприятий по областной программе: Повышения энергетической эффективности на территории Томской области на перспективу до 2020 года.

Выводы:

1. Потребление топливно-энергетических ресурсов в территориальных образованиях (область) определяется совместным действием многих факторов, среди которых природно-климатические, естественно-природные, социально-экономические и энергосберегательные действуют в противоположных направлениях. Так, несмотря на рост тарифов спрос на электроэнергию за период 1993 – 2010 возрос с среднегодовым темпом 2.52%. Спрос на тепловую энергию за период с 1995 по 2010 годы имеет тенденции к снижению с темпом 7.3% в год.
2. Взаимосвязь между спросом на электроэнергию и тарифом говорит о неэластичности. Коэффициент эластичности равен – 0.28. Взаимосвязь между спросом на тепло из централизованных источников и тарифом проявляется отчетливо.

Список литературы:

1. Гительман Л.Д., Ратников Б.Е. Рынки электроэнергии. – Екатеринбург/Изд-во Ур О РАН, 1997, 65 с.
2. Хейне П. Экономический образ мышления. Перевод с англ. Издание 2-е. – Москва/Изд-во Дело, 1993, 744 с.

Показатели энергоёмкости валового регионального продукта субъектов сибирского федерального округа (на примере Красноярского края и Томской области)

М.В. Вахнер

Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия

vahkner@sibmail.com

В данной статье показана структура валового регионального продукта субъектов Сибирского Федерального округа. На примере Красноярского края и Томской области проведен анализ изменения потребления энергии, рассчитаны показатели энергоёмкости ВРП и экономия энергоресурсов за период 2007-2009 гг. Также представлена динамика изменения энергоёмкости ВРП и ВДС этих регионов.

Красноярский край и Томская область – субъекты Сибирского Федерального округа, площадь которых составляет 2366,8 тыс. кв. км. и 314,4 тыс. кв. км. соответственно, доля ВРП Красноярского края в ВВП Российской Федерации достигает 1,11%, доля ВРП Томской области – 0,61%. Данные субъекты имеют высокий уровень удельного производства ВРП на душу населения обусловленный высокой в среднем по Сибирскому Федеральному округу производительностью труда и более высокой занятостью населения. (В 2009 году ВРП на душу населения в Красноярском крае составил 258834,6 руб./чел., в Томской области - 232901,1 руб./чел.)

В структуре валовой добавленной стоимости субъектов преобладает высокая доля электроёмких отраслей специализации, так доля промышленности составляет 48% в Красноярском крае и 45% в Томской области, и низкая доля сферы услуг. Подробная структура валовой добавленной стоимости представлена на рисунке 1.

Структура валовой добавленной стоимости за период с 2005 по 2009 гг. меняется значительно, доля промышленности в Красноярском крае сократилась на 10%, в Томской области – на 13%.

Структурные сдвиги в экономике субъектов оказывают большое влияние на энергоёмкость ВРП.

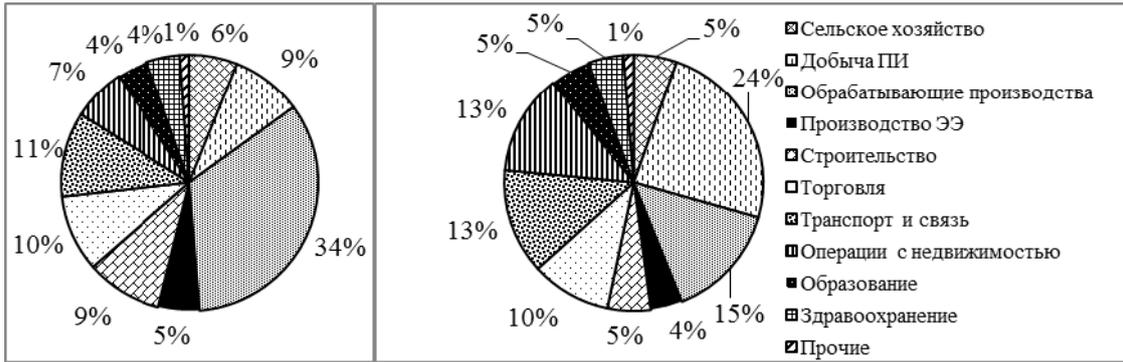


Рис. 1. Структура валовой добавленной стоимости Красноярского края и Томской области соответственно по видам экономической деятельности в 2009 году, %

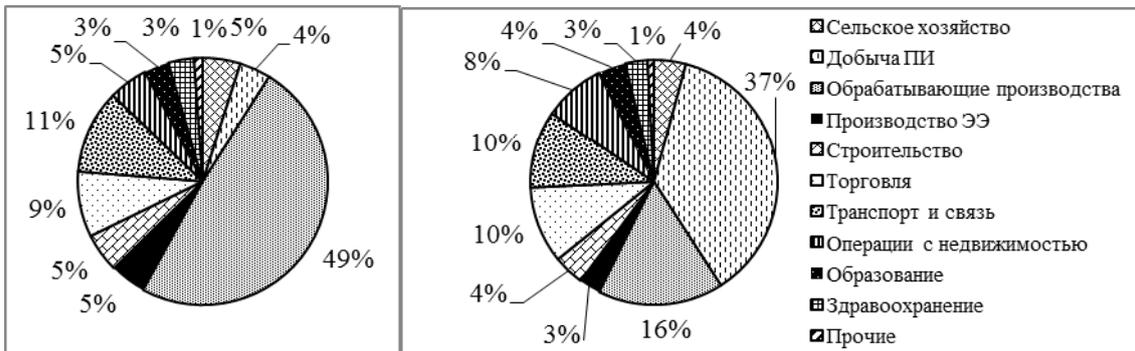


Рис. 2. Структура валовой добавленной стоимости Красноярского края и Томской области соответственно по видам экономической деятельности в 2005 году, %

На основе данных ТЭБ Красноярского края была определена структура прироста потребления первичной энергии по основным секторам. За период с 2005 по 2008 гг. 41% прироста пришлось на строительство, 22% - на промышленность (из них 20,5% прироста пришлось на обрабатывающие производства, почти 1% - на производство и распределение электроэнергии, воды и газа), 6% - на транспорт и связь. Больше 15% прироста потребления энергии в 2009 году по отношению к 2006 году пришлось на прочие виды деятельности, включающее коммунальное хозяйство. Наиболее резкий прирост потребления произошел в 2008 году, в кризисном 2009 году потребление энергии снизилось в 1,5 раза.

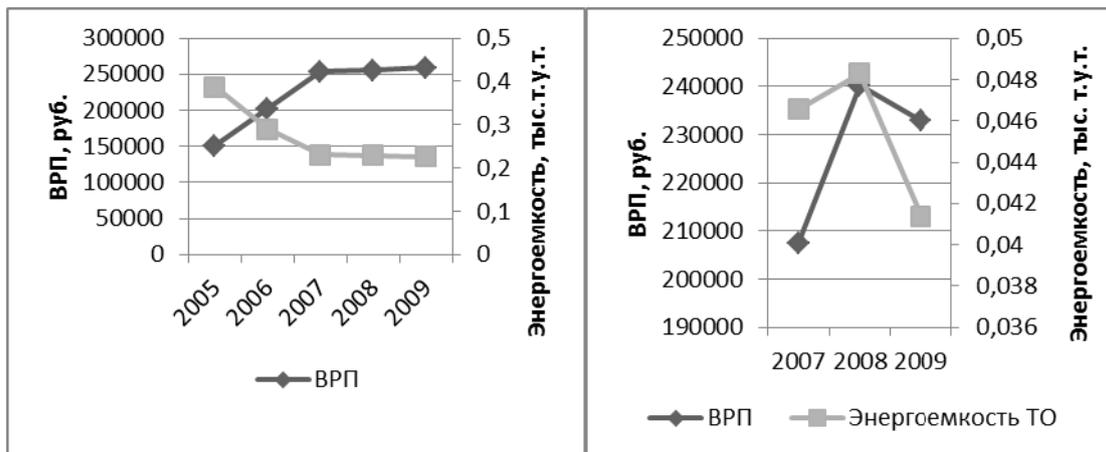


Рис. 3. Динамика ВРП и энергоёмкости Красноярского края и Томской области соответственно

Таковую же картину мы видим в Томской области, резкий прирост потребления был в 2008 году, затем так же снижение в кризисном 2009 году. Годовой прирост потребления энергии в промышленном секторе составил 1,3%, потребление в секторе прочих видов деятельности

увеличилось в 4,4 раза. Разный характер потребления энергии имеет сельскохозяйственный сектор экономики, в Томской области, в отличие от Красноярского края, потребление энергии растет, и годовой прирост в 2008 году составил 75%.

В 2005-2009 годах энергоёмкость ВРП Красноярского края снизилась практически в 2 раза, или на 42%. В среднем она снижалась на 8,4% в год. В 2009 году энергоёмкость Красноярского края снизилась только на 2% по сравнению с уровнем 2008 года, это связано с незначительным ростом ВРП края (всего 1,4%). Это обстоятельство существенно затрудняет решение задачи по снижению энергоёмкости на 40% от уровня 2007 года к 2020 году. В Томской области также была тенденция снижения энергоёмкости до 2008 года, в среднем снижение в год составляло 4,2. Динамика энергоёмкости ВРП и самого валового регионального продукта показана на рисунки 3.

Наиболее электроёмкими секторами экономика является промышленность, прочие виды деятельности, включающее коммунальное хозяйство. В период с 2005 по 2008 гг. энергоёмкость промышленности снизилась на 23% в Красноярском крае, и с 2007 по 2008 гг. – на 18% в Томской области. В основном это происходило за счет структурных сдвигов в экономике (снижение доли энергоёмкой промышленной продукции).

Таблица 1. Энергоёмкость валовой добавленной стоимости Красноярского края в 2008 году

| | Энергоёмкость ВДС т.у.т/1000 рублей | Энергоёмкость рубля заработной платы, т.у.т/1000 руб. |
|-----------------------------|--|--|
| Промышленность, всего | 425,1 | 440,4 |
| Добыча ПИ | 20,1 | 23,3 |
| Обрабатывающее производство | 802,2 | 1760,1 |
| Производство ЭЭ | 63,8 | 89,7 |
| Строительство | 10,5 | 28,9 |
| Сельское хозяйство | 15,0 | 73,7 |
| Транспорт и связь | 21,0 | 71,0 |
| Прочие | 296,1 | 182,9 |
| Торговля | 10,8 | 69,6 |

Таблица 2. Энергоёмкость валовой добавленной стоимости Томской области в 2008 году.

| | Энергоёмкость ВДС т.у.т/1000 рублей | Энергоёмкость рубля заработной платы, т.у.т/1000 руб. |
|-----------------------|--|--|
| Промышленность, всего | 81,7 | 118,9 |
| Строительство | 3,5 | 4,4 |
| Сельское хозяйство | 52,1 | 75,4 |
| Транспорт и связь | 20,1 | 25,5 |
| Прочие | 474,1 | 115,5 |
| Торговля | 0,79 | 0,1 |

Экономия энергоресурсов за счет снижения энергоёмкости ВРП в 2009 году по отношению к уровню 2007 года в Красноярском крае составила 16004 тыс. т.у.т, из них электроэнергия -15290 тыс. т.у.т, дизельное топливо – 2127 тыс. т.у.т, нефть – 514 тыс. т.у.т. В Томской области эта экономия незначительна 165 тыс. т.у.т электроэнергии, 456 тыс. т.у.т тепловой энергии, 358 тыс. т.у.т нефтепродуктов.

Таким образом, снижение энергоёмкости ВРП субъектов Сибирского Федерального округа имело место за счет структурного фактора или за счет неравномерности роста индикаторов экономической активности в разных секторах энергопотребления по отношению к ВРП. Роль технологического фактора ограничена. Для решения задачи по снижению энергоёмкости ВРП на 40% к 2020 году от уровня 2007 года необходимо существенно повысить вклад технологического фактора в снижение ВРП регионов.

Список литературы:

1. Литвак В.В. Основы регионального энергосбережения (научно---технические и производственные аспекты) – Изд. 2-е испр. - Томск: Изд-во НТЛ, 2007. – 288 с.
2. Яворский М.И., Литвак В.В., Огородникова О.В. «Дорожная карта» энергосбережения и повышения энергетической эффективности // Журнал «Энергосбережение». – 2010. – № 5. – С. 32–35.

3. Башмаков И.А. Динамика энергоёмкости валового регионального продукта Москвы// Журнал Энергосбережение – 2011 - №3
4. Функционирование и развитие электроэнергетики Российской Федерации в 2009 году // Информационно-аналитический доклад – Министерство энергетики РФ -<http://www.e-apbe.ru/upload/iblock/b0e/doklad2009.pdf>

Основные критерии для классификации медицинских учреждений по энергоэффективности

Ю.Н. Вербич

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

ski-89@mail.ru

С каждым годом необходимость дальнейшей работы в области повышения эффективности потребления энергии становится всё острее. Низкая энергетическая эффективность, гигантские энергозатраты на производство продукции снижают конкурентоспособность российской экономики и в дальнейшем могут привести к серьёзным последствиям в этой сфере. Снижается потенциал экспорта энергоресурсов. При повышении тарифов растет социальная напряженность. Масса денег уходит на строительство и ремонт систем энергоснабжения, около 60 % коммунальных сетей уже находятся в аварийном состоянии. И с каждым годом положение становится все отчаяннее. Энергосбережение в современных экономических условиях является не просто составной частью, а ключевым элементом реформы.

В мировой практике важным инструментом энергосберегающей политики является информирование об энергоэффективности электробытовых приборов, строительных и теплоизоляционных материалов, зданий, коммунального теплоэнергетического оборудования, автотранспорта. Маркировка (этикетирование) являются лучшими способами получения информации об энергетической эффективности оборудования или объекта. За рубежом уже давно успешно используются различные методики присвоения зданиям уровней энергоиндексации в ходе энергообследования объекта. В дальнейшем класс энергоэффективности заносится в энергетический паспорт здания. Вся эта классификация приносит пользу для энергосбережения в целом и делает её более эффективной. В России это явление новое и только начинает развиваться. Использование зарубежных методик классификации зданий не представляется возможным. Методы расчетов, применяемые для оценки энергоэффективности в различных странах, значительно различаются. Одна из причин – Директива по энергетическим характеристикам зданий, которая задаёт общие рамки и оставляет контроль над деталями за государствами. Но даже если в будущем методики энергоэффективности будут полностью урегулированы, по-прежнему сохранится большое количество различий на национальном уровне, которые будут влиять на энергопотребление. Например, требования охраны труда, которые влияют на уровень воздухообмена зданий, качество внутреннего микроклимата и климатические условия в силу географического расположения, строительные нормы и т.д. Всё это не позволяет использовать зарубежные методики классификации.

В ноябре 2009 года был принят закон № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» Впоследствии к закону прилагались «правила определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов». Используемая в этом законе методика классификации неприменима для медицинских зданий, муниципальных учреждений, зданий производства и других объектов социальных сфер Российской Федерации. Энергетическая эффективность зданий должна рассчитываться на основании методик, которые будут учитывать особенности каждого социального здания, и включать в себя такие факты как тепловая изоляция домов, эффективность систем отопления, кондиционирования и установленное оборудование. Медицинские объекты являются важнейшими объектами энергоснабжения в нашей стране и принадлежат к особой группе по энергоснабжению, но не подлежат энергоиндексации, что пагубно влияет на энергоэффективность в этой социальной отрасли в целом. Целью данной статьи является определение основных критериев для создания методики классификации медицинских учреждений по энергоэффективности.

Энергоэффективность зданий зависит в основном от качества их эксплуатации, которое определяется не только наличием современных приборов, но и соответствующей организацией эксплуатационных служб.

Медицинские учреждения являются потребителями:

- Тепловой энергии в виде отопления, ГВС, вентиляции, технологического тепла, потерь;
- Электроэнергии в виде освещения, работы оборудования и различных установок, потерь;
- Холода в холодильных камерах (отрицательное тепло);
- Невозобновляемых источников энергии: газ, уголь и т.д.

Исходя из типов потребления энергии медицинскими учреждениями можно составить основные критерии, по которым стоит рассматривать общую энергоэффективность медицинских учреждений:

- термическое сопротивление здания. На сделанных из космоса инфракрасных снимках российские города выглядят как сияющие точки. Настолько много тепла выделяют дома старой постройки через щели в окнах, стенах и крышу! Наличие большого количества сосулек на крышах домов – это первый признак некачественной теплоизоляции крыши, т.к. теплый воздух нагревает крышу, снежный покров подтаивает, и образуются сосульки. Общее термическое сопротивление здания складывается из сопротивления покрытия, стен, окон;
- годовое потребление электрической энергии системами на оборудование и освещение. Как правило, в различных организациях ведется постоянный учет расхода электроэнергии, оборудован ее входной коммерческий учет на ТП, на распределительных устройствах для крупных внутренних потребителей и на индивидуальных вводах установлены электросчетчики;
- удельное годовое потребление тепловой энергии системам. Это количество полезной тепловой энергии за отопительный период, израсходованное на компенсацию теплопотерь здания с учетом воздухообмена и дополнительных тепловыделений при нормируемых параметрах микроклимата помещений в нем, отнесенное к единице площади пола квартир здания (или отапливаемой площади многоквартирных домов), и градусо-суткам отопительного периода;
- количество углекислого газа выброшенного в воздух. В результате сжигания на Земле органических топлив происходит ежегодный прирост выбросов CO_2 сверх сбалансированного круговорота, что способствует образованию парникового эффекта. На долю ТЭС приходится примерно 22 % общих мировых выбросов CO_2 . Россия взяла на себя обязательства до 2008 – 2012 гг. не превышать выбросы парниковых газов относительно уровня 1990 г. Удельный выброс CO_2 на единицу выработанной электрической и тепловой энергии в РФ составляет 0,414 кг/(кВтч). Для расчёта выброса углекислого газа применяются коэффициенты эмиссии, которые приведены в (табл. 1). На основании этого показателя можно судить об энергоэффективности предприятий.

Пример расчета одного из критериев определения класса энергоэффективности – количество углекислого газа выброшенного в воздух при сжигании топлива.

Воспользуемся коэффициентом эмиссии углекислого газа (табл. 1).

Таблица 1. Коэффициенты эмиссии углекислого газа

| Вид топлива | Коэффициенты эмиссии CO_2 | |
|--------------|-----------------------------|---------------|
| | $mCO_2 / m.y.m$ | $mCO_2 / ГДж$ |
| Твердое | 2,76 | 25,68 |
| Газообразное | 1,62 | 15,07 |
| Мазут | 2,28 | 21,22 |

В среднем для производства 1 кВтч требуется 400 г. у. т, следовательно:

$$2,76 \text{ г } CO_2 \text{ — } \rightarrow 1 \text{ г } . y . m$$

$$2,76 \cdot 400 = 1104 \text{ г } CO_2$$

$$1104 \text{ г } CO_2 \text{ — } \rightarrow 1 \text{ кВтч}$$

Зная годовое потребление электрической энергии можно получить количество выброшенного при этом CO_2 в год для дальнейшего анализа.

Предполагаемая таблица для определения класса энергоэффективности:

| Показатель | | Единица измерения | Количество | Соответствие классу |
|---|-----------------------|-----------------------------------|------------|---------------------|
| 1. Общие характеристики зданий | | | | |
| 1.1 Общая площадь | | м ² | | |
| 1.2 Количество этажей | | Эт. | | |
| 1.3 Количество людей | | Чел. | | |
| 2. Энергетические показатели | | | | |
| 2.1 Термическое сопротивление | Стены | м ² ·К/Вт | | |
| | Окна | | | |
| | Покрытия | | | |
| | Общее | | | |
| 2.2 Годовое потребление электрической энергии | Освещение | кВт·ч/м ² | | |
| | Оборудование | | | |
| 2.3 Годовое потребление тепловой энергии | Отопление | кВт·ч/м ² | | |
| | ГВС | | | |
| | Вентиляция | | | |
| | Холодильные установки | | | |
| 2.4 Количество углекислого газа выброшенного в воздух | | кгСО ₂ /м ² | | |

Список литературы:

1. Специализированный журнал №7 – Энергосбережение, 2007 – 94 с.
2. В.И. Беспалов, С.У. Беспалова, М.А. Вагнер Природоохранные технологии на ТЭС: учебное пособие; Томский политехнический университет. – 2-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 240 с.
3. www.pamag.ru

Комплексный подход к энергосбережению на примере реновации оборудования фермерского хозяйства

Д.М. Глухов, А.М. Ефанов, И.С. Воронков
 ООО «Энергобаланс» г. Воронеж, Россия
 E-mail: mitbor@rambler.ru

23 ноября 2009 г. Президент Российской Федерации Д.А. Медведев подписал Федеральный закон № 261-ФЗ [1], который регулирует отношения по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, с целью создания правовых, экономических и организационных основ стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Подобный уровень обозначения проблемы свидетельствует о том, что актуальность энергосбережения на сегодня высока, как никогда прежде.

В условиях экономического кризиса, проблемы энергосбережения особенно актуальны для представителей малого и среднего бизнеса различных видов деятельности. В частности, для фермерских хозяйств, созданных на базе бывших колхозов или совхозов с их устаревшим энергохозяйством, расходы на электроэнергию могут быть настолько велики, что достижение какой-либо осязаемой прибыли становится весьма затруднительным.

Общие принципы энергосбережения давно известны. Это, в первую очередь, утепление помещений. Во-вторых, учитывая то обстоятельство, что зачастую электрообогрев является единственным способом отопления, в настоящее время существует много современных способов

отопления, имеющих явные преимущества по сравнению с традиционными: длинноволновые обогреватели, теплые полы, теплоаккумуляторы. [2].

Целью работы является рассмотрение комплексного подхода к энергосбережению – снижение расходов на электроэнергию путём применения комплексно-инновационного подхода к электро- и теплосбережению.

На сегодняшний день одним из самых эффективных методов достижения энергосбережения является энергоаудит [3]. Энергоаудит или энергетическое обследование предприятий и организаций предполагает оценку всех аспектов деятельности предприятия, которые связаны с затратами на топливо, энергию различных видов и некоторые ресурсы, например, воду. Цель энергоаудита — оценить эффективность использования топливно-энергетических ресурсов и разработать эффективные меры для снижения затрат предприятия.

Часто, вернее — всегда, перед заключением договора на энергоаудит, заказчика интересуют результаты будущей работы. Авторы считают необходимым заявить, что любые количественные прогнозы результатов предстоящего энергетического обследования безосновательны, недостоверны и потому не могут иметь практического смысла.

Дело в том, что максимальный потенциал повышения энергоэффективности имеет место на предприятиях, характеризующихся: а) низким уровнем производственной активности; б) значительными структурными изменениями основного производства; в) примитивной кадровой политикой омоложения и сокращения штатов; г) бессистемно реализуемой модернизацией объектов энергохозяйства, приводящей к деградации проектных схем ресурсообеспечения.

На современных, устойчиво работающих производствах потенциальные возможности увеличения эффективности использования ресурсов минимальны, поэтому гарантий какой-либо результативности при оценке энергоэффективности энергоиспользования грамотный и честный энергоаудитор вам не даст.

Советская государственная политика заниженных цен на энергоресурсы, доля которых в себестоимости промышленной продукции составляла до нескольких процентов, а в коммунальную сферу ресурсы отдавались в 3 раза ниже себестоимости, обусловила низкую эффективность энергоиспользования. В настоящее время ситуация кардинально изменилась.

С одной стороны, ввиду быстрого увеличения цен на энергоносители, затраты на них и в коммунальной сфере и в промышленности выросли многократно, и только в себестоимости промышленной продукции составляют от 10% до 40%, а иногда и более. С другой стороны, положение с энергоэффективностью свидетельствует о значительных резервах экономии энергоресурсов.

А теперь перейдём к практическому опыту реализации энергоаудита на примере небольшого фермерского хозяйства. Для достижения экономии в потреблении хозяйством электроэнергии были предприняты следующие шаги.

Для уличного освещения вместо ламп накаливания 300 Вт применили энергосберегающие натриевые лампы 70 Вт с фотодатчиками, а в помещениях офиса, гостиницы, жилого дома и мастерской – бытовые энергосберегающие лампы и датчики движения и присутствия. В свинарнике и МТФ применили дежурный свет и датчики движения при раздаче кормов в целях оптимизации режима дополнительного освещения. Крупоцех, маслоцех, зерносклад, помимо оптимизации энергопотребления на освещение вышеперечисленными способами, были оборудованы частотными преобразователями для управления асинхронными двигателями. Была модернизирована также система электроприводов зерноочистительного комплекса. На трансформаторной подстанции фермы заменили трансформаторы тока и приборы учета электроэнергии с повышенным классом точности и смонтировали автоматическую установку компенсации реактивной мощности для поддержания $\cos\phi$ на уровне 0,9. Провели лабораторные испытания электрооборудования, кабельных линий, электропроводки и, соответственно, заменили несоответствующие нормам ПУЭ.

Оборудование крупоцефа и зерносклада, по технологическому процессу требующее электроподогрева, было утеплено новейшим жидконаносимым теплоизоляционным покрытием «ИзоТерм» (коэффициент $\lambda=0,004$), которое при толщине слоя в 1 мм обеспечило теплоизоляционную эффективность, эквивалентную 100 мм современного минераловатного утеплителя. Все технологические трубопроводы, подводящие горячий теплоноситель, а также электрические котлы отопления и нагрева воды также были покрыты «ИзоТермом».

В итоге суммарная экономия в потреблении электроэнергии фермерского хозяйства составила 30,61% [4]. Срок окупаемости затрат на модернизацию для владельца за счёт экономии на оплату электроэнергии составил 8,2 месяца.

Небольшое лирическое отступление. Необходимо отметить, что «советские» принципы ведения хозяйства экономически неэффективны. Трудно объяснить руководителю хозяйства, работающего на земле, что вложенные средства сегодня вернутся сторицей завтра. Он привык верить в то, что «держит в руках».

Выводы по работе:

1. Дальнейшее эффективное развитие Российской Федерации без внедрения энергосберегающих технологий невозможно.
2. Энергоаудит, проведенный грамотными специалистами, позволит выявить резервы по энергосбережению предприятия.
3. Практические результаты в области повышения энергоэффективности фермерского хозяйства полностью подтвердили результаты теоретических исследований.
4. Использование новейших достижений в области инновационных теплоизолирующих материалов в ряде случаев позволяет решить сложные задачи по теплосбережению.
5. Необходимо развивать «дальновидность и экономический резерв» руководителей предприятий.

В заключение авторы считают нужным отметить, что привычка экономить электроэнергию это признак разумного и современного потребителя. Энергосберегающие технологии доступны ныне каждому, используйте и получайте удовлетворение не только от экономической выгоды, но и от помощи перегруженным, и зачастую пережившим свой срок эксплуатации энергосетям России.

Список литературы:

1. Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
2. <http://www.energobit.net/energobit.htm>.
3. <http://www.energovent.com/ru/section.php?id=6>.
4. <http://www.energovm.ru> – акт энергетического обследования фермерского хозяйства, описание продукта «Изотерм».

УДК 621.311

Реализация в среде турбо паскаль методики прогнозирования показателей надежности объектов, подчиняющихся распределению гаусса

С.В. Голдаев, А.М. Коровина, К.Н. Радюк

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

E-mail: SVGoldaev.tpu@ru

Предложена автоматизированная методика прогнозирования показателей надежности объектов в среде Турбо Паскаль, описываемых нормальным законом, снижающая трудоемкость расчета и повышающая его точность. В ней использованы интерполяционные зависимости для функции Лапласа и квантиля уровня стандартного нормального распределения.

В ходе количественного анализа надежности различных технических систем часто используется нормальное (гауссовское) распределение [1–6]. Например, время восстановления ремонтируемых изделий в ряде случаев приближенно распределено по нормальному закону. Иногда близко к нему располагается наработка до отказа невосстанавливаемых изделий. Оно применяется и для учета постепенных отказов, возникающих в одной системе независимо от внезапных отказов, описываемых экспоненциальным распределением. Такую систему представляют состоящей из двух элементов, включенных в смысле надежности последовательно [1]. Распределению Гаусса подчиняются ошибки измерений [5].

Затруднения количественного анализа показателей надежности объектов, обработки статистических данных, подчиняющихся нормальному закону распределения, обусловлены тем, что расчетные формулы содержат определенные интегралы, которые не выражаются через элементарные функции. В ряде источников по надежности [2– 4] и теории вероятностей [5] ограничиваются табличным представлением значений этих интегралов. Рассматриваются иллюстративные примеры, в которых аргументы специальной функции имеют целые значения, что не требует применения интерполяции.

В докладе описан алгоритм, позволяющий заменить использование табличных значений этих интегралов, на интерполяционные формулы и в результате автоматизировать эту процедуру.

Вероятность попадания в интервал (β_1, β_2) значения случайной величины x_c , подчиняющейся нормальному закону распределения, вычисляется по формуле

$$P(\beta_1 < x_c < \beta_2) = \frac{1}{2} \left[\Phi_0 \left(\frac{\beta_2 - a}{\sigma} \right) - \Phi_0 \left(\frac{\beta_1 - a}{\sigma} \right) \right], \quad (1)$$

где a – параметр, равный математическому ожиданию; σ^2 – дисперсия случайной величины; $\Phi_0(x)$ – нормированная функция Лапласа, определяемая в виде

$$\Phi_0(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^x \exp\left(-\frac{t^2}{2}\right) dt. \quad (2)$$

Например, расчет нестационарного коэффициента готовности в предположении о том, что времена наработки на отказ и восстановления имеют распределение Гаусса [4], осуществляется с использованием функции (2). Математическая запись теоремы Муавра–Лапласа [5] содержит интеграл вида (2). В ходе проверки гипотезы о нормальном распределении генеральной совокупности по критерию Пирсона приходится многократно вычислять функцию $\Phi_0(x)$ [1–5].

Нижняя и верхняя доверительные границы для P вычисляются так [2]:

$$P_H(t) = P_c - U_\gamma \sqrt{D}; \quad P_B(t) = P_c + U_\gamma \sqrt{D}. \quad (3)$$

Здесь $P_c(t) = 1/2 - \Phi_0[(t - x_c)/\sigma]$ – значение оценки надежности из нормальной совокупности; $D \cong \varphi^2(1 + 0,5 \cdot z^2)/n$ – приближенное значение дисперсии для n испытаний объекта; $z = (t - a)/\sigma$; $\varphi = \varphi(z) = \exp(-z^2/2)/\sqrt{2\pi}$; U_γ – квантиль уровня стандартного нормального распределения; параметр $\gamma = (1 + \beta)/2$, где β – достоверность, равная 0,9; 0,95. При «ручных» расчетах значения U_γ находятся по таблицам [2].

Часто используется функция Лапласа, которая определена в монографии [7] таким образом

$$\Phi_L(x) = \sqrt{\frac{2}{\pi}} \int_0^x \exp(-t^2/2) dt. \quad (4)$$

Нормированная функция Лапласа в виде (2) связана с (3) таким образом

$$\tilde{\Phi}_0(x) = 0,5 \cdot \Phi_L(x). \quad (5)$$

Для нахождения значений $\Phi_0(x)$ используют табличные данные [3], [5], встроенные функции в Microsoft Excel [4] или в пакет Mathcad [8]. Изучение публикаций в специализированных журналах по теплоэнергетике показало, что до настоящего времени встречаются только модельные задачи, решение которых было получено применением этого пакета.

Однако реализация инженерных методик расчета характеристик теплоэнергетических установок, основанных на использовании громоздких эмпирических зависимостей, в пакете MathCad потребует больших затрат времени, т. к. в математическом обеспечении отсутствуют соответствующие средства.

Можно воспользоваться средой Турбо Паскаль, остающейся эффективным средством выполнения прикладных теплотехнических и надежностных расчетов [9–11].

Известен ряд интерполяционных зависимостей для $\Phi_L(x)$. Приведем одну из них, обеспечивающую погрешность менее 1% [7]:

$$\Phi_L(x) = \sqrt{1 - \exp\left[-(2/\pi - k)x^2\right] / (1 + kx^2)}, \quad (6)$$

где $k = 0,1253$.

Формулу (6) можно использовать при расчетах на микрокалькуляторах, а тем более на персональном компьютере в среде Турбо Паскаль, что упрощает количественный анализ надежности различных объектов.

Для вычисления U_γ , входящего в формулы (3), была использована достаточно точная интерполяционная зависимость из [7]

$$U_\gamma = 4,91 \left[\gamma^{0,14} - (1 - \gamma)^{0,14} \right]. \quad (7)$$

Таким образом, автоматизация расчета показателей надежности объектов, описываемых нормальным законом, расширяет возможности программного обеспечения (методы структурных

схем, статистических испытаний и интенсивностей переходов), реализованного в среде Турбо Паскаль [9], [11].

Список литературы:

1. Надежность теплоэнергетического оборудования ТЭС и АЭС: /Г.П. Гладышев, Р.З. Аминов, В.З. Гуревич и др. – Под ред. А.И. Андриященко.– 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. Голдаев С.В. Надежность и оптимизация систем теплоэнергоснабжения промпредприятий. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – 168 с.
4. Половко А.М., Гуров С.В. Основы теории надежности /2-ое изд., пераб. и доп. – СПб: БХВ-Петербург, 2008 – 704 с.
5. Вентцель Е.С., Овчаров Л.А. Теория вероятностей и ее инженерные приложения. – М.: Наука, 1988.– 480 с.
6. Никитин О.Ф. Надежность, диагностика и эксплуатация гидропривода мобильных объектов. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2007. – 312 с.
7. Кобзарь А.И. Прикладная математическая статистика. Для инженеров и научных работников – М.: Физматлит, 2006. – 816 с.
8. Ивановский Р.И. Теория вероятностей и математическая статистика. Основы, прикладные аспекты с примерами и задачами в среде Mathcad. –СПб:БХВ-Петербург, 2008. – 528 с.
9. Голдаев С.В. Практикум по надежности и оптимизации систем теплоэнергоснабжения. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 100 с.
10. Голдаев С. В., Загромов Ю. А., Ковалев М. В. Решение задач по теплотехнике в среде Турбо Паскаль – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 184 с.
11. 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: экология, надежность, безопасность». – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – С.333–335.

УДК 536.46

Расчет энергетических характеристик композиций, используемых для термогазодинамического воздействия на нефтеносные пласты

В.М. Горбенко, М.В. Горбенко

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

E-mail: gorbenvm@mail.ru

В работе представлены результаты термодинамического расчета энергетических характеристик смесевых композиций, используемых в газогенераторах для термогазодинамического воздействия на призабойную зону скважины. Получено, что смесевая композиция на основе перхлората аммония и активного горючего-связующего, содержащая 15 масс. % алюминия имеет наиболее высокие энергетические возможности, высокий газоприток по сравнению с исследованными системами на других типах окислителя, горючего-связующего и металлических добавок.

Создание конкурентно способной продукции невозможно без широкого использования новых технологий, обеспечивающих экономию топливных и энергетических ресурсов [1–3]. В настоящее время в России, в частности, в Западной Сибири, крупные нефтяные месторождения характеризуются значительным падением дебита наиболее продуктивных пластов. Доля таких месторождений (по оценкам ИХН СО РАН г. Томск) превышает 40 %. Актуальной задачей является поиск эффективных методов повышения нефтедобычи обедненных пластов. Одним из перспективных методов является метод газодинамического воздействия на призабойную зону скважины (ПЗС). Известно [3], что термогазохимическое воздействие на ПЗС возможно за счет использования газогенераторов, работающих на твердых смесевых композициях (СК). Время сгорания смесевых композиций в газогенераторе регулируется подбором соответствующей рецептуры и может длиться от нескольких минут до долей секунды. В соответствии с этим изменяется и скорость выделения газа при сгорании, что в свою очередь влияет на давление и температуру в зоне горения. Количество подводимых в скважину газов определяется массой заряда газогенератора, которая может варьироваться от 20 до 500 кг.

При сгорании заряда происходит нарастание давления и температуры в зоне горения. Для быстрогорящих композиций давление на забое может достигать 50...120 МПа, так как столб

жидкости в скважине играет роль уплотнительного поршня, который не успевает мгновенно сдвинуться с места благодаря своей инерции. При быстром процессе горения осуществляется механическое воздействие на пласт, приводящее к образованию в нем новых трещин и к расширению существующих. Это воздействие аналогично гидроразрыву пласта, но без закрепления образовавшихся трещин наполнителем. При разгрузке давления продукты горения движутся из пласта, вынося расплавы парафинов и смол, песчано-глинистые частицы, продукты химических реакций, тем самым, очищая трещины и перфорированные каналы.

При медленном горении смесевых композиций на забое скважины создается высокая температура (до 350°C), так как на фронте горения СК температура достигает 2000...3500°C. В результате происходит прогрев призабойной зоны скважины. Нагретые газообразные продукты сгорания проникают по порам и трещинам в глубь пласта, расплавляют смолы, асфальтены и парафины, выпавшие в призабойной зоне в процессе эксплуатации скважины. Такое воздействие аналогично термическому воздействию на пласт.

При горении смесевых композиций образуется большое количество газообразных продуктов горения. Физико-химическое воздействие продуктов горения, состоящих в основном из оксида и двуокси углерода, азота, хлорводородных соединений, проявляется в снижении коэффициентов вязкости и поверхностного натяжения нефти на границе с водой и частичном растворении карбонатных пород в прискважинной зоне обрабатываемого пласта. Это способствует повышению продуктивности скважины.

Следует отметить, также, что процесс горения смесевых композиций в газогенераторе хотя и является кратковременным, но существенно отличается от взрывного. Поэтому вследствие «плавного» нарастания давления в скважине при работе газогенератора в обсадной колонне не возникает остаточных деформаций и не происходит повреждений обсадных труб, что является весьма важным обстоятельством при дальнейшей эксплуатации скважины. К достоинствам термогазодинамического метода можно отнести также достаточно долгий период последействия (до 7 месяцев), дешевизну оборудования и работ. Данный метод может применяться практически на всех видах скважин.

Важным моментом является и то, что газогенераторы, могут применяться не только для повышения нефтеотдачи пластов, но также в системах наддува спасательных средств и понтонов, в системах перекрытия магистралей газо- и нефтепроводов и других объектах народного хозяйства.

Таким образом, актуальной является задача термодинамического моделирования эффективных смесевых композиций, обладающих высокими энергетическими характеристиками, большим газообразованием, допустимым содержанием конденсированных веществ в продуктах сгорания.

Цель работы – расчет энергетических характеристик металлизированных смесевых композиций в зависимости от типа окислителя и горючего-связующего. В качестве металлического горючего использовали алюминий или смесь алюминий/бор.

Термодинамический расчет проведен в допущении полностью равновесных процессов преобразования химической энергии смесевой композиции в теплоту и далее в механическую работу (при расширении продуктов сгорания на выходе из камеры газогенератора).

Известно, что скорость истечения продуктов сгорания определяется по формуле

$$W = \sqrt{\frac{2k}{k-1} \frac{R}{\mu} T \left[1 - \left(\frac{p_a}{p} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right]},$$

где k – показатель адиабаты; R – универсальная газовая постоянная; μ – средняя молярная масса продуктов сгорания; T – температура; p – давление в камере газогенератора, p_a – давление в его выходном сечении. Скорость истечения продуктов сгорания существенно зависит от T , μ , k .

Наличие в рецептуре СК металлических частиц (алюминия, бора) приводит к тому, что в продуктах сгорания заряда с газовой фазой содержится конденсированная фаза в виде частиц окислов металлов. Наличие двухфазной смеси ведет к повышению μ и уменьшению величины показателя адиабаты k . Следует отметить, что присутствие металлических добавок в СК приводит к значительному росту температуры продуктов сгорания, а следовательно, к росту W .

В данной работе по стандартной программе расчета термодинамических равновесий «Астра-4» (МГТУ им. Н.Э. Баумана, [4]) определены энергетические характеристики – адиабатическая температура горения в камере газогенератора ($T_{ад}$, К); адиабатическая температура продуктов сгорания (T , К) и скорость истечения продуктов сгорания (W , м/с) в выходном сечении

газогенератора; удельный объем газа (V , м³/кг); массовая доля всех конденсированных фаз (z). Расчеты вели для стандартного значения степени расширения $p/p_a=40/1$. В данной работе проводится сравнительный анализ энергетических возможностей СК на основе перхлората аммония (ПХА), нитрата аммония (НА), двойного бесхлорного окислителя нитрат аммония/энергетическая добавка (НА/ЭД), взятых в соотношении 1/1.

Поскольку выбор связующего очень важен для максимального использования потенциала окислителя, то в расчетах использовали три различных типа связующих, а именно:

инертное горючее-связующее (СКДМ), $\Delta H = -1086,800$ кДж/кг;

активное горючее-связующее (АС 1), $\Delta H = -1046,672$ кДж/кг, коэффициент избытка окислителя $\alpha=0,61$;

активное горючее-связующее (АС 2), $\Delta H = -1571,680$ кДж/кг, $\alpha=0,41$;

В настоящей работе приведены расчетные данные (см. табл.) для систем с фиксированным содержанием энергетического компонента – 15 масс. % Al. При таком содержании алюминия СК близки к оптимуму по энергетике. Также приведены расчеты систем, содержащих смешанное металлическое горючее, где в качестве второго энергетического компонента взят бор. В системах, содержащих смешанное металлическое горючее, содержание алюминия варьировалось от 0 до 20 масс. %, а содержание бора – от 5 до 15 масс. %. В работе рассмотрено такое соотношение компонентов, которое обеспечивает технологичность смесевых композиций, то есть возможность изготовления с удовлетворительными физико-механическими и реологическими характеристиками.

Анализ термодинамических расчетов показал, что система 3 на активном горючем-связующем АС 1, содержащая ПХА и алюминий, имеет самую высокую температуру продуктов сгорания, высокую скорость истечения продуктов сгорания, наибольший удельный объем выделившихся газов и сравнительно большое значение массовой доли конденсированной фазы. Получено, что для системы 4 на двойном бесхлорном окислителе выигрыш в объеме выделившегося газа снижается, а скорость истечения газов увеличивается по сравнению с системой 3. Полная замена ПХА на НА в системах на инертном горючем-связующем приводит к значительному снижению значений T , W и V по сравнению с системой 1.

Таблица 1. Энергетические характеристики систем с различными окислителями и связующими, металлическими добавками Al, B (масс. %)

| № | Системы | α | $T_{ад}$, (К) | T , (К) | W , (м/с) | V , (м ³ /кг) | z |
|---|------------------------|----------|----------------|-----------|-------------|----------------------------|------|
| 1 | ПХА+СКДМ+Al(15) | 0,5 | 3074 | 1757 | 2404 | 5,73 | 0,28 |
| 2 | НА+СКДМ+Al(15) | 0,5 | 1827 | 1065 | 1927 | 3,74 | 0,28 |
| 3 | ПХА+АС 1+Al(15) | 0,9 | 3687 | 2747 | 2406 | 6,51 | 0,28 |
| 4 | НА/ЭД+АС 2+Al(15) | 0,55 | 3257 | 1940 | 2449 | 6,19 | 0,28 |
| 5 | ПХА+СКДМ+Al(0), B(5) | 0,5 | 2264 | 1370 | 2239 | 5,07 | 0,16 |
| 6 | ПХА+СКДМ+Al(10), B(10) | 0,5 | 2904 | 1991 | 2036 | 5,82 | 0,21 |
| 7 | ПХА+СКДМ+Al(10), B(15) | 0,5 | 3054 | 2096 | 2289 | 5,69 | 0,22 |
| 8 | ПХА+СКДМ+Al(20), B(5) | 0,5 | 3267 | 2233 | 2366 | 6,07 | 0,32 |

Для систем 1-4 массовая доля конденсированной фазы составляет $z=0,28$. Использование смешанного металлического горючего алюминий/бор (системы 5-7) приводит к значительному снижению конденсированной фазы в продуктах сгорания в 1,3...1,75 раза по сравнению с системами 1-4. При этом скорость истечения газов в системах на смешанном металлическом горючем достаточно высокая. Расчеты показали, что присутствие в рецептуре СК алюминия выше 20 масс. % в смешанном металлическом горючем приводит к повышению величины z . Если предположить, что образующаяся конденсированная фаза (преимущественно Al₂O₃) представляет собой пористую структуру, то это может оказаться полезным для предупреждения смыкания трещин при снятии давления и сохранения проницаемости трещин пласта.

Выводы

1. Эффективность газодинамического воздействия на призабойную зону скважины зависит от энергетических возможностей СК, которые в данном случае могут оцениваться параметрами:

температурой продуктов сгорания, скоростью истечения продуктов сгорания, удельным объемом выделившихся газов и значением массовой доли конденсированной фазы.

2. Из СК на смешанном металлическом горючем интерес представляет система 7, содержащая алюминий (до 10 масс %) и бор (до 15 масс. %). Эта система обеспечивает приемлемо высокий уровень значений T , W и V , при одновременном снижении массовой доли конденсированной фазы в 1,3...1,75 раза по сравнению с системами, содержащими алюминий.

3. В смесевых композициях, содержащих 15 масс % Al, наиболее высокие энергетические характеристики по температуре, скорости, объему и содержанию конденсированной фазы в продуктах сгорания достигаются в системе 3 на основе перхлората аммония и активного горючего-связующего АС 1.

4. При практической реализации исследованных СК использование ультрадисперсных порошков металлов может привести к существенному повышению T , W и V и одновременному снижению содержания конденсированных веществ в продуктах сгорания.

Список литературы:

1. Балакиров Ю.А., Маряк С.Г. Повышение производительности нефтяных пластов и скважин. – Киев: Техника, 1985. – 118 с.
2. Нефтяная энциклопедия. В 3-х т. / Под общ. ред. Валецкого Ю.В. – М.: Моск. отд. «Нефть и газ» МАН, ОАОВНИИО-ЭНГ, 2002.
3. Муравлев Е.В. Дисс. ...канд. тех. наук. Бийск. ИПХЭТ СО РАН, 2007. – 121 с.
4. Трусов Б.Г. Астра-4. Моделирование химических и фазовых равновесий при высоких температурах.– М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана, 1991. –35с.

УДК 621.398

Соблюдение условий электробезопасности в сетях 6-35 кВ с резестированной нейтралью

Ю.Л. Жуковский

Санкт-Петербургский Государственный Горный Университет, Санкт-Петербург, Россия

E-mail: spmi_energo@mail.ru

Рассмотрены условия электробезопасности при замыканиях на землю в сети среднего напряжения с нейтралью заземленной через резистор при использовании групповой защиты. Представлен способ выбора значения сопротивления резистора в нейтрали позволяющий обеспечить работоспособность и селективность действия защиты при больших переходных сопротивлениях.

Среднее число повреждений, вызывающих отключения линий электропередач (ЛЭП) напряжением до 35 кВ, составляет около 25 на 100 км линии в год [1]. Не менее 75 % из этих аварийных повреждений в данных сетях связаны с однофазными замыканиями на землю (ОЗЗ).

Рассмотрим условия электробезопасности при замыканиях на землю в сети среднего напряжения с нейтралью заземленной через резистор, которые определяются значениями напряжений, возникающими на заземленном оборудовании. К этим напряжениям относятся: напряжение на заземляющем устройстве; напряжение прикосновения; напряжение шага.

Значения напряжений в свою очередь определяются сопротивлением заземляющего устройства (ЗУ) и параметром прикосновения (шага). Под последним понимается параметр, определяемый степенью выравнивания потенциала, измеряемый в омах и равный отношению возникшего напряжения прикосновения к току, стекающему в землю с заземляющего устройства.

Длительный опыт эксплуатации сетей напряжением 6-35 кВ показывает, что установленная Правилами устройства электроустановок минимальная норма напряжения на заземляющем устройстве 125 В (1.7.57 ПУЭ [2]) в основном обеспечивает безопасность на подстанциях и в местах выноса потенциала с подстанции, например, по нулевым проводам сети 0,4 кВ. Поэтому можно считать, что если напряжение на ЗУ не превышает 125 В, то условия безопасности обеспечены. При норме на сопротивление заземляющего устройства 4 Ома с него может стекать ток до $125/4=31,25$ ампера [3].

Таким образом, если сопротивление резистора равно емкостному сопротивлению сети и активный и емкостной токи равны, то значение активного тока не должно превышать 22 А. То есть по условиям электробезопасности сопротивление резистора в нейтрали сети 35 кВ не может быть меньше 920 Ом. Таким образом, грубая оценка позволяет ограничить по условиям электробезопасности сопротивление резистора в нейтрали минимальным значением 920 Ом. Соответственно при емкостном токе более 22А, выполнение условия электробезопасности сети

при выборе сопротивления резистора по условию равенства емкостному сопротивлению сети становится не возможным. Если емкостной ток больше 22 ампер, то в принципе, сопротивление резистора можно увеличить, а активный ток уменьшить, не превышая суммарного тока в 31,25 ампер, но тогда не будет выполняться принцип равенства емкостного и активного тока предложенный как базовый при выборе сопротивления резистора в нейтрали сети рядом авторов [3,4,5].

В соответствии с ПУЭ требуемая величина коэффициента чувствительности $k_{\text{ч}}$ для защит, установленных на воздушных ЛЭП, должна быть не ниже 1,5 [2]. Однако стоит учитывать тот факт, что в сети с воздушными ЛЭП в месте (ОЗЗ) может появиться переходное сопротивление порядка нескольких кОм и более. При этом напряжение нулевой последовательности на шинах подстанции уменьшится. Во столько же раз уменьшится ток, протекающий через защиту поврежденной линии и коэффициент чувствительности.

Проанализируем, какие значения переходных сопротивлений способна почувствовать защита в сетях разного напряжения с разными величинами токов ОЗЗ при нормируемом коэффициенте чувствительности в режиме металлического замыкания. Для этого воспользуемся следующим выражением приведенным в [5]:

$$R_{\text{п}} \leq U_{\text{сети}} \frac{\sqrt{k_{\text{ч}}^2 (I_{\text{R}}^2 + I_{\text{с}}^2) - I_{\text{с}}^2 - I_{\text{R}}}}{\sqrt{3} (I_{\text{R}}^2 + I_{\text{с}}^2)} \quad (1)$$

где I_{R} - ток заземляющего резистора, $I_{\text{с}}$ - емкостной ток, $k_{\text{ч}}$ - коэффициент чувствительности, $U_{\text{сети}}$ - напряжение сети, $R_{\text{п}}$ - величина переходного сопротивления.

Рассмотрим данное выражение в качестве примера для двух вариантов построения защиты от ОЗЗ в сетях 6-35 кВ с резистивно-заземленной нейтралью. В первом случае предположим, что для построения защиты от ОЗЗ заземляющий резистор выбирается таким образом, что его ток равен полному емкостному току сети. Тогда соответственно активный ток резистора равен полному емкостному току сети и выражение (1) примет вид:

$$R_{\text{п}} \leq U_{\text{сети}} \frac{\sqrt{2k_{\text{ч}}^2 - 1} - 1}{2\sqrt{3}I_{\text{с}}} \quad (2)$$

Во втором случае найдем значение переходного сопротивления, при котором будет обеспечиваться срабатывания групповой защиты (ГЗ) от ОЗЗ. Основу рассматриваемой ГЗ составляют терминалы защиты с обратозависимой от тока временной характеристикой, подключенные к трансформаторам тока нулевой последовательности (ТТНП) различных присоединений в сетях 6-35 кВ.

Логика защиты предусматривает одновременный пуск всех терминалов при возникновении ОЗЗ в защищаемой сети, и последующий запрет набора выдержки времени по факту срабатывания первого из них. Поскольку в поврежденном присоединении протекает наибольший суммарный ток однофазного замыкания по сравнению с собственными емкостными токами каждого из неповрежденных присоединений, то оно отключается с наименьшей выдержкой времени, согласно выбранной характеристики срабатывания.

Определим первоначально значения сопротивления резистора в нейтрали, при котором будет обеспечиваться селективное срабатывание ГЗ от ОЗЗ для заданной системы электроснабжения. Для этого воспользуемся известным двойным неравенством регламентирующим ток срабатывания защиты от ОЗЗ, с учетом резистивного заземления нейтрали:

$$\frac{\sqrt{(I_{\text{с}\Sigma}^{(1)} - I_{\text{л.с. max}})^2 + I_{\text{R}}^2}}{k_{\text{ч}}} \geq I_{\text{ср.з. min}} \geq k_{\text{н}} k_{\text{бр}} I_{\text{л.с. min}} \quad (3)$$

где $k_{\text{н}}$ - коэффициент надёжности, $k_{\text{бр}}=3-5$ - коэффициент “броска”, учитывающий бросок емкостного тока в момент возникновения ОЗЗ, а также способность защиты реагировать на него, $I_{\text{с}\Sigma}^{(1)}$ - ток однофазного замыкания на землю в данной сети; $I_{\text{ср.з.}}$ - ток срабатывания защиты (первичный), $I_{\text{л.с.}}$ - собственный емкостной ток линии.

Введем следующие обозначения коэффициентов долевого участия:

$$n_{\text{min}} = \frac{I_{\text{л.собр. min}}}{I_{\text{с}\Sigma}^{(1)}}, \quad n_{\text{max}} = \frac{I_{\text{л.собр. max}}}{I_{\text{с}\Sigma}^{(1)}}, \quad n_{\text{R}} = \frac{I_{\text{R}}}{I_{\text{с}\Sigma}^{(1)}}$$

соответственно линии с наименьшим, наибольшим собственным током в общем токе ОЗЗ и активной составляющей тока заземляющего резистора в общем токе ОЗЗ, тогда выражение (3) можно представить в виде:

$$\sqrt{(I_{C\Sigma}^{(1)} - I_{C\Sigma}^{(1)} n_{\max})^2 + I_{C\Sigma}^{(1)2} n_R^2} \geq k_{\text{ч}} k_{\text{н}} k_{\text{оп}} I_{C\Sigma}^{(1)} n_{\min},$$

преобразовав данное выражения получим

$$n_{\max}^2 - 2n_{\max} + n_R^2 + 1 - k_{\text{ч}}^2 k_{\text{н}}^2 k_{\text{оп}}^2 n_{\min}^2 \geq 0$$

Решим данное неравенство относительно коэффициента долевого участия линии с наибольшим собственным емкостным током в общем токе ОЗЗ:

$$n_{\max} = 1 \pm \sqrt{k_{\text{ч}}^2 k_{\text{н}}^2 k_{\text{оп}}^2 n_{\min}^2 - n_R^2}.$$

Но так как значение долевого участия линии с наибольшим собственным током в общем токе ОЗЗ не может быть больше 1, т.е. больше общего тока однофазного замыкания на землю в данной сети, то окончательно получим:

$$n_{\max} = 1 - \sqrt{k_{\text{ч}}^2 k_{\text{н}}^2 k_{\text{оп}}^2 n_{\min}^2 - n_R^2}.$$

Определим при помощи полученного выражения значение коэффициента n_R , при котором для данного значения коэффициента долевого участия линии с наименьшим собственным током в общем токе ОЗЗ n_{\min} будет выполняться условие селективности действия защиты:

$$n_R^I \geq k_{\text{ч}} k_{\text{н}} k_{\text{оп}} n_{\min}, \text{ что равноправно выражению } I_R^I \geq k_{\text{ч}} k_{\text{н}} k_{\text{оп}} I_{\text{л.с. min}},$$

где I_R^I - ток заземляющего резистора, при котором будет обеспечиваться срабатывание ГЗ для заданных условий системы электроснабжения. Воспользовавшись полученным выражением, найдем искомое значения сопротивления резистора:

$$R_{\text{рез}} \leq \frac{U_{\text{сети}}}{\sqrt{3} k_{\text{ч}} k_{\text{н}} k_{\text{оп}} I_{\text{л.с. min}}}. \quad (4)$$

По выражениям (2) и (4) для сети 6-35 кВ с резистивным заземлением нейтрали были рассчитаны наибольшие значения R_{Π} в зависимости от емкостного тока сети, которые способна почувствовать защита от ОЗЗ при нормированном коэффициенте чувствительности в режиме металлического ОЗЗ равном $k_{\text{ч}}=1,5$. Результаты расчетов показали, что в сети напряжением 35 кВ с полным током ОЗЗ равным 10 ампер при нормированном значении коэффициента чувствительности защита будет работать только при переходном сопротивлении не более $R_{\Pi} \approx 880$ Ом. При использовании ГЗ от ОЗЗ настраиваемой по минимальному собственному емкостному току одной из линий, при коэффициенте долевого участия линии с наименьшим собственным током в общем токе ОЗЗ $n_{\min}=0,2$, защита будет работать при переходном сопротивлении равном $R_{\Pi} \approx 1315$ Ом. При $n_{\min}=0,5$ значения переходного сопротивления для ГЗ от ОЗЗ будет уже равно $R_{\Pi} \approx 1987$ Ом, что более чем 2,25 раза больше чем значение переходного сопротивления общепринятых защит для сетей с резистивным заземлением нейтрали основанных на равенстве активных и емкостных токов в сети при ОЗЗ.

Соблюдение условия электробезопасности в защищаемой сети, использование ГЗ от ОЗЗ и способа выбора значения сопротивления резистора в нейтрали по выражению (4) позволит охватить более разветвленную электрически связанную сеть, в сравнении с рядом защит основанных на равенстве активного и емкостного тока сети. При этом работоспособность и селективность действия защиты при больших переходных сопротивлениях, позволят получить большую чувствительность защит от ОЗЗ.

Список литературы:

1. Воротницкий В. Э., Воротницкий В. В. Надежность распределительных электрических сетей 6(10) кВ Автоматизация с применением реклоузеров. // «Новости электротехники», 5, 2002 г.
2. Правила устройства электроустановок, 7-е издание, 2003 г.
3. Целебровский Ю.В. Выбор сопротивления резистора в нейтрали по условиям электробезопасности // Труды второй всероссийской научно-технической конференции «Ограничений перенапряжений и режимы заземления нейтрали сетей 6-35 кВ», Новосибирск 2002.
4. Евдокунин Г.А. Анализ внутренних перенапряжений в сетях 6-10 кВ и обоснование

необходимости перевода сетей в режим с резистивным заземлением нейтрали. Ограничение перенапряжений и режимы заземления нейтрали сетей 6-35 кВ // Труды Второй всероссийской научно-технической конференции. - Новосибирск: ГЦРО, 2002. С. 9-13.

- Хабаров А.М. Разработка и исследование характеристик защит от однофазных замыканий на землю в сетях 6-35 кВ с резистивным заземлением нейтрали. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Новосибирск: НГТУ, 2006

УДК 624.9

Принципы проектирования энергосберегающих зданий

Ю.Ю. Ильинский, Р.С. Федюк

Дальневосточный федеральный университет, г. Владивосток, Россия

E-mail: gera 210307@mail.ru

Определена цель проектирования и строительства энергоэффективных зданий, которая состоит в более эффективном использовании энергоресурсов, затрачиваемых на энергоснабжение здания, путем применения инновационных решений, которые осуществимы технически, обоснованы экономически, а также приемлемы с экологической и социальной точек зрения и не изменяют привычного образа жизни. Решающее значение при выборе энергосберегающих технологий имеют технические решения, одновременно способствующие улучшению микроклимата помещений и защите окружающей среды.

Методология проектирования энергоэффективного здания должна основываться на системном анализе здания как единой энергетической системы. Представление энергоэффективного здания как суммы независимых инновационных решений нарушает принципы системности и приводит к потере энергетической эффективности проекта. Проектирование энергоэффективного здания в соответствии с принципами системного анализа включает в себя три этапа [1]:

- построение математической модели тепломассобменных процессов в здании, то есть описание их на языке математики;
- выбор целевой функции, то есть определение ограничивающих условий и формулирование оптимизационной задачи в зависимости от цели оптимизации (снижение затрат энергии на отопление, снижение установочной мощности оборудования, снижение затрат энергии на климатизацию в годовом цикле и т.д.);
- решение поставленной оптимизационной задачи.

В соответствии с принципами системного анализа целесообразно при проектировании энергоэффективного здания рассматривать две независимые энергетические подсистемы:

- наружный климат как источник энергии;
- здание как единая энергетическая система.

Анализ первой подсистемы позволяет вычислить энергетический потенциал наружного климата и определить методы его использования для тепло- и холодоснабжения здания [2]. Анализ второй подсистемы позволяет определить характеристики архитектурно-конструктивных, теплотехнических или энергетических показателей здания как единой энергетической системы.

Методика построения математической модели теплового режима здания как единой энергетической системы предполагает декомпозицию здания на три основные энергетически взаимосвязанные подсистемы:

- энергетическое воздействие наружного климата на оболочку здания;
- энергия, накопленная (содержащаяся) в оболочке здания, то есть в наружных ограждающих конструкциях здания;
- энергия, накопленная (содержащаяся) внутри объема здания, то есть во внутреннем воздухе, внутреннем оборудовании, внутренних ограждающих конструкциях и т.д.

При необходимости каждая из указанных подсистем может быть представлена методом декомпозиции более мелкими энергетически взаимосвязанными элементами.

Проектирование энергоэффективного здания заключается в оптимизации трех вышеуказанных энергетически взаимосвязанных подсистем и здания в целом как единой энергетической системы и включает в себя:

- определение оптимальных архитектурно-планировочных, теплотехнических или энергетических параметров отдельных элементов здания с учетом взаимосвязи между ними;
- определение оптимальных архитектурно-планировочных, теплотехнических или энергетических параметров здания как единой энергетической системы.

При реальном проектировании выбор оптимальной совокупности взаимосвязанных инновационных архитектурно-планировочных и инженерных решений энергоэффективного здания может быть стеснен рядом ограничений, так называемых «дисциплинирующих условий», которые фиксированы с самого начала и не могут быть нарушены (например, этажность или протяженность здания). При этом ставится задача оптимизации с заданными ограничениями, и цель достигается при получении оптимального решения с учетом заданных ограничений. В этом случае целесообразно ввести показатель тепловой эффективности проектного решения η , который характеризует отличие принятого к проектированию здания от здания, наиболее эффективного в тепловом отношении:

$$\eta = \frac{W_{\min}}{W}, 0 < \eta \leq 1$$

Здесь W_{\min} - затраты тепловой энергии на обеспечение теплового режима здания, наиболее эффективного в тепловом отношении, Bm ; W - затраты тепловой энергии на обеспечение теплового режима здания, принятого для проектирования, Bm . Максимальная тепловая эффективность достигается при $\eta=1$.

В соответствии с представлением здания как единой энергетической системы тремя основными энергетически взаимосвязанными подсистемами показатель тепловой эффективности проектного решения может быть записан так:

$$\eta = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \\ 0 < \eta_i \leq 1, i = 1, 2, 3$$

Здесь η_1 - показатель тепловой эффективности в части оптимального учета наружного климата; η_2 - то же в части оптимального выбора теплозащиты ограждающих конструкций; η_3 - то же в части оптимального выбора системы обеспечения теплового режима здания.

Принятие окончательного решения относится к компетенции ответственного лица (чаще группы лиц), которому предоставлено право окончательного выбора и на которого возложена ответственность за этот выбор. Делая выбор, он может учитывать наряду с рекомендациями, вытекающими из математического расчета, еще ряд соображений количественного и качественного характера, которые в проведенных расчетах не были учтены.

Список литературы:

1. Табунщиков Ю.А., Бродач М.М. Математическое моделирование и оптимизация тепловой эффективности зданий. М. АВОК-ПРЕСС, 2002
2. Bogoslovskiy V.N. 1982. Building thermophysics. Stroyizdat, Moscow.

УДК 533.9 (075.8)

Расчет реактора плазменного генератора тепла

А.А. Каренгин, А.Г. Каренгин, А.Д. Побережников

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

E-mail: karenginaa@sibmail.com

Проведен расчет и оптимизация реактора плазменного генератора тепловой энергии из нефтяных отходов (шламов). Для расчетов использовался лицензионный программный комплекс ANSYS FLUENT 6.3, имеющий обширную базу данных по газообразным, жидким и твердым топливным материалам и позволяющий рассчитывать многофазные ламинарные и турбулентные течения, процессы теплопередачи и химические реакции. Результаты проведенных исследований могут быть использованы для создания промышленных передвижных и стационарных плазменных генераторов тепла.

Как показано в работах [1-4], образующиеся в процессе добычи и переработки нефти нефтяные отходы (шламы) содержат значительное количество нефтепродуктов, обладают значительной теплотворной способностью (до 30...32 МДж/кг) и могут быть использованы для промышленного получения тепловой и электрической энергии.

На рисунке 1 приведена схема плазменного генератора тепла (ПГТ) на базе высокочастотного факельного (ВЧФ) плазмотрона.

Мощный поток тепловой энергии от горячих продуктов плазменного горения диспергированных горючих композиций на основе нефтяных отходов (шламов) идет на образование и нагрев водяного пара в баке-парогенераторе 13, который установлен внутри корпуса реактора 5. Из бака-парогенератора 13 перегретый пар направляется на повышение

температуры и снижение вязкости подготовленных горючих композиций для получения более тонкого распыления, а также на другие технологические цели.

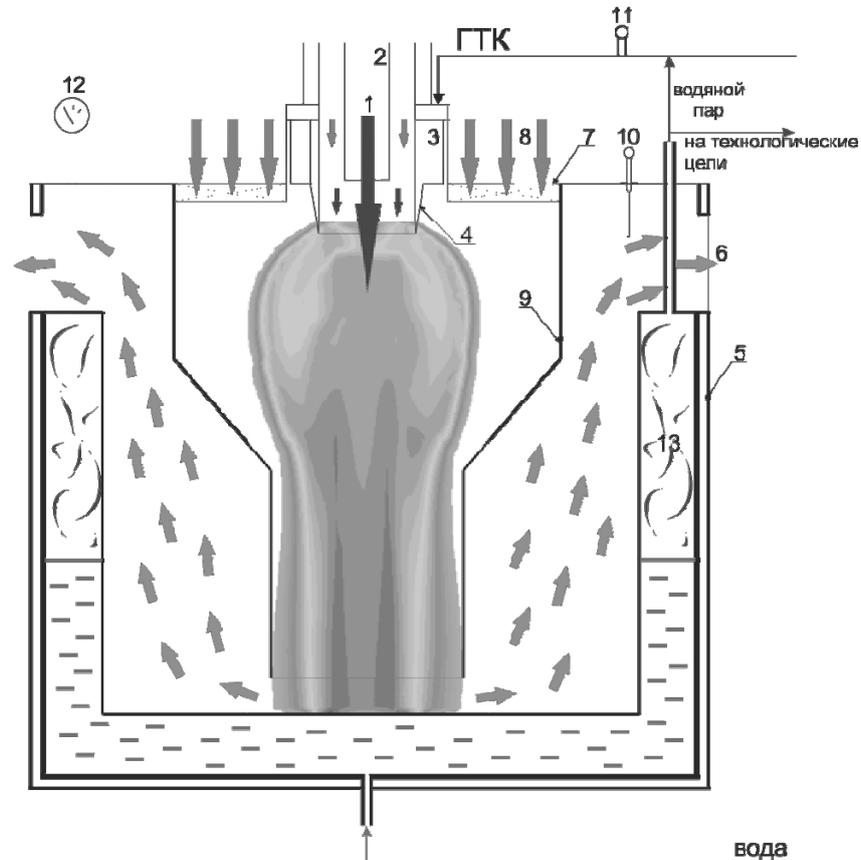


Рис. 1. Схема плазменного генератора тепла: 1 – плазменный факел ВЧФ-плазмотрона, 2 – кварцевая разрядная камера, 3 – привод диспергатора горючих композиций, 4 – диспергатор горючих композиций, 5 – корпус реактора, 6 – отходящие газы, 7 – импеллер реактора с переменной входной площадью, 8 – забор наружного воздуха, 9 – реактор, 10, 11 – термометры, 12 – манометр, 13 – бак-парогенератор.

На рисунке 2 представлена схема реактора плазменного генератора тепла

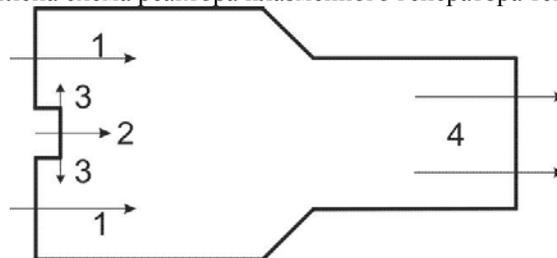


Рис. 2. Схема реактора плазменного генератора тепла: 1 – воздушный поток; 2 – воздушная плазменная струя; 3 – диспергатор горючих композиций; 4 – отходящие газы

Подача воздушного потока 1 в реактор осуществляется с различной скоростью $V_{ВП}$ через импеллер с переменным углом закрутки φ . Воздушная плазменная струя 2 с различной температурой $T_{ПС}$ и скоростью $V_{ПС}$ вводится по оси реактора. Диспергатор 3 преобразует горючие композиции в диспергированные горючие композиции (ДГК) с различными размерами $D_{ДГК}$, скоростью $V_{ДГК}$ и температурой $T_{ДГК}$ капель. Образующиеся продукты горения ДГК в виде отходящих газов 4 выводятся из реактора.

При расчёте реактора использовался лицензионный программный комплекс ANSYS FLUENT 6.3, имеющий большую базу данных по газообразным, жидким и твердым топливным

материалам и позволяющий рассчитывать многофазные ламинарные и турбулентные течения, процессы теплопередачи и химические реакции.

Для построения геометрии и расчетной сетки модели реактора использовалась программа Gambit 2.4.

Для расчёта реактора выбрана модель горения без предварительного смешения (non-premixed combustion model).

Движение капель диспергированных горючих композиций в реакторе рассчитывалось с помощью модели дискретных фаз (discrete phase model).

Обмен импульсом, теплотой, и массой между газом и каплями включался в расчет, чередуясь с расчётом траекторий капель и уравнений непрерывной газовой фазы.

Начальные условия ввода диспергированных горючих композиций в реактор задавались поверхностью диспергатора 3 с равномерно распределенным на нём конечным количеством точечных источников. Исходные параметры для расчета реактора плазменного генератора тепла представлены в таблице 1.

Таблица 1. Исходные параметры для расчета реактора ПГТ

| Параметр | Диапазон значений | Шаг дискретизации |
|---|--|----------------------|
| Скорость воздушного потока на входе в реактор, $V_{ВП}$ | 30...100 м/с | 10 м/с |
| Угол закрутки воздушного потока на входе в реактор, φ | 30...60° | 15° |
| Скорость воздушной плазменной струи на входе в реактор, $V_{ПС}$ | 5...20 м/с | 5 м/с |
| Температура воздушной плазменной струи на входе в реактор, $T_{ПС}$ | 2000...4000 К | 500 К |
| Размер капель ДГК на входе в реактор, $D_{ДГК}$ | 10 ⁻⁶ ...10 ⁻⁵ м | 2·10 ⁻⁶ м |
| Скорость капель ДГК на входе в реактор, $V_{ДГК}$ | 1...10 м/с | 1 м/с |
| Температура капель ДГК на входе в реактор, $T_{ДГК}$ | 300...600 К | 100 К |
| Расход ДГК на входе в реактор, $W_{ДГК}$ | 500...1500 л/ч | 500 л/ч |

Состав горючих композиций оптимального состава на основе нефтяного шлама, имеющих адиабатическую температуру горения $t_{ад} \geq 1200$ °С и обеспечивающих экологически безопасное сжигание, определялся из рисунка 3.

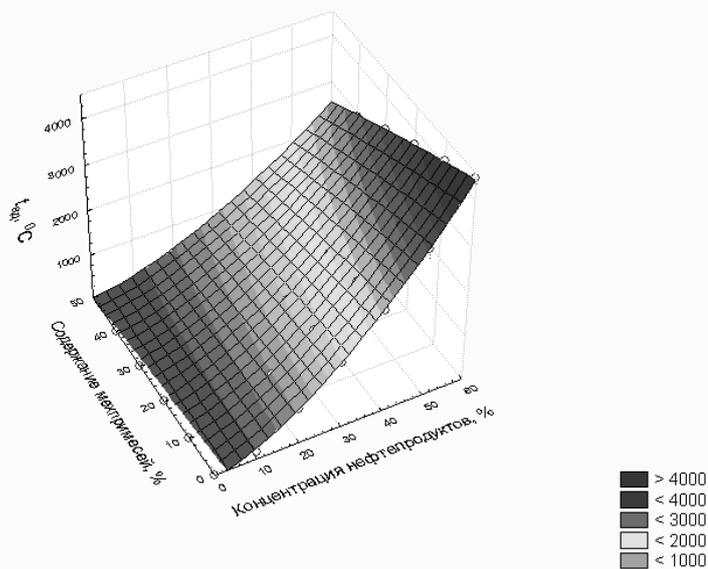


Рис. 3. Влияние содержания нефтепродуктов и механических примесей на адиабатическую температуру горения горючих композиций на основе нефтяных шламов

На рисунке 4 представлено характерное распределение в продольном сечении реактора молярной концентрации CO (а) и CO₂ (б) при плазменном горении нефтяных шламов в виде диспергированных горючих композиций оптимального состава.

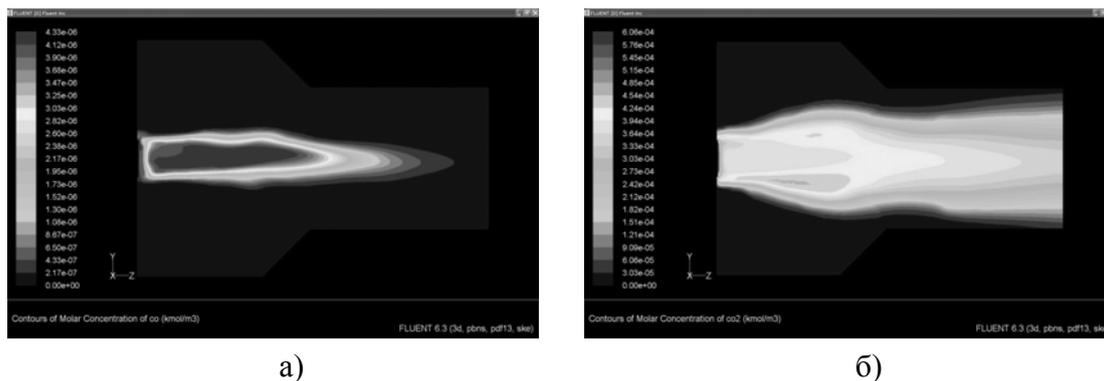


Рис. 4. Содержание CO и CO₂ в продуктах плазменного горения диспергированных горючих композиций оптимального состава

Анализ полученных результатов показывает, что во всём диапазоне изменения исходных параметров для расчёта реактора ПГТ (таблица 1) при плазменном сжигании нефтяных шламов в виде диспергированных горючих композиций оптимального состава образование CO происходит только в ограниченной области на входе в реактор при взаимодействии воздушной плазменной струи и капель диспергированных горючих композиций, а затем CO полностью переходит в CO₂. Это подтверждает экологически безопасную переработку нефтяных шламов в виде диспергированных горючих композиций оптимального состава.

На рисунке 5 представлено характерное распределение температуры в продольном сечении реактора при плазменном сжигании нефтяных шламов в виде диспергированных горючих композиций оптимального состава.

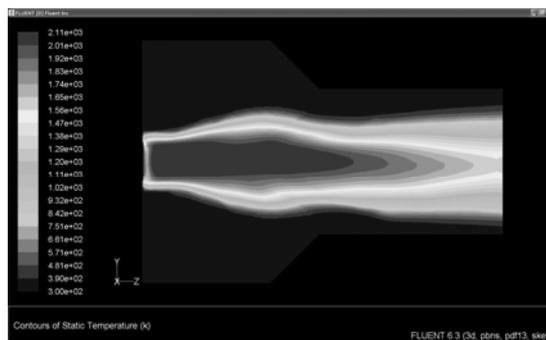


Рис. 5. Распределение температур в продольном сечении реактора при плазменном сжигании диспергированных горючих композиций оптимального состава

Анализ полученных результатов показывает, что во всём диапазоне изменения исходных параметров для расчёта реактора (таблица 1) плазменное сжигание нефтяных шламов в виде диспергированных горючих композиций оптимального состава позволяет получать тепловые потоки с рабочей температурой не менее 1200 °С, при этом с каждой тонны отходов может быть получено не менее 2,0 МВт·ч (1,7 Гкал) тепловой энергии.

По результатам проведенных расчетов и анализа полученных результатов определены и могут быть рекомендованы для практической реализации следующие оптимальные технологические режимы работы реактора ПГТ, обеспечивающие экологически безопасное сжигание нефтяных шламов в виде горючих композиций оптимального состава: $V_{ВП} = 80$ м/с; $\varphi = 30^\circ$; $T_{ПС} = 3000$ К; $V_{ПС} = 20$ м/с; $T_{ДГК} = 600$ К; $V_{ДГК} = 3$ м/с; $W_{ДГК} = 1000$ л/ч.

Список литературы:

1. Каренгин А.Г., Ляхова В.А., Шабалин А.М. Установка плазмокаталитической утилизации нефтяных шламов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2007. - №4. - С. 10-12.
2. Способ утилизации нефтяных шламов и плазмокаталитический реактор для его осуществления: пат. Рос. Федерация. №2218378; заявл. 09.12.2002; опубл. 10.12.2003, Бюл. № 34. - 14 с.

3. Мазалов Е.А., Мещеряков С.В. Проблемы утилизации нефтешламов и способы их переработки. М.: Издательский дом «Ноосфера», 2001. - 52 с.
4. Бернадинер М.Н., Шурыгин А.П. Огневая переработка и обезвреживание промышленных отходов. М.: Химия. - 1990. – 302 с.

УДК 533.9 (075.8)

Плазменный генератор тепла из нефтяных отходов
А.А. Каренгин, А.Г. Каренгин, А.Д. Побережников
 Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
 E-mail: kareginaa@sibmail.com

Показана возможность прямого получения тепловой энергии при плазменном сжигании оптимальных горючих композиций на основе нефтяных отходов (шламов). Установлено, что с каждой тонны горючих композиций оптимального состава может быть получено до 2,0 МВт·ч (1,7 Гкал) тепловой энергии. Результаты проведенных исследований могут быть использованы для создания промышленных передвижных и стационарных плазменных генераторов тепла.

Ежегодно только в России в процессе добычи и переработки нефти образуются миллионы тонн нефтяных отходов (шламов), содержащих тяжелые вязкие нефтепродукты (асфальтены, смолы, масла и др.), механические примеси (ил, песок) и воду, которые представляют серьезную угрозу для окружающей среды, а традиционно применяемые технологии для утилизации таких отходов (в основном, термические) требуют специального оборудования, химических реагентов и связаны с получением вредных и токсичных веществ [1-4].

Следует также отметить, что эти отходы имеют значительную теплотворную способность (до 32 МДж/кг) и могут быть использованы в качестве топлива для промышленного получения дешевой тепловой и даже электрической энергии [5].

На рисунке 1 представлены фотография (а) и схема (б) плазменного модуля на базе высокочастотного факельного (ВЧФ) плазмотрона, предназначенного для исследования и оптимизации технологических режимов плазменного горения нефтяных отходов (шламов) в виде диспергированных горючих композиций оптимального состава в неравновесной воздушной плазме высокочастотного факельного разряда.

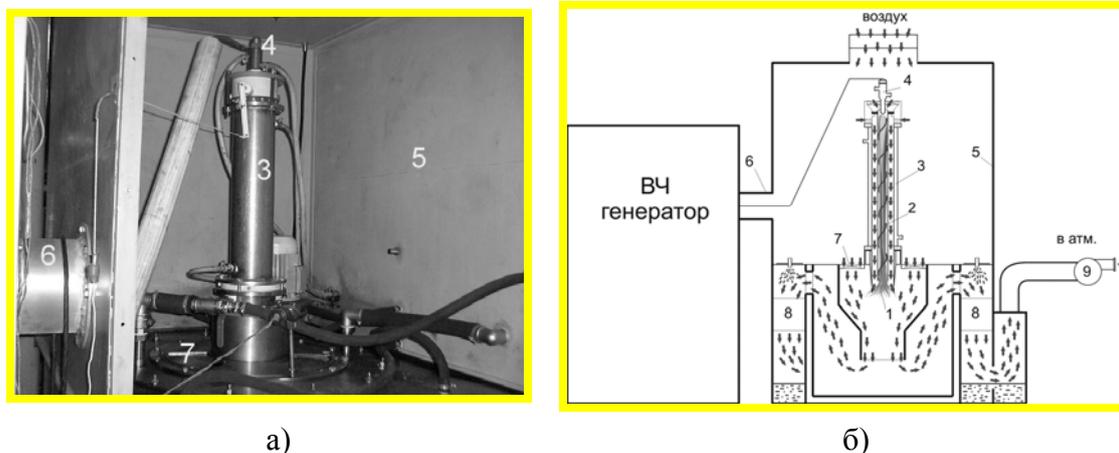


Рис. 1. Плазменный модуль на базе ВЧФ-плазмотрона: 1 – факельный разряд; 2 – кварцевая разрядная камера; 3 – корпус плазмотрона; 4 – водоохлаждаемый медный электрод; 5 – защитный корпус; 6 – фидер ВЧ генератора ВЧГ8-60/13-01; 7 – импеллер реактора с переменной входной площадью; 8 – узел мокрой очистки отходящих газов; 9 – высоконапорный вытяжной вентилятор ВР 240-26 (№4)

ВЧФ-плазмотрон предназначен для генерирования потоков воздушной неравновесной плазмы со среднemasсовой температурой 2000...4000 °С.

Для питания ВЧФ-плазмотрона используется высокочастотный генератор ВЧГ8-60/13-01 с номинальной колебательной мощностью 60 кВт и рабочей частотой (13,56±0,13) МГц.

На первом этапе были проведены расчёты показателей горения горючих композиций на основе нефтяных шламов для широкого диапазона нефтепродуктов, воды и механических

примесей.

На рисунке 2 показано влияние содержания нефтепродуктов и механических примесей на адиабатическую температуру горения $t_{ад}$ горючих композиций на основе нефтяных шламов.

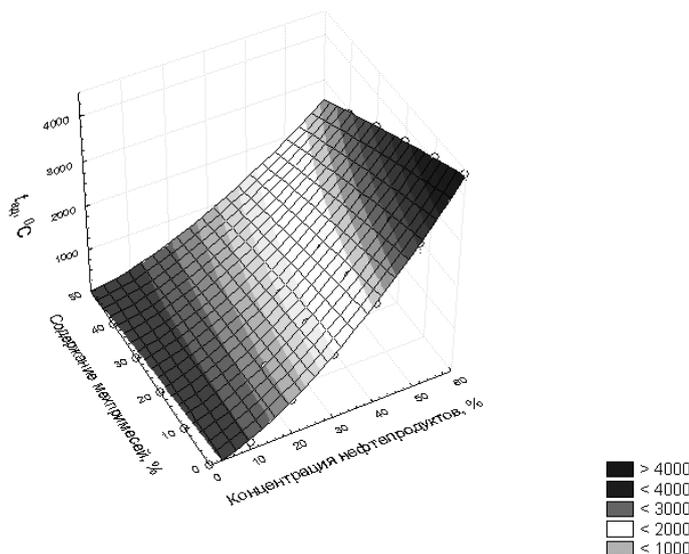


Рис. 2. Влияние содержания нефтепродуктов и механических примесей на адиабатическую температуру горения горючих композиций на основе нефтяных шламов

Представленный график позволяет определять различные горючие композиции оптимального состава, имеющие $t_{ад} \geq 1200$ °С и обеспечивающие экологически безопасное сжигание таких отходов. Например, оптимальная горючая композиция на основе нефтяного шлама, включающая 10% механических примесей, должна содержать не менее 40% нефтепродуктов, остальное – вода.

На втором этапе были определены режимы работы ВЧФ-плазмотрона, обеспечивающие до подачи в реактор диспергированных горючих композиций на основе нефтяных отходов (шламов) достижение отходящими из реактора газами температуры вспышки нефтяного шлама.

На рисунке 3 показано влияние на температуру отходящих из реактора газов величины анодного тока генератора (мощности ВЧФ-разряда) и входной площади импеллера реактора.

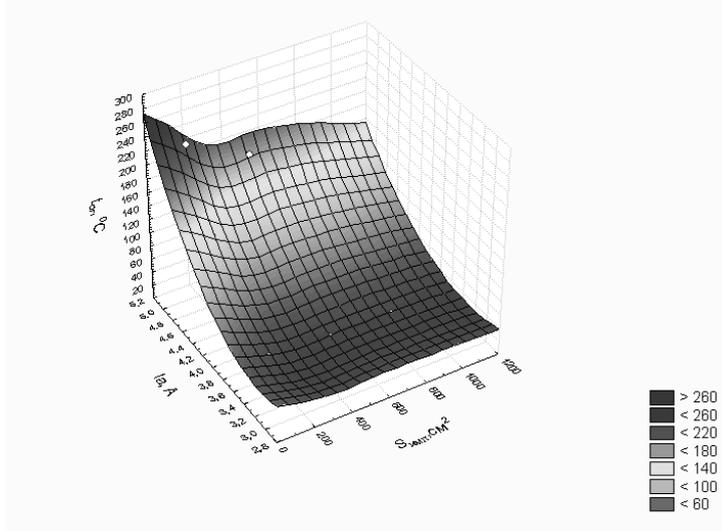


Рис. 3. Влияние анодного тока генератора и входной площади импеллера реактора на температуру отходящих газов

Из анализа полученной графической зависимости следует, что температура отходящих из реактора газов превышает температуру вспышки нефтяного шлама (210 °С) при анодном токе

генератора $I_a \geq 5$ А и входной площади импеллера реактора $S_{\text{имп}} \leq 330$ см².

Для повышения эффективности работы плазменного модуля его работу следует начинать в режиме «Прогрев» ($I_a \geq 5$ А, $S_{\text{имп}} = 330$ см²) для быстрого повышения температуры отходящих из реактора газов до температуры вспышки горючих отходов, а после подачи в реактор подготовленной горючей композиции и розжига реактора плазменный модуль необходимо перевести в режим «Работа» ($I_a \leq 3,0$ А, $S_{\text{имп}} \geq 1320$ см²).

Для подтверждения расчетных данных были проведены экспериментальные исследования процесса плазменного горения диспергированных горючих композиций на основе нефтяных шламов различного оптимального состава.

На рисунке 4 показано влияние величины анодного тока генератора и содержания воды на рабочую температуру плазменного горения диспергированных горючих композиций на основе нефтяного шлама в режиме «Работа» (расход 1000 л/ч).

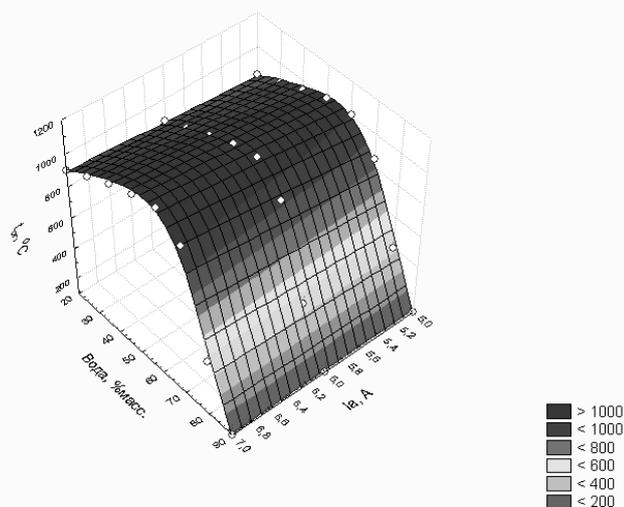


Рис. 4. Влияние анодного тока генератора и содержания воды в горючей композиции на рабочую температуру плазменного горения

Из анализа полученной графической зависимости следует, что во всём диапазоне изменения анодного тока генератора (3...5 А) рабочая температура плазменного горения горючих композиций достигает максимального значения ≈ 1200 °С при содержании воды $\approx 40\%$, что удовлетворительно согласуется с расчетными данными. При плазменном сжигании 1 т/ч оптимальной горючей композиции на основе нефтяного шлама может быть получено до 2,0 МВт·ч (1,7 Гкал) тепловой энергии, которая может быть использована для бытовых нужд и на технологические цели. При этом потребление плазменным модулем электрической энергии от промышленной сети составляет не более 50 кВт·ч.

Таким образом, результаты проведённых исследований указывают на реальную возможность прямого промышленного получения тепловой энергии из нефтяных и других горючих промышленных отходов.

Список литературы:

1. Мазалов Е.А., Мещеряков С.В. Проблемы утилизации нефтешламов и способы их переработки. М.: Издательский дом «Ноосфера», 2001. - 52 с.
2. Бернадинаер М.Н., Шурыгин А.П. Огневая переработка и обезвреживание промышленных отходов. М.: Химия, 1990. – 302 с.
3. Анисимова С.А. Проблема сгорит в плазменном факеле // Недра и ТЭК Сибири. – 2009. - №3 (40). - С. 20-21.
4. Способ утилизации нефтяных шламов и плазмокаталитический реактор для его осуществления: пат. Рос. Федерации. №2218378; заявл. 09.12.2002; опубл. 10.12.2003, Бюл. № 34. – 14 с.
5. Каренгин А.Г., Ляхова В.А., Шабалин А.М. Установка плазмокаталитической утилизации нефтяных шламов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2007. - №4. - С. 10-12.

УДК 621.311

Энергоемкость производства валовой добавленной стоимости – новый индикатор энергетической эффективности Томской области

Г.Н. Климова, В.В. Литвак

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

E-mail: gariki@tpu.ru

Среди других регионов России Томская область характеризуется показателями социально-экономического развития близкими к среднероссийскому уровню.

Удельный вес Томской области в общероссийских показателях по статистическим данным на 1 января 2010 года составил: в площади территории РФ – 1,84% (16 место среди субъектов Российской Федерации); в численности населения – 0,73% (51 место); в производстве ВВП – 0,76% (12 место); в добыче топливно-энергетических ресурсов – 1,71% (15 место); в обрабатывающих производствах – 0,42% (49 место); в производстве и распределении ЭЭ, газа и воды – 0,76% (43 место); в производстве сельскохозяйственной продукции – 0,67% (46 место); в строительстве – 0,81% (18 место); в обороте розничной торговли – 0,54% (45 место); в инвестициях в основной капитал – 0,9% (14 место); в экспорте – 0,17%; в импорте – 0,08%.

Соотношение удельного ВВП на душу населения соответственно для Российской Федерации и для Томской области показано на рис. 1.

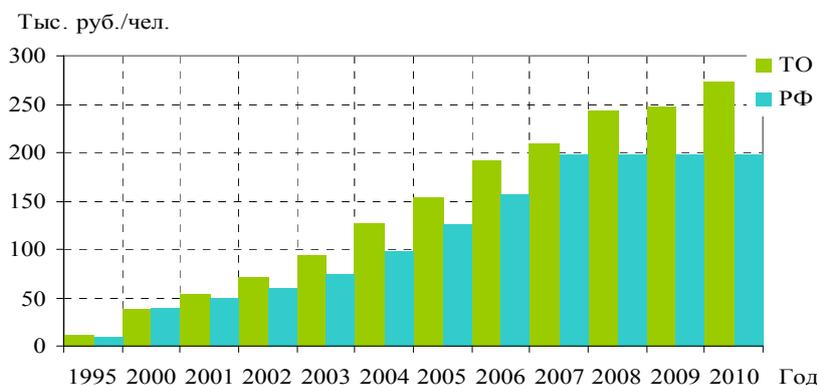


Рис. 1. Соотношение удельных ВВП на душу населения в России и ВРП в Томской области, тыс. руб./чел.

Более высокий уровень удельного производства ВРП в Томской области по сравнению со страной в целом говорит о более высокой в среднем производительности труда и более высокой занятости населения.

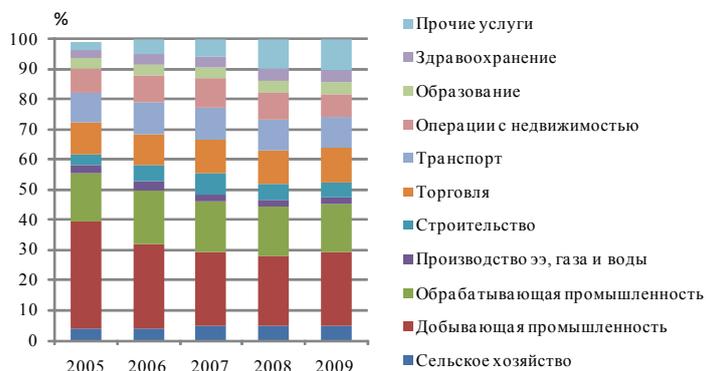


Рис. 2. Отраслевая структура ВДС, % [1]

Отраслевая структура валовой добавленной стоимости (ВДС) также несет в себе заметные изменения (рис. 2). Сокращается объем ВДС, создаваемый добывающими отраслями промышленности, организациями, занятыми в строительстве, операциях с недвижимостью. При этом намечилось увеличение производства ВДС организациями оптовой и розничной торговли, здравоохранении.

Наметившееся за последние 20 лет снижение численности населения в стране в определенной мере коснулось и Томской области. На фоне этого снижения сокращается и количество лиц, занятых в экономике. Структура численности лиц, занятых в экономике области

по видам экономической деятельности в 2009 году (по данным на 01.01.2010г.) представлена на рис. 3 [2, 3].

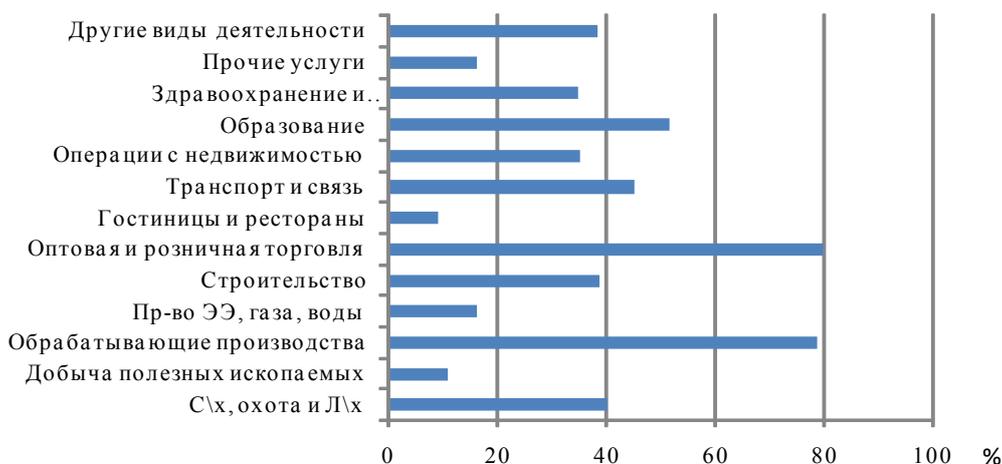


Рис. 3. Распределение количества лиц, занятых в отраслевых комплексах, %

Только в пяти отраслевых комплексах (оптовая и розничная торговля, обрабатывающие отрасли промышленности, образование, транспорт и связь, сельское хозяйство, охота, лесное хозяйство, рыболовство и рыбоводство) сосредоточено две трети численности лиц, занятых в экономике области.

В 2009 году каждый работник, занятый в экономике в среднем по области создавал валовую добавочную стоимость в 540 тыс. рублей.

Распределение удельной валовой добавленной стоимости, создаваемой одним занятым по видам экономической деятельности, представлено на рис. 4.

Удельные ВДС в разных отраслевых комплексах различаются весьма существенно. Так, в добыче полезных ископаемых одно рабочее место в 2009 году создавало 7130,4 тыс. руб., а в образовании только 176,2 тыс. руб.

Отрасли, обеспечивающие наиболее существенный вклад в валовую добавленную стоимость, имеют и наибольший уровень начисленной среднемесячной заработной платы работников

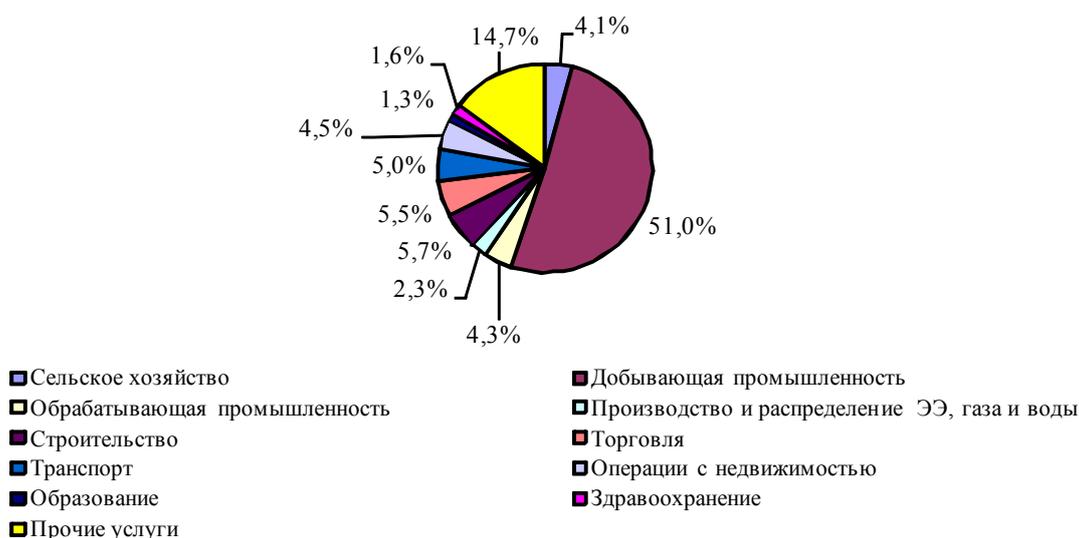


Рис. 4. Структура распределения удельной ВДС, 2009г., %

При средней в 2009 году по области зарплате 18307 руб. уровень заработной платы в добывающей отрасли промышленности составил 69433,4 руб. Самый низкий уровень отдачи в валовой региональный продукт показывают рабочие места в образовании и здравоохранении. Специфика этих отраслей такова, что вряд ли возможно ожидать существенного нарастания

показателей. Полезно посмотреть какую добавочную стоимость создает рубль заработной платы в соответствующих отраслях (таблица 1).

Таблица 1. Удельная валовая добавочная стоимость в отраслях экономики на 1 рубль заработной платы работников

| Вид экономической деятельности | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 |
|--------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Сельское хозяйство | 6,82 | 6,98 | 6,42 | 4,72 |
| Добывающая промышленность | 16,50 | 13,31 | 9,13 | 8,44 |
| Обрабатывающая промышленность | 3,31 | 3,66 | 3,57 | 4,11 |
| Производство ээ, газа и воды | 1,75 | 2,04 | 1,61 | 1,61 |
| Строительство | 3,09 | 3,26 | 3,95 | 5,43 |
| Торговля | 8,38 | 8,36 | 9,3 | 8,99 |
| Транспорт | 2,92 | 3,23 | 3,26 | 3,11 |
| Операции с недвижимостью | 3,17 | 3,59 | 3,50 | 2,87 |
| Образование | 1,19 | 1,13 | 1,09 | 1,12 |
| Здравоохранение | 1,58 | 1,65 | 1,33 | 1,34 |
| Прочие услуги | 3,81 | 8,03 | 9,52 | 14,19 |
| В среднем по области | 3,33 | 3,56 | 3,48 | 3,32 |

Наиболее интенсивный рост этого показателя дают «Прочие услуги», где сосредоточены в основном предприятия малого бизнеса и жилищно-коммунальные услуги.

Анализ удельной валовой добавленной стоимости на единицу зарплаты работников отрасли показывает их существенные различия, и значительные изменения во времени. Так, в добывающей отрасли промышленности отдача рубля заработной платы за четыре года снизилась вдвое, а в прочих отраслях промышленности выросла втрое. Наиболее низкий уровень отдачи рубля заработной платы имеет место в образовании и здравоохранении. В среднем по области этот показатель сохраняет удивительную стабильность – размах его изменений составляет 6,7%.

Энергоемкости производства 1 руб. ВДС, 1 руб. заработной платы и расход топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) на 1 рабочее место по видам экономической деятельности в 2009г. представлены в табл. 2.

Таблица 2. Удельные показатели потребления ТЭР по видам экономической деятельности, 2009г.

| | С\х, охота и л\х | Добыча полезных ископаемых | Обрабатывающ ие производства | Пр-во ЭЭ, газа, воды | Строительство | Оптовая и розничная торговля | Транспорт, связь | Прочие ВЭД* |
|--|------------------|----------------------------|------------------------------|----------------------|---------------|------------------------------|------------------|-------------|
| Энергоемкость ВДС, г у.т./1р. | 10,89 | 13,43 | 72,92 | 118,7 | 3,15 | 0,49 | - | 17,97 |
| Энергоемкость заработной платы, кг у.т./1 руб. | 12,15 | 13,38 | 319,94 | 112,9 | 7,08 | 4,11 | 15,01 | 32,15 |
| Расход ТЭР на одно рабочее место, кг у.т./чел. | 3912 | 86841 | 51770 | 119208 | 2137 | 382 | 7283 | 2630 |

Наибольшая энергоемкость ВДС (118,7 г у.т./1р.) и расход ТЭР на 1 рабочее место (119208 кг у.т.) наблюдаются при производстве и распределении электрической энергии, газа и воды (доля создаваемой ВДС 2,3%), наименьшая энергоемкость производства ВДС (0,49 г у.т./1р.) и расхода ТЭР на 1 рабочее место (382 кг у.т.) отмечена в организациях оптовой и розничной торговли (доля создаваемой ВДС 5,5%). Энергоемкость производства ВДС добывающей отраслью промышленности, которая создает 51% валовой добавленной стоимости, 13,43 г у.т./1р. (4 место).

Список литературы:

1. Регионы России. Социально-экономические показатели. 2010: Р32 Стат. сб. / Росстат. – М., – 2010. – 996 с.

2. Шульга В.А. Национальная экономика. – М.: Издательство Российской экономической академия, – 2002. – 550с.
3. <http://www.gks.ru> (Электронный ресурс).

Работа выполнена в рамках гранта РФФИ №10-08-00588 «Создание системы прогностического моделирования эволюции спроса на энергию на территориях с отрицательными среднегодовыми температурами в России».

Снижение энергопотребления в бюджетных организациях

И.В. Кузнецов

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рассмотрены проблемы энергосбережения и причины низкой энергоэффективности в госбюджетной сфере российской экономики. Намечены пути и предложены рекомендации по повышению эффективности энергопотребления в госбюджетных учреждениях.

Проблемы энергосбережения и энергоэффективности являются одними из наиболее актуальных в Российской экономике. Суммарное энергопотребление России в 2007 году составило 990 млн. т.у.т. и продолжает увеличиваться. В связи с этим вопросам энергосбережения и энергоэффективности в России стало уделяться значительно больше внимания в том числе и в таких основополагающих документах развития ТЭК, как «Энергетическая стратегия России до 2030 года», Закон Российской Федерации №261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» принятый ГД РФ 29.11.2009 и др.

Промышленно развитые страны Европы, США, Япония еще после первого нефтяного кризиса приняли жесткие меры по повышению эффективности потребления энергоресурсов, которые привели к снижению энергоемкости валового национального продукта на 33-35% [3]. Несмотря на существенный прогресс в повышении энергоэффективности экономики в последние годы, Россия все еще находится в группе стран с очень высокой энергоемкостью ВВП [1], а потенциал энергосбережения Российской экономики составляет около 45%. Этот потенциал можно и необходимо использовать. Экономические расчеты и практика энергосбережения показывает, что затраты на реализацию мероприятий по повышению эффективности использования энергоресурсов часто бывают значительно меньшими чем затраты на их добычу. Но для того, чтобы начать использовать этот потенциал, необходимо преодолеть ряд барьеров. Основными из которых являются:

- несовершенство нормативно-правовой базы, которое проявляется в недостаточной мотивации и заинтересованности во внедрении энергосберегающих технологий, отсутствии на предприятиях и в организациях органов и лиц ответственных за реализацию энергосберегающих мероприятий, отсутствии государственных органов, устанавливающих передовые нормативы потребления энергоресурсов и контролирующих их соблюдение, особенно в системе ЖКХ и организациях бюджетной сферы;
- отсутствие систем учета потребления энергоресурсов в жилом фонде;
- отсутствие системы оплаты населением потребленных энергоресурсов по данным систем учета;
- отсутствие статистической отчетности предприятий ЖКХ в рациональном использовании энергоресурсов и соответствие потребления их нормативным значениям;
- недостаток опыта и заинтересованности в финансировании энергосберегающих проектов со стороны инвестиционных банков;
- недостаток кадров, прошедших обучение в области энергосбережения;
- отсутствие информации, особенно для населения, о реальной выгоде, которое оно будет иметь реализуя энергосберегающие мероприятия, а также информации дающей сравнение нормативных общедомовых величин потребления энергоресурсов и этих величин в конкретных домах, а также причин их большой разницы.

Недостаток организации и координации внедрения энергосберегающих проектов, которые имеют место на всех уровнях принятия решений. Ярким примером отсутствия координации в области энергосбережения является отсутствие в большинстве регионов перспективных энергетических программ, отсутствие подробных отчетных и перспективных энергетических

балансов, позволяющих определить взаимосвязь развития отдельных систем энергоснабжения и жизнеобеспечения, а, главное, уровень их энергоэффективности.

В 2010 году в России был своеобразный юбилей – 15 лет официальному энергосбережению. В 1995 году энергосбережение было принято за основу энергетической стратегии и энергетической политики России на длительную перспективу. Одним из факторов, повлиявшим на такое решение правительства было то, что Россия по энергоэффективности в 1995 году заняла 118 место из 128, обогнав несколько развивающихся стран и стран бывшего СССР. Если страны Восточной Европы за последние годы сделали рывок в вопросе эффективного использования энергоресурсов (Польша увеличила энергоэффективность в 2,3 раза, Венгрия, Чехия, Словакия - в 1,5 раза) [2], то в России пока видимых успехов нет. По различным данным [3] общий потенциал энергосбережения Российской экономики составляет 40-45% от всех потребляемых энергоресурсов. Для реализации этого потенциала необходим поиск и внедрение в производство энергетически и экономически эффективных мероприятий в условиях полного контроля потоков энергоресурсов. Начальным этапом работ по повышению энергоэффективности, разработки программ энергосбережения, составления бизнес-плана внедрения энергосберегающих мероприятий, является энергоаудит, т.к. только он, проведенный квалифицированными специалистами, даст точный ответ на вопросы: какой потенциал энергосбережения имеет предприятие, на сколько можно снизить энергопотребление в результате внедрения предложенных экономически и технически обоснованных мероприятий, сколько потребуются инвестиций, за какой срок они окупятся и т.д.

Энергоаудит – это методически и инструментально достоверное обследование энергопотребления предприятия, с целью поиска мест нерационального использования энергоресурсов, выявления мест их «утечки» составление энергетического баланса предприятия, структурирование потоков энергоресурсов выбор мероприятий по повышению эффективности энергопотребления, разработки бизнес-плана по внедрению этих мероприятий, выбор контролируемых параметров энергоэффективности с целью мониторинга выполнения бизнес-плана и эффективности внедренных мероприятий. Наиболее полную картину дает комплексный аудит – финансовый, технический, энергетический. Финансовый и технические аудиторские проверки помогают выявить виды энергоресурсов и места их нерационального использования, определить места внедрения энергосберегающих мероприятий, показать их инвестиционную привлекательность.

При выборе целей и мероприятий необходимо исходить из следующих принципов:

- в первую очередь необходимо начинать экономить те энергоресурсы, на которые приходится больше всего финансовых затрат;
- экономить энергоресурсы надо там, где потенциал энергосбережения аномально велик;
- внедрение энергосберегающих мероприятий надо начинать с тех, которые позволяют экономить энергоресурсы при минимальных затратах.

Опыт показывает, что квалифицированный энергоаудит и технико-экономическое обоснование первоочередных энергосберегающих мероприятий позволяет снизить финансовые расходы организаций на оплату потребленной электроэнергии на 10-20%, тепловой энергии на 10-25%, водоснабжения на 5-30%. При этом беззатратные или малозатратные энергосберегающие мероприятия могут составить реализацию всего потенциала энергосбережения предприятия 30-50% со сроком окупаемости до одного года. В большинстве стран доля государственных организаций в ВВП составляет около 20%. Расходы на коммунальные услуги этих организаций равны 5-10% от суммарных расходов бюджетных учреждений или 1% от ВВП, причем не все здания госучреждений современные. Так 80% общественных зданий в США построены до 1980 года по устаревшим проектам с расточительным, по сегодняшним меркам, использованием энергии. Снижением потерь энергоресурсов в этих зданиях занимаются специализированные энергосервисные компании (ЭСКО), которые работают на контрактной основе с оплатой по схеме гарантированной экономии энергоресурсов или на условиях раздела полученной экономии за снижение потребления энергоресурсов. Средний срок окупаемости проектов составляет 6-7 лет.

Этот опыт зарубежных стран необходимо внедрять и в российскую экономику, особенно в бюджетных организациях и в жилищно-коммунальном хозяйстве, в котором особенно высокий потенциал энергосбережения. Реализация этого потенциала даст значительную экономию бюджетных средств и снизит затраты населения за услуги ЖКХ

Список литературы:

1. Протокол энергетической Хартии по вопросам энергетической эффективности и соответствующим экологическим аспектам – ПЭЭСЭЛ. Российская Федерация: Регулярный

- обзор, 2007.
2. Энергоэффективность в России: скрытый резерв: - Отчет Международной финансовой корпорации и Мирового банка реконструкции и развития (International Finance Corporation and The International Bank for Reconstruction and Development), 2008.
 3. Ушаков В.Я. Современная и перспективная энергетика: технологические, социально-экономические и экологические аспекты. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008.–46.

УДК 621.643

Оценка влияния нештатных условий эксплуатации тепловых сетей на увеличение транспортных тепловых потерь

Г.В. Кузнецов, И.П. Озерова, В.Ю. Половников, Ю.С. Цыганкова

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

E-mail: tsygankovays@nipineft.tomsk.ru

Введение

С 1990-х годов в России интенсивно применяется прогрессивная конструкция прокладки тепловых сетей «труба в трубе» с пенополиуретановой (ППУ) теплоизоляцией [1]. Наряду с ППУ изоляцией все еще применяется устаревший тип изоляции из минеральной ваты (МВ). Именно эти два варианта теплоизоляционных материалов имеют в настоящее время наибольшее распространение.

На практике доказано, что тепловые потери теплопроводов, изолированных ППУ в несколько раз ниже, чем изолированных минеральной ватой [1]. Однако теоретические расчеты, выполненные по методике [2, 3], показывают преимущества ППУ по сравнению с минеральной ватой всего на 20...30% [1]. Это подтверждает только одно – недостаточную точность методики расчета [2, 3]. Значения теплотехнических характеристик теплоизоляционных материалов в конструкциях под воздействием эксплуатационных факторов изменяются во времени и могут значительно отличаться от значений, указанных в ГОСТах. При расчете потерь по действующей методике не учитывается влияние влажности и температуры материала в конструкции, влияние возможной усадки в процессе эксплуатации, фактор старения материала и как следствие его разрушение со временем. Это объясняет несоответствие измеренных и рассчитанных [2, 3] значений потерь.

В связи с этим является актуальной разработка новой методики расчета фактических транспортных потерь тепловой энергии через теплоизоляционные конструкции, учитывающей реальную конфигурацию и условия эксплуатации на каждом характерном участке трубопровода.

Цель работы – оценить влияние нештатных условий эксплуатации и плохого технического состояния тепловых сетей на изменение теплофизических характеристик наиболее распространенных в настоящее время теплоизоляционных материалов. Рассчитать соответствующее увеличение тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции. Показать возможность ужесточения существующих нормативов потерь тепловой энергии [2] для современных типов тепловой изоляции.

Постановка задачи

В качестве примера рассматривается фрагмент магистральной двухтрубной тепловой сети от источника теплоснабжения до центрального теплового пункта (рис.). Трубопровод проложен под землей в непроходном канале. Условный диаметр трубопроводов $d_s = 400$ мм. Для анализа влияния негативных факторов, возникающих в процессе эксплуатации тепловых сетей, на изменение тепловых потерь рассматривался ряд наиболее типичных [4-7] нештатных режимов работы подземных трубопроводов:

- 1)увлажнение тепловой изоляции (от незначительного до полного);
- 2)отсутствие изоляции на теплопроводе (полное или частичное);
- 3)деформация теплоизоляционного покрытия.

Расчет проведен для двух случаев:

- 1) тепловая изоляция из пенополиуритана, толщиной по [8];
- 2) тепловая изоляция из минеральной ваты, толщиной по [9].

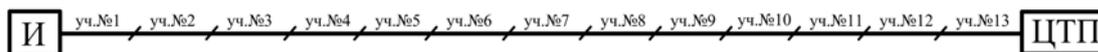


Рис. 1. Фрагмент магистральной тепловой сети: И – источник теплоснабжения, ЦТП – центральный тепловой пункт, уч. № 1–13 – характерные участки тепловой сети с различающимися условиями прокладки или состоянием изоляции.

Расчет тепловых потерь проводился по методике [10] с учетом условий [4-7] в разработанном программном комплексе, который в настоящее время проходит государственную регистрацию. Результаты расчетов приведены в табл. 1.

Таблица 1. Результаты расчета фактических потерь тепла

| № уч. | Длина, м | Условия прокладки | Удельные нормативные потери, Вт/м | Удельные фактические потери, Вт/м | |
|-------|--------------|------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|---------------|
| | | | | ППУ | МВ |
| 1 | 1450 | Проектные | 110 | 64.90 | 109.29 |
| 2 | 25 | Отсутствует изоляция | 110 | 467.2 | 421.24 |
| 3 | 657 | Проектные | 110 | 64.83 | 109.14 |
| 4 | 450 | Увлажнение изоляции 40 % | 110 | 113.08 | 246.04 |
| 5 | 40 | Отсутствует 1/2 изоляции | 110 | 103.12 | 147.26 |
| 6 | 350 | Проектные | 110 | 64.78 | 108.91 |
| 7 | 150 | Деформация | 110 | 76.01 | 125.89 |
| 8 | 790 | Проектные | 110 | 64.75 | 108.82 |
| 9 | 510 | Влажный воздух в канале | 110 | 81.38 | 117.83 |
| 10 | 50 | Нет 1/4 изоляции | 110 | 80.04 | 124.04 |
| 11 | 370 | Увлажнение изоляции 100 % | 110 | 166.09 | 324.05 |
| 12 | 600 | Проектные | 110 | 64.65 | 108.44 |
| 13 | 128 | Деформация | 110 | 75.86 | 125.34 |
| | Общая | Средние потери, Вт/м: | 110 | 114 | 167 |
| | 5570 | Общие потери, Вт | 612700 | 444073 | 767581 |

Как и следовало ожидать, увлажнение и отсутствие изоляции приводят к наибольшему увеличению тепловых потерь (табл.). Для ППУ удельные тепловые потери в условиях отсутствия изоляции возрастают по сравнению с проектными в 7 раз, для минеральной ваты - в 4 раза. Разница в величине возрастания тепловых потерь для ППУ и минеральной ваты объясняется тем, что термическое сопротивление ППУ изоляции в проектных условиях больше, чем для минеральной ваты.

При полном (100 %) увлажнении изоляции удельные тепловые потери для ППУ изоляции возрастают в 2,5 раза, для минеральной ваты в 3 раза. Величина открытой пористости материала минеральной ваты больше, чем у ППУ ($f_{МВ}=0,73$, $f_{ППУ}=0,1$) [10], поэтому она может вместить в себя больше влаги, значит, увеличить коэффициент эффективной теплопроводности, а значит, увеличить тепловые потери.

Деформация изоляции (уплотнение сверху и провисание снизу) вызывает увеличение удельных тепловых потерь для обоих типов изоляции в среднем в 1,15...1,17 раза.

Наличие влажного воздуха в канале вызывает гарантированное увеличение удельных потерь тепла для ППУ изоляции в 1,25 раза, для минеральной ваты в 1,1 раза. Увлажнение изоляции влажным воздухом в канале ограничено влагонасыщением воздуха ($\phi_{вод}=0,0126$). Допустимая доля воды в воздухе меньше открытой пористости обоих теплоизоляционных материалов, поэтому тепловые потери возрастают примерно на одну величину, но относительно проектных для минеральной ваты потери изменяются меньше, чем для ППУ.

Из табл. можно заметить, что для современной ППУ изоляции проектные потери на 40 % ниже нормативных потерь, поэтому при вводе типичного набора негативных факторов,

осложняющих работу тепловых сетей, увеличение теплопотерь в некоторых случаях не превышает допустимые нормы. Это вызвано тем, что существующие нормативные потери [3] не учитывают различие в теплофизических свойствах материалов теплоизоляции. Для минеральной ваты все закономерно: нормативные потери равны проектным, и при любом нештатном режиме работы фактические потери сразу превышают нормативные (табл.).

В результате, при использовании ППУ изоляции, остается огромный запас (порядка 30...40 %) на возможный рост тепловых потерь в процессе эксплуатации трубопроводов. Рост тепловых потерь, не превосходящий установленные нормы, не отслеживается тепло-сетевыми компаниями.

Из сказанного следует, значительной экономии в системе транспорта теплоэнергии (не менее 30 %) можно достичь, если пересмотреть существующие нормативные потери [3, 4]. Необходимо разделить нормативные потери в зависимости от типа используемого теплоизоляционного материала.

Выводы

Проведено сравнение влияния негативных факторов и нештатных условий эксплуатации трубопроводов на изменение тепловых потерь в действующих тепловых сетях для трубопроводов с тепловой изоляцией из пенополиуритана и минеральной ваты.

Показана возможность теплосбережения при транспортировке теплоносителя за счет разделения нормативных тепловых потерь в зависимости от материала теплоизоляционной конструкции и ужесточения норм потерь тепла для пенополиуритановой изоляции не менее чем на 30 %.

Список литературы:

1. Мунябин Л.И., Арефьев Н.Н. К вопросу о методике расчета тепловых потерь при различных вариантах тепловой изоляции // Новости теплоснабжения.- 2002.-№ 4.- С. 35-38.
2. Методические указания по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «тепловые потери», часть 3: РД 153–34.20.523–2003.М.: СПО ОРГРЭС, 2003.–28 с.
3. Методические указания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях: РД 34.09.255-97.М.: СПО ОРГРЭС, 1988.- 18 с.
4. Кузнецов Г.В., Половников В.Ю. Тепловые потери магистральных трубопроводов в условиях полного или частичного затопления // Известия высших учебных заведений: Проблемы энергетики.–2006.–№ 3–4.– С. 3–12.
5. Кузнецов Г.В., Половников В.Ю. Численное исследование тепловых режимов теплопроводов в условиях деформации и нарушения целостности слоя тепловой изоляции // Тепловые процессы в технике.–2011. в печати.
6. Кузнецов Г.В., Половников В.Ю. Численный анализ потерь тепла магистральными теплопроводами в условиях полного или частичного затопления // Инженерно-физический журнал.– 2008.– т.81,– № 2.– С. 303–311.
7. Кузнецов Г.В., Половников В.Ю. Численное моделирование теплового состояния трубопровода в условиях затопления с учетом нестационарности процесса насыщения изоляции влагой // Теплоэнергетика.- 2008.- № 5.-С.60-64.
8. ГОСТ 30732-2006 Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой. М.: ФГУП «Стандартинформ», 2007.- 49 с.
9. СП 41–103–2000 Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов. М.: Госстрой России.– 2001.–42 с.
10. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для ВУЗов.– М.: Изд. дом МЭИ, 2006.– 472 с.

УДК 621.643

Возможности теплосбережения в системе транспорта тепловой энергии

Г.В. Кузнецов, И.П. Озерова, В.Ю. Половников, Ю.С. Цыганкова

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

E-mail: tsygankovays@nipineft.tomsk.ru

Проведена оценка фактических тепловых потерь в сетях централизованного теплоснабжения с учетом неоднородности теплоизоляции по длине трубопроводов и реальных условий эксплуатации тепловых сетей. Показана возможность теплосбережения в системе транспорта тепловой энергии.

Введение

В современных условиях, когда проблеме энергосбережения уделяется значительное внимание [1], необходимым фактором экономически эффективной работы тепловых сетей является снижение непроизводительных потерь тепла через теплоизоляционные конструкции при транспортировке теплоносителя.

В ходе эксплуатации различные физико-химические воздействия окружающей среды вызывают деструктивные процессы в теплоизоляционных конструкциях теплопроводов, которые приводят к увеличению эксплуатационной влажности и резкому снижению ее теплозащитных свойств [2].

На увеличение тепловых потерь в значительной степени сказывается разрушение тепловой изоляции в процессе эксплуатации теплопроводов [3].

Не редко в процессе работы тепловых сетей происходит уплотнение и снижение толщины теплоизоляционного слоя в верхней части конструкции и провисание, с образованием воздушной прослойки между теплоизоляционным слоем и трубопроводом, в нижней ее части [4]. Вследствие деформации изоляции снижается ее приведенное термическое сопротивление, и существенно возрастают теплотери [4].

Несмотря на то, что в современной научной литературе уделяется достаточно большое внимание вопросам, связанным с определением тепловых потерь в сетях теплоснабжения [2, 5, 6–11], до настоящего времени отсутствовал целостный подход к расчетной оценке тепловых потерь реальных участков систем транспортировки тепла, учитывающий все возможные негативные факторы и процессы, возникающие при эксплуатации и влияющие на интенсификацию теплопереноса в рассматриваемых системах.

Целью данной работы является оценка фактических потерь тепла при транспортировке теплоносителя с учетом технического состояния и реальных условий эксплуатации каждого характерного участка теплотрассы. Анализ возможности теплосбережения в системе транспорта тепловой энергии при декомпозиционном подходе к определению потерь тепла.

Постановка задачи

В данной работе в качестве примера рассматривается однотрубная тепловая сеть в г. Кемерово. Схема фрагмента тепловой сети и геометрические характеристики приведены на рис. Типы изоляции: пенополиуритановая (ППУ), толщиной по [12], минеральная вата (МВ), толщиной по [13].

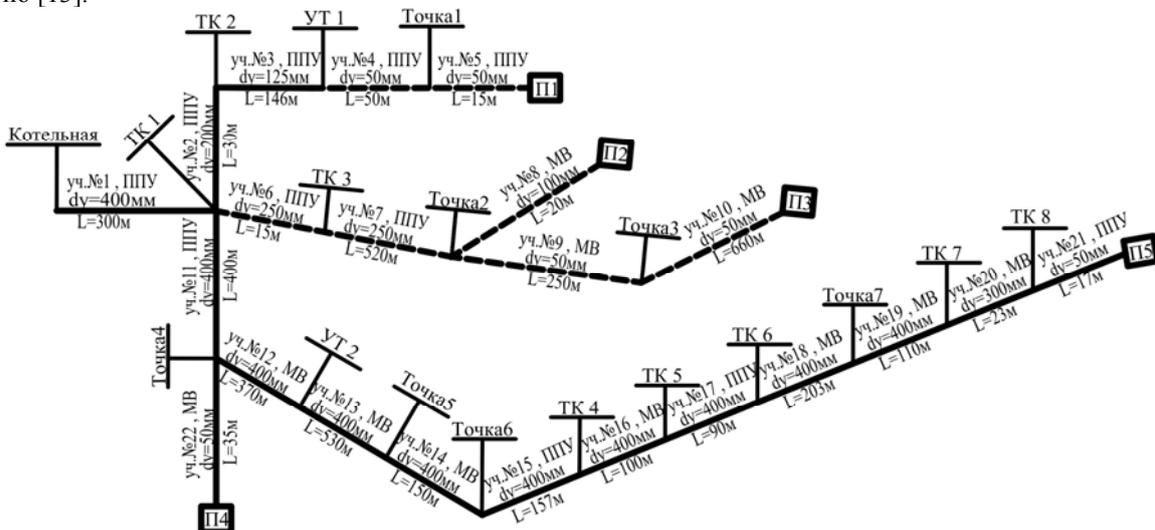


Рис. 1. Схема фрагмента тепловой сети: котельная – источник теплоснабжения; П1–П5 – потребители № 1–5; уч. № 1–22 – характерные участки трубопроводов, отличающиеся условиями прокладки или состоянием изоляции; точки 1–6 – точки, обозначающие границу изменения условий прокладки или состояния изоляции; ТК 1–8 – тепловая камера № 1–8; УТ 1, 2 – узел тепловой № 1, 2, --- - надземная прокладка, — — подземная прокладка.

Тепловые потери для надземной и подземной в непроходных каналах прокладках тепловых сетей вычисляются по формулам [14] с учетом условий [4, 6].

Исходные данные

Согласно [13] расчет тепловых потерь при качественном регулировании проводится при

средних климатических условиях района. Для г. Кемерово средняя годовая температура наружного воздуха составляет 273 К [15]. Средняя температура теплоносителя равна 363 К, температура воздуха в канале, в соответствии с [14], составляет 296 К, а средняя температура грунта на глубине заложения (8м) – 278 К.

Для оценки влияния нештатных условий работы теплопроводов на изменение тепловых потерь рассматривалось несколько типичных вариантов эксплуатации тепловых сетей:

Вариант 1. Влажный воздух в непроходных каналах. Такая ситуация наиболее распространена, поскольку большинство каналов не вентилируются.

Вариант 2. Изоляция на участке № 13 увлажнена на 30 %, на участке № 14 – на 100 %, на участке № 15 – на 30 %, на участке № 18 – на 70 %.

Вариант 3. Изоляция на участке № 1 увлажнена на 100 %, на участке № 11 – на 70 %, на участке № 22 – на 10 %.

Вариант 4. Тепловая изоляция отсутствует на участках № 4, 6, 8, 20

Вариант 5. На участках № 1, 4, 19 наблюдается умеренная деформация слоя изоляции [4].

Под проектным режимом подразумеваются, что трубопроводы изолированы в соответствии с [13], изоляция находится в сухом состоянии.

Результаты исследований

Основные результаты расчетов потерь тепловой энергии теплоносителя приведены в табл.

Таблица 1. Результаты расчета тепловых потерь теплоносителя

| Вариант | Qп1, Вт | Qп2, Вт | Qп3, Вт | Qп4, Вт | Qп5, Вт |
|--------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Нормативные потери | 29500 | 51489 | 71601 | 49840 | 170488 |
| Проектные потери | 17290 | 30245 | 53274 | 29292 | 170030 |
| Вариант 1 | 21748 | 33560 | 56587 | 37106 | 190220 |
| Вариант 2 | 21748 | 33560 | 56587 | 37106 | 287170 |
| Вариант 3 | 39939 | 51743 | 74752 | 72604 | 225000 |
| Вариант 4 | 56711 | 94898 | 90338 | 37106 | 190220 |
| Вариант 5 | 24669 | 36482 | 59350 | 39871 | 194530 |

Из табл. видно, что эксплуатация рассматриваемой тепловой сети (рис.) в условиях, отличающихся от проектных, приводит к ожидаемому увеличению тепловых потерь. Например, при учете увлажнения воздуха в непроходных каналах (вариант 1), тепловые потери на пути к потребителям с преобладанием подземного способа прокладки теплопроводов возрастают в 1,12...1,25 раз по сравнению с проектными.

По варианту 2 при незначительном увлажнении (до 30 %) около 28 % протяженности тепловой сети до потребителя П5 и при полном увлажнении (100 %) 14 % протяженности тепловой сети тепловые потери на пути к потребителю П5, по сравнению с проектными, возрастают в 1,69 раз.

В варианте 3 при значительном увлажнении (более 70 %) 95 % протяженности трубопроводов до потребителя П4 и при незначительном увлажнении 5 % трубопроводов потери тепла увеличиваются в 2,48 раза.

В случае отсутствия изоляции (вариант 4) наблюдаются максимальные потери тепла. В частности, при разрушении изоляции всего на 9 % длины тепловой сети до потребителя П1 потери тепла увеличиваются в 3,28 раза по сравнению с потерями при проектных условиях эксплуатации.

При деформации изоляции (вариант 5) на 64 % длины тепловой сети от общей протяженности трубопроводов до потребителя П1 тепловые потери возрастают в 1,43 раза.

Полученные результаты свидетельствуют о важности и необходимости учета реальных условий эксплуатации тепловых сетей при расчетной оценке потерь тепла. Расчет фактических тепловых потерь позволит оценить масштаб тепловых потерь, выявить «проблемные» места на участках тепловых сетей и принять соответствующие меры по устранению нештатных режимов работы. Своевременные ремонтные работы и оперативное реагирование теплоснабжающих компаний в свою очередь обеспечат частичное выполнение программы энергосбережения [1].

Следует обратить внимание, что нормативные потери по [1,13] для трубопроводов с изоляцией из пенополиуретана (табл.) в среднем на 30 % превышают проектные потери. Поэтому при учете неудовлетворительного состояния изоляции трубопроводов фактические потери,

возрастая на 30–50 %, в некоторых случаях не превышают нормативные (табл.). Это обстоятельство позволяет говорить о возможном пересмотре и ужесточении нормативных потерь для участков тепловых сетей, имеющих изоляцию с высоким термическим сопротивлением.

Завышенные нормы потерь тепла позволяют относить к нормативным потерям даже потери, связанные с плохим техническим состоянием и непроектными условиями работы тепловых сетей. Такая ситуация не стимулирует теплоснабжающие компании к действиям в сторону сокращения потерь тепла, скорее наоборот, способствуют их бездействию.

Выводы

Проведена аналитическая оценка фактических тепловых потерь с учетом неоднородности тепловой изоляции по длине трубопровода и реальных условий эксплуатации тепловых сетей. Показана возможность теплосбережения в результате пересмотра и ужесточения нормативных потерь для участков тепловых сетей, имеющих теплоизоляцию с высоким термическим сопротивлением.

Список литературы:

1. ФЗ № 261 от 23 ноября 2009 г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
2. Слепченко В.С., Рондель А.Н., Шаповалов Н.Н. Влияние различных эксплуатационных факторов на тепловые потери в бесканальных подземных трубопроводах тепловой сети // Новости теплоснабжения. – 2002. – № 6. – С. 18–23.
3. Шойхет Б.М., Ставрицкая Л.В. Обследование технического состояния и реконструкция тепловой изоляции эксплуатируемых магистральных теплопроводов // Энергосбережение. – 2002. – № 3. – С. 60–62.
4. Кузнецов Г.В., Половников В.Ю. Численное исследование тепловых режимов теплопроводов в условиях деформации и нарушения целостности слоя тепловой изоляции // Тепловые процессы в технике. – 2011. – № 0. – С. 00–00.
5. Мунябин Л.И., Арефьев Н.Н. К вопросу о методике расчета тепловых потерь при различных вариантах тепловой изоляции // Новости теплоснабжения. – 2002. – № 4. – С. 35–38.
6. Кузнецов Г.В., Половников В.Ю. Численный анализ потерь тепла магистральными теплопроводами в условиях полного или частичного затопления // Инженерно-физический журнал. – 2008. – Т. 81. – № 2. – С. 303–311.
7. Пахомов А.А. Как посчитать тепловые потери в реальных условиях эксплуатации? // Жилищно-коммунальный комплекс Урала. – 2007. – № 6 (38). – С. 10–17.
8. Гудзюк В.Л., Шомов Е.В. Оперативная оценка реальных тепловых потерь при транспорте пара и горячей воды // Новости теплоснабжения. – 2010. – № 11. – С. 30–33.
9. Байбаков С.А. К вопросу о методах и проблемах определения фактических тепловых потерь в тепловых сетях // Новости теплоснабжения. – 2010. – № 6. – С. 36–39.
10. Семенов В.Г. Определение фактических тепловых потерь через теплоизоляцию в сетях централизованного теплоснабжения // Новости теплоснабжения. – 2003. – № 4. – С. 30–33.
11. Хромченков В.Г., Иванов Г.В., Хромченкова Е.В. Определение потерь тепла в тепловых сетях // Новости теплоснабжения. – 2006. – № 6. – С. 39–43.
12. ГОСТ 30732-2006 Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой. М.: ФГУП «Стандартинформ», 2007. – 49 с.
13. СП 41-103-2000. Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов. – М.: Госстрой России, 2001. – 42 с.
14. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 472 с.
15. СНиП 23-01-99. Строительная климатология. – М.: Изд-во стандартов, 2004. – 70 с.

УДК 62-663

Поисковые исследования возможности производства из угля марки ЗБ высококалорийного топлива с низким содержанием летучих

М.В. Кулеш

ООО «СИБТЕРМО», г. Красноярск, Россия

E-mail: aim@inbox.ru

Значительную часть угольных запасов России составляют бурые угли Канско-Ачинского бассейна – до 100 млрд тонн, пригодных для открытой добычи. Это – самые дешевые угли и в то

же время их использование крайне ограничено из-за экономической невозможности дальнейшей транспортировки, поскольку по массе они содержат более 1/3 влаги. Программа экономического и энергетического развития России ориентирована на развитие рациональной модели потребления ресурсов, т.е. на переход от экспорта первичных сырьевых энергетических ресурсов к экспорту продуктов их глубокой переработки, к инновационной модели экономики. Одним из эффективных решений проблемы модернизации энергетической отрасли является создание энерготехнологических комплексов с глубокой переработкой угля в высоколиквидную продукцию, причем в первую очередь, такой переработке должны подвергаться бурые угли.

Настоящая работа посвящена исследованию возможности получения высококалорийного топлива с малым содержанием летучих веществ из бурого угля марки ЗБ Верхнесысского месторождения (Красноярский край). Его характеристики приведены в таблице 1. Этот уголь был выбран для исследования, исходя из того, что он имеет наивысшую степень метаморфизма (углефикации) в классе бурых углей.

Таблица 1. Основные характеристики бурого угля марки ЗБ Верхнесысского месторождения

| Влажность, % | Зола, % | Летучие вещества, % | Прочность, МПа | Теплота сгорания, МДж/кг |
|--------------|---------|---------------------|----------------|--------------------------|
| 20 | 5 | 45 | 16,6 | 21 |

Задача исследования заключалась в следующем: полностью удалить из угля влагу и снизить содержание летучих веществ до уровня примерно 15%, обеспечив тем самым теплоту сгорания выше 25 МДж/кг (6000 ккал/кг), т.е. получить топливо с характеристиками, примерно соответствующими характеристикам дорогих энергетических углей марки СС. Однако самое главное условие – при этом необходимо сохранить удовлетворительную прочность карбонизата (не менее 8 МПа на сжатие), чтобы исключить необходимость его брикетирования.

Для унификации условий нагрева и более корректного измерения прочности использовались изготовленные из исходного угля образцы в форме кубика со стороной 2 см. Угольные кубики помещались в открытый металлический контейнер, закрепленный на подвесе электронных весов. Во время эксперимента контейнер вводился в камеру нагрева электрической печи, таким образом, экспериментальная установка позволяла контролировать изменение массы образцов в процессе их термической обработки. В результате поисковых экспериментов был определен температурный интервал карбонизации угля в диапазоне от 300 до 600°C, а также общий временной интервал процесса включая стадию сушки угля – 10 минут при температуре в печи 300°C, и собственно термообработку – в течение 180 минут. На второй стадии температура в камере печи линейно поднималась от 300°C до 600°C. Для контроля изменения прочности образцы отбирались через каждые 30 минут после начала стадии термообработки. Прочность измерялась путем раздавливания кубического образца на лабораторном прессе для определения прочности на раздавливание. В каждом эксперименте измерялась прочность 5-7 образцов угля и в качестве результата использовалось среднее значение.

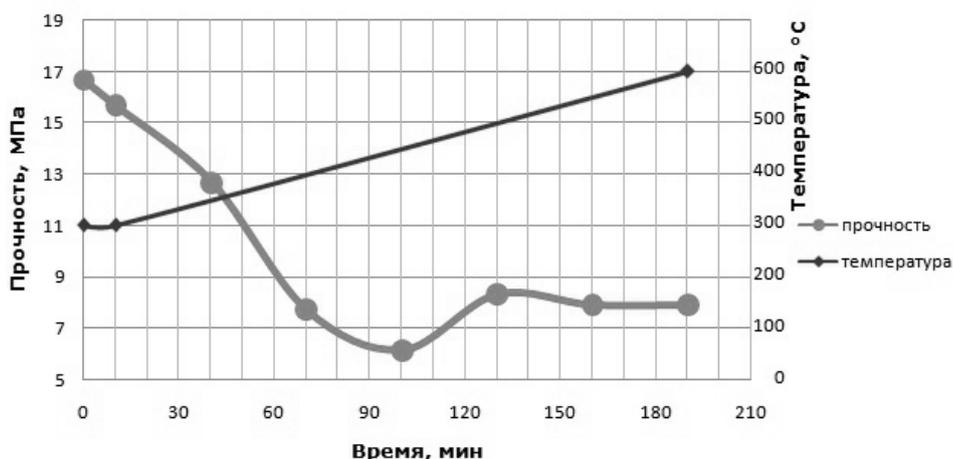


Рис. 1. Зависимость прочности карбонизата от температуры и времени выдержки для основного режима термообработки

График зависимости прочности от температуры и времени выдержки представлен на рисунке 1. Из него видно, что значительная часть прочности теряется в процессе удаления летучих веществ – она снижается примерно в 2 раза по сравнению с прочностью исходного угля. В конечном итоге прочность на раздавливание у прокаленных образцов достигает уровня 8 МПа, Интересно отметить, что в области 400-500°C наблюдается аномальный провал прочности, а далее происходит её увеличение примерно на 30%. Достоверность этого эффекта была подвергнута тщательной проверке путем многократного повторения опытов, но ошибок эксперимента обнаружено не было. Если сопоставить зависимость прочности с графиком изменения содержания летучих веществ (рисунок 2), то можно предположить, что упрочнение происходит за счет коксования части высокомолекулярной органики (смол), образующейся на заключительной стадии пиролиза органической части угля.

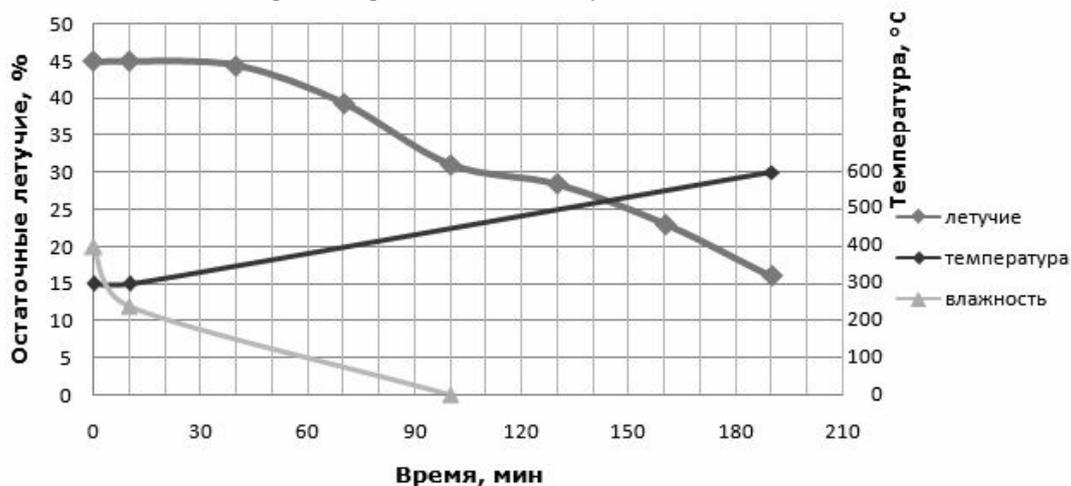


Рис. 2. Зависимость остаточных летучих и влажности карбонизата от температуры и времени выдержки для основного режима

Таким образом, в рамках отработанного режима термообработки задачи по достижению уровня летучих веществ, прочности, и калорийности конечного продукта были выполнены, На следующем этапе была исследована возможность использования ускоренных режимов термообработки при сохранении неизменных параметров стадии сушки. Были исследованы два режима линейного нагрева 300 до 600°C: в течении 90 минут, а также ещё более ускоренный режим – в течении 45 минут. В обоих случаях характеристики конечного продукта по калорийности и выходу летучих остались на том же уровне, что при использовании основного режима термообработки, при этом понизилась прочность карбонизата на 6% и на 24% соответственно.

В таблице 2 представлены характеристики конечного продукта в сравнении с характеристиками исходного угля, а также в сравнении с характеристиками карбонизата, полученного путем переработки этого же угля по технологии получения древесного угля.

Таблица 2 . Сравнительные характеристики исходного угля и карбонизата

| | Исходный уголь | Карбонизат после термообработки | Карбонизат по технологии «древесный уголь» |
|--|----------------|---------------------------------|--|
| Влажность, % | 20 | 0 | 4,7 |
| Зола, % | 4-5 | 7 | 5,7 |
| Летучие, % | 45 | 15 | 7,5 |
| Теплота сгорания, МДж/кг (ккал/кг) | 21 (5000) | 30,3 (7240) | - |
| Сера, % | 0,33 | 0,41 | - |
| Прочность, МПа | 16,6 | 8-10 | 7-8 |
| Водопоглощение, % | - | 16-17 | 17-18 |
| Водопоглощение после гидрофобизации, % | - | < 1,5% | - |

Из таблицы можно видеть, что карбонизат после термообработки имеет теплоту сгорания около 30 МДж/кг и выход летучих на уровне 15%. Прочность снизилась приблизительно в 2 раза, но осталась на уровне, удовлетворяющем поставленным условиям.

Полученное после термообработки бурого угля высококалорийное топливо имеет достаточно высокую пористость и соответственно обладает склонностью к активному водопоглощению. В частности, последний показатель равен 16-17%. Следовательно при транспортировке такого продукта и хранении его на открытом складе будет происходить насыщение влагой и заметное снижение теплоты сгорания, что крайне нежелательно. Для предотвращения этого процесса были выполнены эксперименты по гидрофобизации карбонизата путем обмакивания в расплав парафина. После такой обработки водопоглощение составило <1,5%. Расход парафина составил 4 % от массы топлива.

В результате выполненной серии экспериментов в качестве базового режима для карбонизации бурого угля марки БЗ рекомендуется 10- минутная сушка при температуре 300°C и далее нагрев с постоянной скоростью до 600°C в течение 3 часов. При таком режиме для получаемого карбонизата обеспечивается прочность на сжатие около 8,5 МПа. Ускоренная термообработка (нагрев до 600°C за 100 и 55 мин) приводит к снижению прочности карбонизата соответственно на 6% и 24%. Гидрофобизация поверхности карбонизата позволяет радикально снизить водопоглощение и, соответственно, сохранить достигнутый уровень теплоты сгорания – около 30 МДж/кг (более 7000 ккал/кг).

Для разработки промышленной технологии запланировано продолжение исследований на укрупненной лабораторной установке непрерывного действия.

Оценка энергетической стратегии региона по критериям энергетической безопасности: методический подход и реализация

А.Л. Мызин, П.Е. Мезенцев, П.А. Пыхов***

Уральский федеральный университет, г. Екатеринбург, Россия

**Институт теплофизики Уральского отделения РАН, г. Екатеринбург, Россия*

***Институт экономики Уральского отделения РАН, г. Екатеринбург, Россия*

E-mail: mez@itp.uran.ru

Приведены основы методического подхода к оценке энергетической стратегии региона по критериям энергетической безопасности. Методика основана на применении сценарного подхода к прогнозированию и методологии индикативного анализа. Показана реализация в виде выполнения раздела «Энергетическая безопасность» в Стратегии развития ТЭК Свердловской области до 2020 года.

Требование обеспечить выполнение целевых установок энергетического развития, заложенных в Энергетическую стратегию России на период до 2030 года [1] приводят регионы к необходимости разработки своих энергетических стратегий. Они должны быть оценены с позиций обеспечения энергетической безопасности (ЭнБ), в связи с чем должны иметь соответствующий раздел. Его выполнение должно быть подкреплено адекватным методическим обеспечением. Ниже предлагается соответствующий методический подход.

ЭнБ региона только тогда может быть обеспечена, когда она отвечает условиям и целям долгосрочного социально-экономического развития, которые содержатся в стратегии социально-экономического развития региона. При разработке таких стратегий обычно используется сценарный подход. Подобный подход целесообразно применять и при разработке энергетической стратегии региона, причем сценарии энергетического развития должны согласовываться со сценариями социально-экономического развития.

Разработанный методический подход основан на прогнозировании показателей энергетической безопасности для сценариев энергетического развития и на индикативном анализе развития ситуации по ЭнБ [2]. Критерии оценки формируются в виде индикаторов безопасности, по значениям которых можно судить о степени действия определенных угроз ЭнБ. Для классификации угроз предлагается модульно-блочный принцип, по которому выделяются три крупных модуля оценки (рис.1), первый из которых характеризует состояние безопасности самих систем энергетики, второй – социально-экономическую эффективность систем энергетики и третий, специальный, – степень действия энергетических рисков.

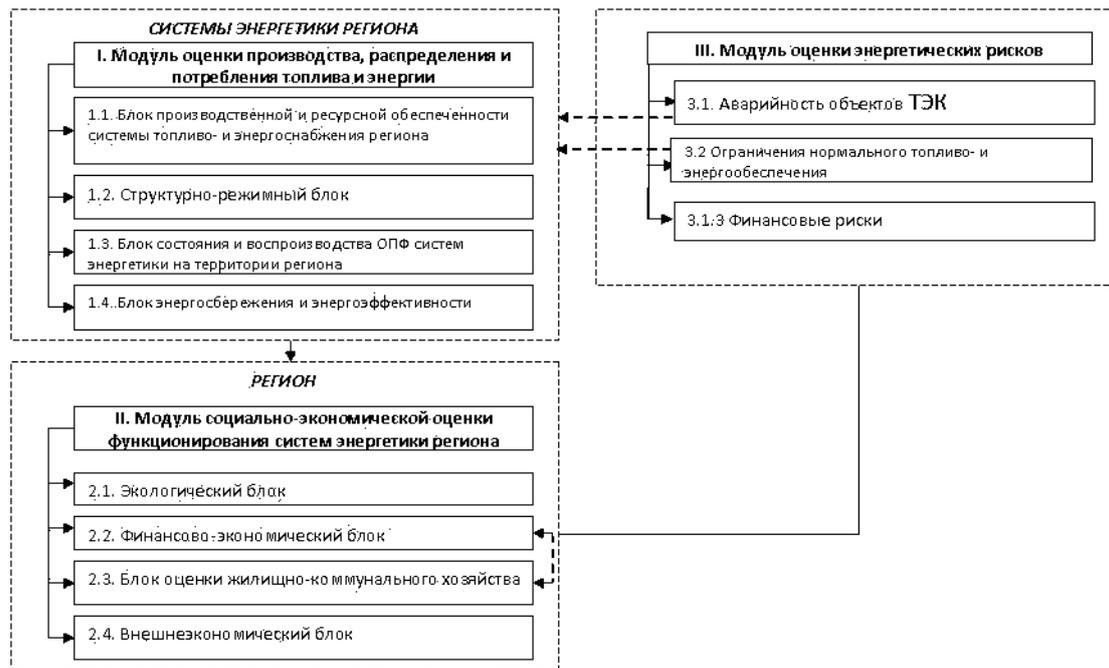


Рис. 1. Модульно-блочная схема диагностирования энергетической безопасности

Модули состоят из блоков индикаторов, отражающих различные аспекты энергетической и экономической деятельности и ее влияния на сферы жизнедеятельности региона. По значениям индикаторов можно судить о степени действия соответствующей угрозы безопасности. Она отражается состоянием системы по индикативным показателям. Все состояния подразделяются на три уровня: нормальный (Н), предкризисный (ПК) и кризисный (К). Степень углубления кризисности фиксируется выделением в каждом из двух последних уровней (ПК и К) по три подуровня (например, К1, К2, К3).

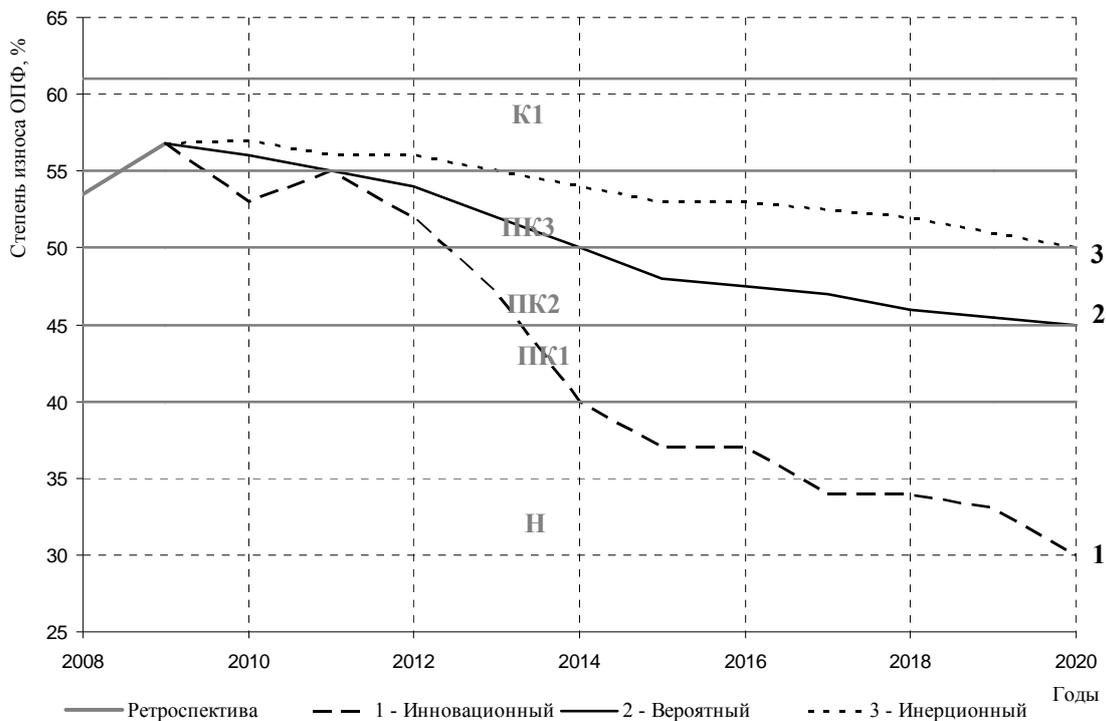


Рис. 2. Результаты диагностирования энергетической безопасности Свердловской области По индикатору степени износа ОПФ в электроэнергетике

Для различения состояний по индикатору вводятся его пороговые уровни (пороги) как граничные значения между двумя смежными зонами кризисности. Значения порогов территориально районуются в зависимости от условий региона (социально-экономических, природных и др.). Разработана методика диагностирования степени кризисности территории по состоянию ЭНБ для блоков индикаторов и комплексной оценки ЭНБ. Расчеты проводятся для каждого из сценариев развития.

Разработанный подход применен к диагностированию ЭНБ по сценариям стратегии развития ТЭК Свердловской области на период до 2020 года [3]. Их формирование было согласовано со сценариями стратегии социально-экономического развития Свердловской области до 2020 года [4]; со сценарием инновационного прорыва (оптимистический сценарий), инновационного развития в условиях технологического отставания (инновационный) и инвестиционного развития (инвестиционный). Кризис 2008-2009 гг. создал неблагоприятные условия для реализации оптимистического сценария, поэтому сценарии развития ТЭК региона согласовывались с двумя последними сценариями социально-экономического развития.

Были сформированы два базовых сценария энергетического развития: инновационный и стабилизационно-инерционный. Дополнительно для диагностики ЭНБ был введен третий, промежуточный сценарий, названный вероятным. В соответствии с методикой диагностирования последовательно были получены прогнозные показатели развития ситуации по индикаторам, их блокам и ситуации по ЭНБ в целом по сценариям энергетической стратегии. На рис. 2 показаны результаты диагностирования по одному из индикаторов – степени износа ОПФ электроэнергетики, а на рис. 3 – по ЭНБ в целом.

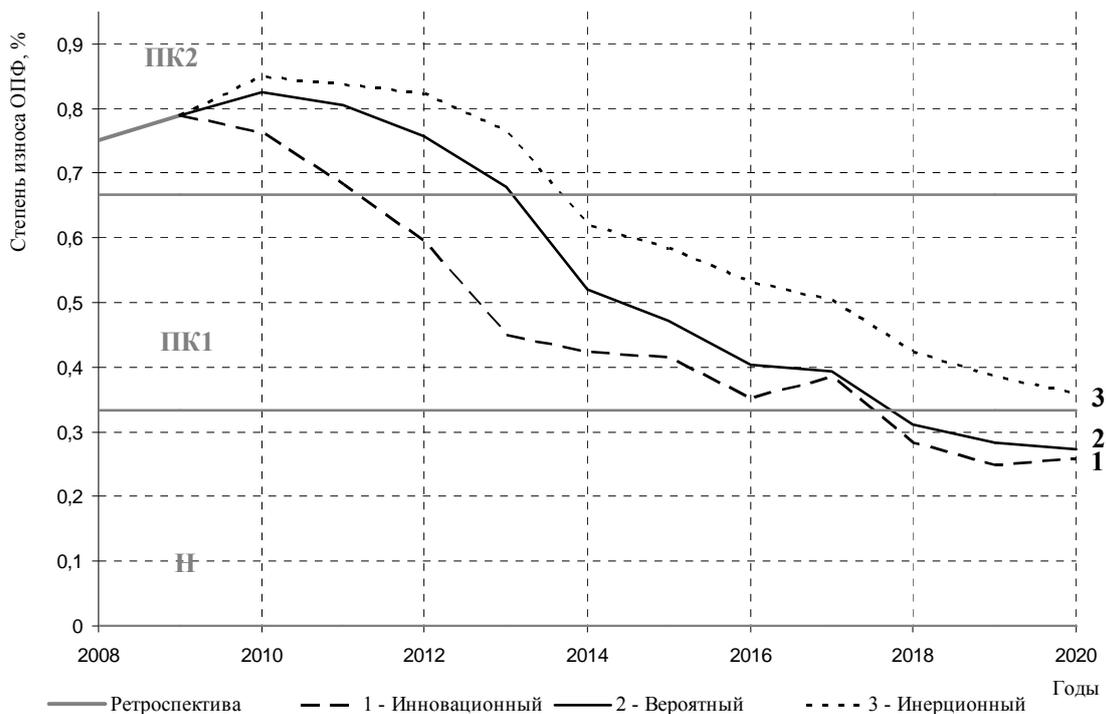


Рис. 3. Результаты диагностирования энергетической безопасности Свердловской области в целом

Полученные результаты подтвердили эффективность предлагаемой методики. Они были положены в основу раздела «Энергетическая безопасность» Стратегии [3].

Работа выполнена при финансовой поддержке РГНФ 12-12-66022 а/У.

Список литературы:

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. – М.: Минэнерго РФ, 2009. – 188 с.
2. Отраслевые и региональные проблемы формирования энергетической безопасности // Под ред. А.А. Куклина, А.Л. Мызина. – Екатеринбург: 2008. – 384 с.
3. Стратегия развития топливно-энергетического комплекса Свердловской области до 2020 года. – Екатеринбург: Мин-во энергетики и ЖКХ Свердловской обл., 2010. – 62 с.

4. Стратегия социально-экономического развития Свердловской области на период до 2020 года. – Екатеринбург: Пр-во Свердл. обл., 2008. – 164 с.

УДК 621.37

Анализ графиков потребителей и их реакция на изменение оптовых цен на электроэнергию*А.В. Павлова, Т.Ю. Паниковская**ФГАОУ ВПО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», г. Екатеринбург, Россия**E-mail: pti@live.ru*

Анализируется поведение потребителей энергосистемы на оптовом рынке электроэнергии объединенной энергосистемы. Цель работы – определить способность потребителей реагировать на высокие цены на рынке на сутки вперед (РСВ) в пиковые и полупиковые периоды функционирования электроэнергетической системы изменением уровня своего потребления.

К концу 2006 г. реформирование электроэнергетической отрасли вошло в завершающую стадию с запуском нового оптового рынка электроэнергии и мощности (НОРЭМ). В Постановлении Правительства РФ от 31 августа 2006 года № 529 [1] была определена модель нового оптового рынка электроэнергии и мощности, установлены основные конкурентные механизмы торговли электрической энергией (ЭЭ) и мощности.

В настоящее время в РФ электроэнергия предлагается в 3 секторах свободной торговли: двухсторонние договоры; рынок на сутки вперед (РСВ); балансирующий рынок электроэнергии.

В основу *рынка на сутки вперед* положен конкурентный отбор ценовых заявок поставщиков и покупателей, проводимый Администратором торговой системы за сутки до реализации диспетчерского графика с определением цен и объемов поставок на каждый час суток. Равновесная цена определяется по маргинальному принципу и зависит от ценовых заявок, как поставщиков, так и потребителей.

Цены на секторе РСВ оптового рынка электроэнергии и мощности России формируются на основе реальных заявленных объемов выработки и потребления и доводятся до сведения участников до реализации фактического режима [1]. Следовательно, потребители могут в краткосрочной перспективе (до подачи окончательной заявки на следующие сутки) откорректировать свою заявку, перенося максимум потребления на период с более низкими ценами. Таким образом, рынок на сутки вперед влияет на выработку поведения в краткосрочной перспективе для потребителей и генерирующих компаний.

В свою очередь, поведение потребителей электроэнергии можно разделить на две категории: активное или пассивное. Активное поведение потребителей означает изменение своего графика нагрузки в зависимости от цены, складывающейся на рынке на сутки вперед. Например, снижение потребления в часы высоких (пиковых и полупиковых) цен, и перенос максимума нагрузки на часы минимума.

В зарубежной практике программы, нацеленные на коррекцию поведения потребителей на спотовом рынке, получили название «Управление спросом (Demand Response - DR)». Это комплекс мер, нацеленных на изменение характера электропотребления конечными потребителями либо в ответ на изменение стоимости электроэнергии в течение времени, либо благодаря поощрительным выплатам, разработанным для стимулирования потребителей к снижению нагрузки во время пиков или в случае возникновения угрозы функционирования энергосистемы. Все потребители могут быть проранжированы по длительности и видам отключения/ограничения нагрузки [2], подобная классификация представлена ниже в таблице.

Анализ заявок участников оптового рынка позволяет определить готовность потребителей к применению и содержанию программ по управлению спросом. Для оценки возможности выделения потребителей, имеющих возможность участвовать в программах управления спросом, был проведен анализ потребителей объединенной энергосистемы (ОЭС) за один из месяцев 2011 года и определено конкретное поведение отдельных потребителей, так и отраслей в целом по отношению к цене и суммарному потреблению по ОЭС. Для отдельных потребителей было принято решение анализировать нагрузку для характерных дней: будни, суббота и воскресенье.

Для потребителей были посчитаны коэффициенты неравномерности, коэффициенты корреляции относительно общей цены по ОЭС и относительно общего потребления, характеризующие изменение графика нагрузки относительно общего потребления и общей цены по ОЭС.

Все потребители были разделены на группы по сферам деятельности (рис. 1): А – Транспорт (2%); В – Собственные нужды станций (6%); С – Сбытовые компании (55%); D – Химическая и нефтехимическая промышленность (18%); Е – Metallургическая промышленность (12%); F – Машиностроение и металлообработка (1%); G – Деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность (5%); Н – Прочие сферы деятельности (1%).

Таким образом, самыми крупными покупателями на оптовом рынке электроэнергии являются: сбытовые компании; крупные потребители metallургической, нефтедобывающей и химической промышленности.

Таблица 1. Группы потребителей по допускаемым видам отключений и ограничений

| № | Виды ограничения | Влияние на потребителя | Причина ограничения | Цена ограничения | Время предупреждения | Время ограничения час/год |
|---|--------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|---|----------------------|---------------------------|
| 1 | Полное отключение | Потеря питания | Системная авария | Ущерб от полного погашения (остановка работы) | Без предупреждения | 0-6 |
| 2 | Вынужденное ограничение | Потеря питания | Работа сетевой или системной защиты | Ожидаемое значение ущерба от перерывов питания или от ограничения | Секунды или меньше | 2-10 |
| 3 | Добровольное ограничение потребления | Некоторое ограничение потребления | Надежность и экономичность | Значение ущерба и дополнительное поощрение | От секунд до часов | 20-40 |
| 4 | Изменение графика нагрузки | Незначительное влияние | Экономические факторы | Дополнительные поощрения | От часов до дней | 40-100 |
| 5 | Базовое потребление | Нет | Нет | | | Длительно |

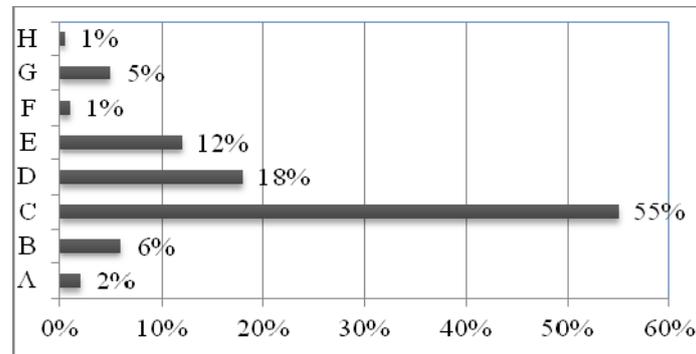


Рис. 1. Классификация потребителей по сферам деятельности

На рис. 2,3 представлено поведение отдельных групп потребителей (слева – Сбытовые компании, справа – Предприятия машиностроения и металлообработки) по отношению к общему потреблению ОЭС Урала: а) рабочий день, б) суббота, в) воскресенье). Для получения адекватных графиков и выравнивания масштаба, потребление ОЭС и отдельных групп потребителей рассчитано в о.е. относительно своего максимального потребления за сутки.

Анализ совокупных потребителей по сферам деятельности показал, что общий график потребления по отраслям незначительно зависит от уровня цен оптового рынка электроэнергии и мощности. Крупные предприятия, как правило, придерживаются своего запланированного графика потребления и рост собственной нагрузки совпадает с ростом нагрузки по ОЭС, из чего можно сделать вывод, что потребители (если брать отрасль в совокупности) слабо реагируют на повышение цен на ЭЭ (обладают малой эластичностью спроса).

Отдельные потребители имеют гораздо большие возможности по изменению своего потребления в течение суток. В работе были проанализированы отдельные заявки участников оптового рынка крупной энергосистемы. Например, сбытовые компании и гарантирующие поставщики работают на розничных рынках, где установлено частичное ценовое регулирование. Поэтому сбытовые компании и гарантирующие поставщики слабо могут влиять на таких потребителей, являясь всего лишь посредниками между оптовым рынком ЭЭ и конечными

потребителями [4]. Сбытовые компании и гарантирующие поставщики могут только косвенно влиять на сокращение нагрузки в часы максимума своими клиентами с помощью: введения поощрительной тарифной сетки, динамической тарификации с установкой новых технологических средств учета и контроля; предложения своим клиентам программ по сокращению потребления в пиковые часы взамен на определенные бонусы и скидки. С помощью использования таких программ возможно сокращение потребления, в том числе и в период прохождения максимума.

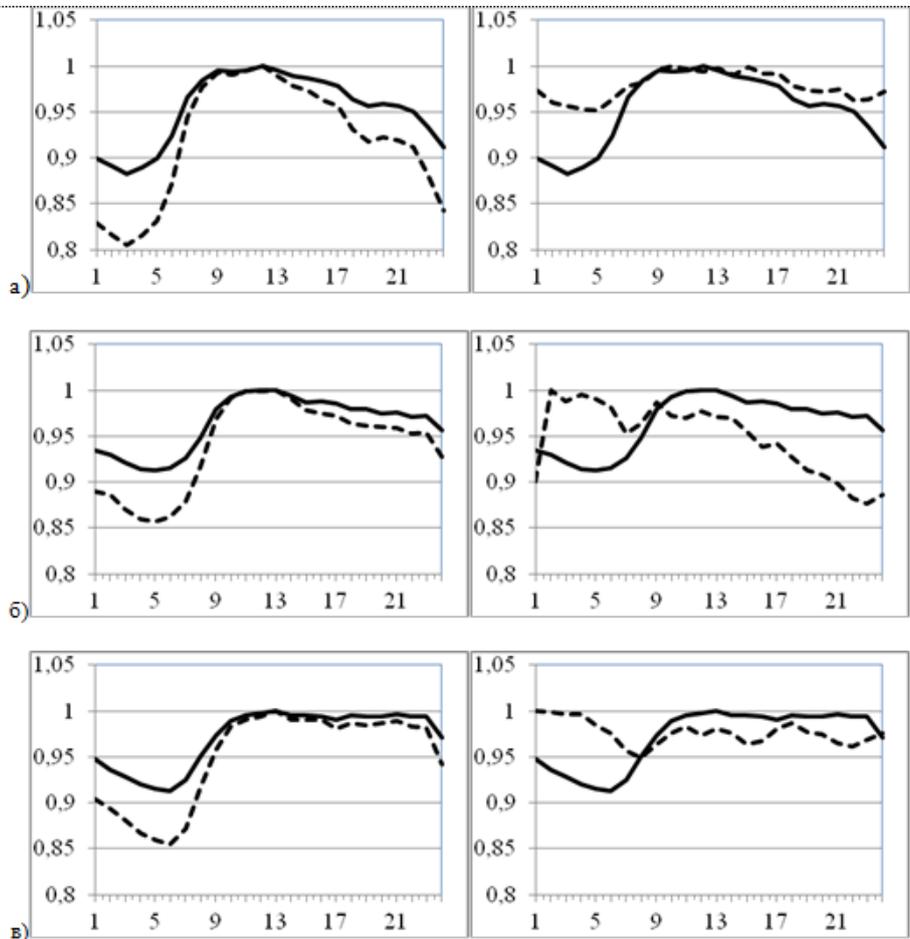


Рис. 2. Графики нагрузки потребителей (слева – Сбытовые компании, справа – Предприятия машиностроения и металлообработки, пунктирная линия) относительно потребления ОЭС (сплошная линия) для характерных дней: а) рабочий день, б) суббота, в) воскресенье

При рассмотрении графиков нагрузки некоторых потребителей можно сделать вывод, что с целью оптимизации платежей потребители полностью изменяют свои суточные графики нагрузки, «проваливая» нагрузку в часы максимума. Такие субъекты имеют существенную экономию по платежам за ЭЭ, так как основные объемы электроэнергии покупают по непиковым ценам, а также способствуют снижению суммарного максимума нагрузки ОЭС и повышению энергоэффективности различных производств.

Список литературы:

1. Постановление Правительства РФ от 31 августа 2006 года № 529 «О совершенствовании порядка функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности)».
2. Aalami H.A., Moghaddam M.P., Yousefi G.R. Demand response modeling considering Interruptible / Curtailable loads and capacity market programs // Applied Energy 2010. № 87. p. 243-250.
3. Паниковская Т.Ю., Шабалин С.А. Выравнивание индивидуальных графиков нагрузки потребителей как средство повышения энергоэффективности. – Сборник докладов 1-го научно-практического семинара с международным участием ЭКСИЭ-1 «Эффективное и качественное снабжение и использование электроэнергии». – Екатеринбург, 2011, 11-13 мая.

УДК 62-82:621.22.018:006.057.2

Предпосылки для пересмотра стандартизированных показателей энергоэффективности гидроприводов**Г.В. Птицын**

г. Москва, Россия

E-mail: G.Ptitsyn@list.ru

В ходе обзорно-аналитических исследований установлено, что в нормативно-техническом документе ГОСТ 4.37–90 «Система показателей качества продукции. Гидроприводы объемные, пневмоприводы и смазочные системы. Номенклатура показателей» стандартизированы малоинформативные показатели, не позволяющие на практике достоверно оценивать энергетическую эффективность гидравлических приводов, что не отвечает современным потребностям, уровню и перспективам развития гидравлических приводных систем и является основанием для научно-исследовательских работ, направленных на пересмотр стандарта в части показателей энергоэффективности гидроприводов.

Общеизвестно, что в Указе Президента определена задача снижения к 2020 году энергоёмкости валового внутреннего продукта Российской Федерации не менее чем на 40 процентов по сравнению с 2007 годом [1]. Государственное решение поставленной задачи, представленное в Энергетической стратегии России на период до 2030 года [2] и в программе «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года» [3], направленное на обеспечение рационального и экологически ответственного использования энергии и энергетических ресурсов, предполагает инновационное развитие предприятий, с ориентацией их на выпуск энергоэффективного оборудования.

Производство энергоэффективного машиностроительного оборудования полагает применение системы технических регламентов, национальных стандартов и норм [2], создаваемых, в том числе, в рамках государственной программы разработки национальных стандартов, осуществляемой, как известно, на основе: Федерального закона «О техническом регулировании» [4]; распоряжения Правительства Российской Федерации «Концепция развития национальной системы стандартизации» [5]; Указа Президента «Приоритетные направления развития науки, технологий и техники в Российской Федерации» [6]. В соответствии с перечисленными документами показатели энергетической эффективности машиностроительной продукции, содержащей приводные системы, в том числе, наиболее энергоёмкий – гидравлический привод [7], должны разрабатываться с учетом признанных Россией зарубежных технических регламентов и директив, гармонизации требований ГОСТов с международными и зарубежными национальными стандартами, предложений технических комитетов по стандартизации и постоянно актуализируемого опыта по нормированию показателей качества продукции. Подобная актуализация базируется на практическом использовании стандартов и других нормативно-технических документов. Так, в ходе научно-исследовательских изысканий по улучшению эксплуатационных характеристик приводных систем нефтепромыслового оборудования выяснилось, что в настоящее время в различных нормативно-технических документах стандартизированы малоинформативные показатели, не позволяющие на практике достоверно оценивать энергетическую эффективность гидравлических приводов, также отсутствуют стандартизированные способы и методы определения и представления этих показателей [8]. В результате появилась необходимость в расширенных обзорно-аналитических исследованиях государственных нормативно-технических документов, содержащих технические требования по энергосбережению и показатели энергетической эффективности гидравлических приводов и их устройств, с последующей оценкой их соответствия уровню и перспективам развития гидравлической приводной техники, с учетом современных потребностей, отраженных в документах государственного планирования [2, 3, 5].

Расширенный обзор нормативно-технических документов уточнил, что требования по энергосбережению и показателям энергетической эффективности гидравлических приводов определены в трех документах [9], [10], [11]. В ходе их детального рассмотрения был выделен основополагающий стандарт – ГОСТ 4.37–90 «Система показателей качества продукции. Гидроприводы объемные, пневмоприводы и смазочные системы. Номенклатура показателей», распространяющий свое действие на устройства объемных гидроприводов, пневмоприводов и смазочных систем общепромышленного применения.

В анализе ГОСТа 4.37–90 использовались стандартизированные в этом же документе, в таблице 1, характеризующие свойства и показатели экономного использования энергии, к которым

отнесены: коэффициент подачи; общий коэффициент полезного действия (КПД); гидромеханический КПД; внутренняя утечка жидкости; расход жидкости через вспомогательный клапан (для редуционных гидроклапанов непрямого действия); удельный расход воздуха; механический КПД.

Сравнительный анализ, приведенной в таблице 2 стандарта информации о применимости показателей экономного использования энергии к устройствам объемных гидроприводов выявил, что показатели экономного использования энергии стандартизированы только для отдельных приводных устройств. Примечательно, что если для гидроприводов показатели охватывают и гидромашины, и гидроаппараты, то для пневмоприводов показатели относятся только к пневмодвигателям. Очевидно, что применение стандартизированных показателей позволяет оценивать энергетическую эффективность только отдельных устройств, не рассматривая гидропривод как единую техническую систему, на энергозатратность которой влияют её динамические характеристики, зависящие от конструкции, конструктивных особенностей и их взаимовлияния, характера нагрузки на выходное звено и характеристик энергопитания. В результате применения стандартизированных показателей, может сложиться, что гидравлический привод, состоящий из устройств с высокими показателями экономного использования энергии, в эксплуатации окажется неэнергоэффективным. Также было выявлено, что наиболее удобный в практическом применении стандартизованный показатель энергоэффективности, а именно общий КПД, позволяет лишь усреднено оценивать энергоэффективность гидропривода, причем с достоверностью, существенно зависящей от режима работы. Так, при стационарных, близких к номинальному режимам работы гидропривода достоверность оценки повышается, а в переходных режимах – снижается. В ходе анализа стандарта было также отмечено, что разработчики ГОСТа 4.37–90, в п.п.2.4, не указывая способов и методов, определили возможность устанавливать дополнительные показатели экономного использования энергии самим конструкторам приводной техники.

Изучение истории создания и развития ГОСТа 4.37–90 позволило выяснить, что основы действующего в настоящее время нормативно-технического документа были заложены еще в 60-е годы прошлого века. В тот и более поздние периоды были стандартизированы показатели патентно-правовые, экономические, назначения, надежности, технологичности, унификации, безопасности и эргономики [12]. При этом, показатели экономного использования энергии впервые были выделены разработчиками только в последней редакции ГОСТа, введенной в действие 20 лет назад, в течение которых в нашей стране кардинально изменились политические, социальные и, что особенно важно, экономические условия.

Результаты обзорно-аналитических исследований позволили сделать вывод о том, что действующий основополагающий стандарт не отвечает современным потребностям, уровню и перспективам развития гидравлических приводов. Это признается основанием [13] для научно-исследовательских работ, направленных на пересмотр стандарта ГОСТ 4.37–90 в части показателей энергоэффективности гидроприводов.

Автор с благодарностью примет все замечания и отзывы по представленной статье, которые просит направлять на адрес электронной почты: G.Ptitsyn@list.ru.

Список литературы:

1. Российская Федерация. Президент. О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики [Текст]: указ Президента Рос. Федерации от 04.06.2008 № 889 // Собрание законодательства Российской Федерации, выпуск № 23 от 09.06.2008, ст. 2672.
2. Российская Федерация. Правительство Российской Федерации. Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года [Текст]: распоряжение Правительства Рос. Федерации от 13.11.2009 № 1715-р // Собрание законодательства Российской Федерации, выпуск № 48 от 30.11.2009, ст. 5836.
3. Российская Федерация. Правительство Российской Федерации. Об утверждении государственной программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года» [Текст]: распоряжение Правительства Рос. Федерации от 27.12.2010 № 2446-р (ред. от 18.08.2011) // Собрание законодательства Российской Федерации, выпуск № 4 от 24.01.2011, ст. 622.
4. Российская Федерация. «О техническом регулировании» [Текст]: Федеральный закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ (ред. от 21.07.2011) // Собрание законодательства Российской Федерации, выпуск № 52 (ч.1) от 30.12.2002, ст. 5140.

5. Российская Федерация. Правительство Российской Федерации. О концепции развития национальной системы стандартизации [Текст]: распоряжение Правительства Рос. Федерации от 28.02.2006 № 266-р // Собрание законодательства Российской Федерации, выпуск № 10 от 06.03.2006, ст. 1129.
6. Российская Федерация. Президент. Об утверждении приоритетных направлений развития науки, технологий и техники в Российской Федерации и перечня критических технологий Российской Федерации [Текст]: указ Президента Рос. Федерации от 07.07.2011 № 899 // Собрание законодательства Российской Федерации, выпуск № 28 от 11.07.2011, ст. 4168.
7. Башта Т.М. Объемные гидравлические приводы [Текст] / Т.М. Башта [и др.]. – М.: Машиностроение, 1968. – 628 с.
8. Птицын Г.В. Показатель энергетической эффективности гидравлического привода с управлением, используемого в качестве поверхностного привода нефтяного скважинного штангового винтового насоса [Текст] / Сборник научных трудов, посвященный 35-летию со дня образования кафедры гидропневмоавтоматики и гидропривода ГОУ ВПО «КГТА имени В. А. Дегтярева». – Ковров: КГТА, 2010. – С. 181-185.
9. ГОСТ Р 51541–99 Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей. Общие положения [Текст] // Москва: ИПК Издательство стандартов, 2000. – 12 с.
10. ГОСТ Р 51749–2001 Энергосбережение. Энергопотребляющее оборудование общепромышленного применения. Виды. Типы. Группы. Показатели энергетической эффективности. Идентификация [Текст] // Москва: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 31 с.
11. ГОСТ 4.37–90 Система показателей качества продукции. Гидроприводы объемные, пневмоприводы и смазочные системы. Номенклатура показателей [Текст] // Москва: ИПК Издательство стандартов, 1990. – 38 с.
12. ГОСТ 4.37–83 Система показателей качества продукции. Гидроприводы объемные, пневмоприводы и смазочные системы. Номенклатура показателей [Текст] // Москва: Издательство стандартов, 1984. – 45 с.
13. ГОСТ Р 1.2–2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила разработки, утверждения, обновления и отмены [Текст] // Москва: ИПК Издательство стандартов, 2005. – 19 с.

**Анализ системы планирования электропотребления
у потребителей электроэнергии с присоединенной мощностью свыше 750 кВА.**

Т.П. Рубан, Т.И. Поликарпова

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Проведен анализ системы планирования электропотребления у потребителей с присоединенной мощностью свыше 750 кВА. При этом были рассмотрены возможные варианты разработки планового объема потребления электрической энергии и мощности, а так же возможные варианты разработки фактического объема потребления электрической энергии, выявлены отклонения. Была проведена оценка экономического обоснования эффективности почасового планирования электропотребления и рассчитана стоимость поставляемой электрической энергии по рассмотренным вариантам.

В энергетике России за последние 15 лет произошли большие изменения. Изменились формы собственности, энергетика стала сферой бизнеса, создан и развивается рынок электроэнергии и мощности. В результате широкомасштабной реструктуризации, наряду с регулируемым сектором, был запущен в работу новый для российской энергетике конкурентный сектор свободной торговли, в рамках реализации модели оптового рынка переходного периода. Все это не могло не затронуть технологии суточного планирования, когда наряду с технико-экономическими показателями работы генерирующего оборудования субъекта, стал необходим учет договорных обязательств и экономических интересов каждого участника рынка.

В большей степени изменения коснулись крупных предприятий, присоединенная мощность которых более 750. Так как они больше всех заинтересованы в минимизации использования энергоресурсов, а тем самым и стоимости электрической энергии для собственного потребления. Теперь к ним применяется почасовая система планирования и оплаты электропотребления.

Зная о колебании цен, потребитель получает ориентиры для более гибкого почасового планирования потребления электроэнергии и возможность оптимизировать расходы на электроэнергию, ведь конкурентная цена на оптовом рынке существенно отличается в

зависимости от различных факторов, влияющих на цену предложения (в частности, сезона и времени суток). На оптовом рынке в первую очередь загружаются станции, предложившие наиболее низкую цену, но при увеличении потребления нужно будет загружать и более дорогие станции. Так, в часы минимальной нагрузки (ночью) цена будет значительно ниже средней, где-то даже будет стремиться к нулю. В часы максимального потребления цена будет выше средней. Очевидно также, что в выходные дни цена ниже, чем в рабочие, а летом ниже, чем зимой. У предприятий появляется возможность, при условии обеспечения почасового учета электроэнергии, управлять собственным потреблением по часам суток в зависимости от того, какова цена на конкурентном оптовом рынке в соответствующий час.

Поэтому был проведен анализ системы планирования электропотребления у потребителей с присоединенной мощностью свыше 750 кВА. Объектом исследования были Абоненты ОАО «Красноярскэнергосбыт» с присоединенной мощностью свыше 750 кВА.

Сегодня под давлением рынка энергоресурсов потребители приходят к пониманию того, что первым шагом в экономии энергоресурсов и снижении финансовых потерь является точный учет.

Для минимизации отклонений в пиковые часы нагрузок был проведен анализ плановых и фактических данных об электропотреблении условного предприятия с присоединенной мощностью свыше 750 кВА с применением интегральных приборов учета и без них.

При этом были рассмотрены возможные варианты разработки планового объема потребления электрической энергии и мощности:

- формирование фактического объема потребления электрической энергии и мощности с почасовой детализацией на основании данных приборов учета, позволяющих измерять почасовые объемы потребления электрической энергии и мощности (Абоненты имеют приборы АСКУЭ);
- формирование фактического объема потребления электрической энергии и мощности, с почасовой детализацией исходя из суточного графика электрической нагрузки за характерный зимний день при отсутствии приборов учета, позволяющих фиксировать электропотребление по часам суток.

Так же возможные варианты разработки фактического объема потребления электрической энергии:

- формирование фактического объема потребления электрической энергии на основании данных приборов учета АСКУЭ;
- исходя из суточного графика электрической нагрузки.

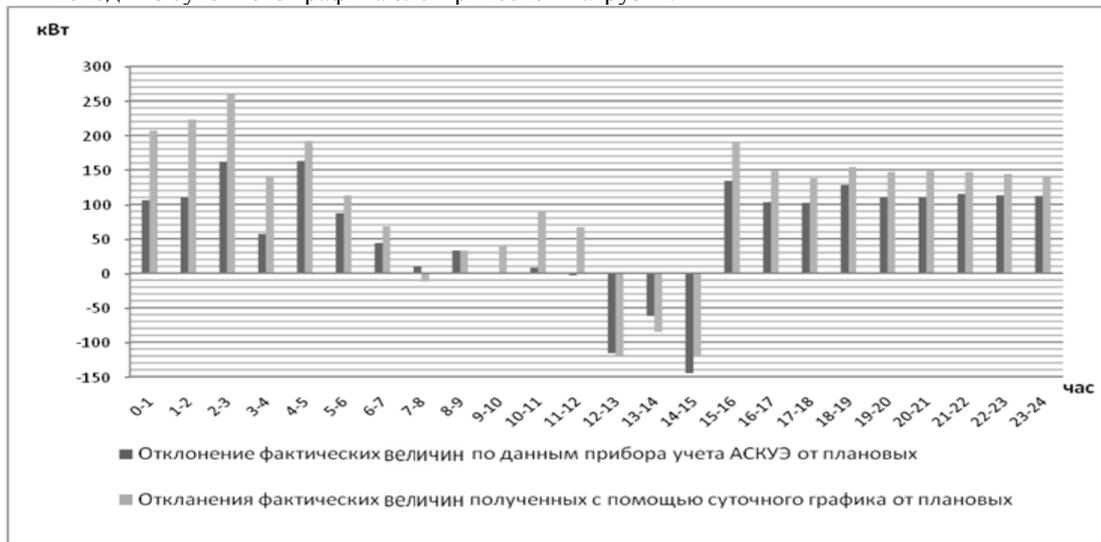


Рис. 1 Отклонения договорных объемов потребления, разработанных непосредственно Абонентом, от фактических, сформированных на основании данных приборов учета и без них.

В результате расчетов планового и фактического электропотребления получены следующие виды отклонений:

- Отклонения договорных объемов потребления, разработанных непосредственно Абонентом, от фактических, сформированных на основании данных приборов учета и без них (Рис.1).

- Отклонения договорных объемов потребления, сформированных исходя из технической документации, от фактического объема, сформированных на основании данных приборов учета и без них (Рис. 2).

Отклонения рассчитывались в рабочий день.



Рис. 2 Отклонения договорных объемов потребления, сформированных исходя из технической документации, от фактического объема, на основании данных приборов учета и без них

Анализ полученных данных в ходе разработки системы планирования электропотребления у потребителей с присоединенной мощностью свыше 750 кВА, позволил сделать следующие выводы:

Во-первых, при планировании электропотребления непосредственно Абонентом, вариант формирования фактических объемов на основании данных АСКУЭ является более выгодным для Абонента.

Во-вторых, в случае не предоставления договорных объемов потребления Абонентом, Гарантирующий поставщик планирует электропотребление, исходя из технической документации. В этом случае, формирование фактических объемов потребления на основании данных АСКУЭ, является более выгодным для Гарантирующего поставщика.

Была проведена оценка экономического обоснования эффективности почасового планирования электропотребления и рассчитана стоимость поставляемой электрической энергии по следующим вариантам (Рис. 3):

1. договорной объем разработан исходя из технической документации, а фактический исходя из суточного графика;
2. договорной объем разработан исходя из технической документации, а фактический сформирован на основании данных АСКУЭ;
3. договорной объем разработан Абонентом, а фактический сформирован исходя из суточного графика;
4. договорной объем разработан Абонентом, а фактический сформирован на основании данных (АСКУЭ);

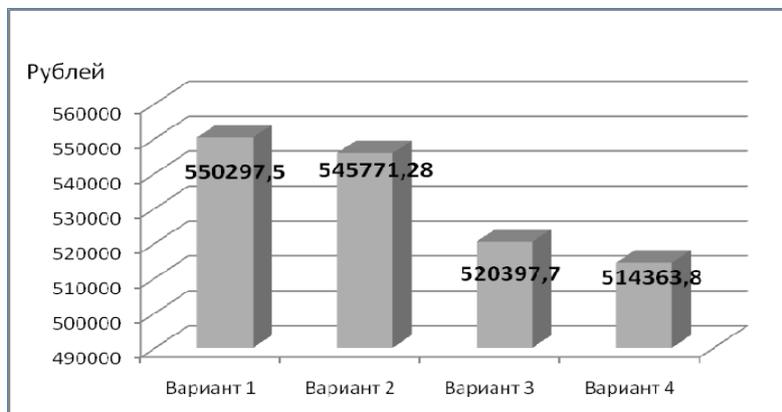


Рис. 3 Стоимость электропотребления при различных вариантах планирования электропотребления

Проведя оценку экономического обоснования эффективности почасового планирования электропотребления, можно сформулировать следующие выводы:

- вариант расчета стоимости, когда договорной объем потребления электрической энергии разработан Абонентом, а фактический объем сформирован на основании данных приборов учета (АСКУЭ) является самым рациональным;
- экономия денежных средств составит 35933,7 рублей. Это на 7 % меньше, чем при варианте расчета стоимости, когда договорной объем потребления электрической энергии (мощности) разработан исходя из технической документации, а фактический объем сформирован исходя из суточного графика.

На основании полученных выводов можно утверждать, что установка приборов учета, позволяющих фиксировать потребление электрической энергии по часам суток (АСКУЭ) на предприятиях является наиболее эффективным и быстро окупаемым мероприятием, выгодным как для самого предприятия, так и для энергоснабжающей организации.

УДК 614(07)

Построение системы обработки и интерпретации поступающей информации при мониторинге АЭС

Л.Т. Рязанцева, Е.А. Ушакова

*Воронежский государственный технический университет, г. Воронеж, Россия
RyazancevaLT@mail.ru*

Показана возможность применения программы БАРС при анализе реальных сложных систем, таких как АЭС. Сделан вывод о том, что разрабатываемая отечественная программа БАРС полностью соответствует современным требованиям и имеет существенные преимущества перед другими программными комплексами.

К наиболее известным способам графического моделирования сложных организационно-технических систем относятся последовательно-параллельные схемы, графы связности, деревья событий и/или деревья отказов (ДО/ДС), марковские графы состояний и переходов, ГО-схемы, релейно-контактные схемы, схемы функциональной целостности (СФЦ).

При выполнении вероятностной модели безопасности (ВАБ) наибольшее применение нашли ДО/ДС, менее известны ГО-схемы и СФЦ. Руководства МАГАТЭ не исключают использования последовательно-параллельных схем и марковских графов состояний и переходов. Графы связности и релейно-контактные схемы в практике ВАБ почти не применяются. Все основные методы моделирования, естественно, реализованы на ПЭВМ в виде программных кодов, оснащенных графическими редакторами, встроенными базами данных и т.п.

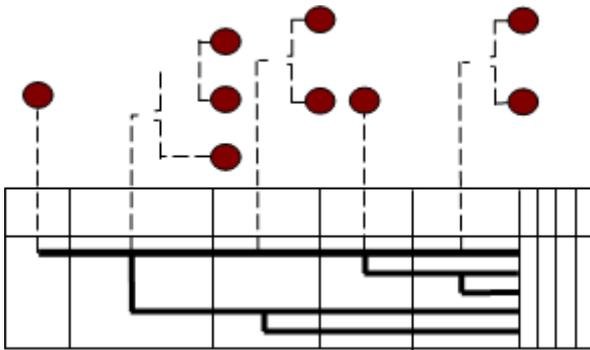
Широкое использование ДО/ДС вызвано простотой и ясностью исходной идеи, используемой при постановке задачи моделирования. Действительно, поскольку нас интересует вероятность (частота) появления нежелательного события, т.е. события, связанного с нарушением безопасности, то кажется вполне разумным начать анализ именно с него и, последовательно разбираясь с причинами появления этого события и отображая эти причины на графе, в конце концов, получить требуемую модель.

ДО позволяют отображать конъюнктивность и дизъюнктивность условий обеспечения, мажоритарные структуры, последовательность событий. Важнейшим достоинством ДО является то, что правильно построенное дерево позволяет исключить один из самых трудоемких этапов моделирования - преобразование логической функции в вероятностную. Эти достоинства ДС/ДО обусловили их использование в составе многих кодов для ВАБ. Наибольшее распространение в России при проведении ВАБ АЭС получили два кода: Risk Spectrum и SAPFIRE.

Недостатками ДО/ДС являются: громоздкость (число элементов ДО N всегда превышает количество элементов принципиальной схемы n и в общем случае стремится к величине $N = 2n$); недопустимость (с точки зрения последующего этапа моделирования) наличия одинаковых элементов в различных ветвях; невозможность отображения немонотонных структур; трудность или невозможность отображения условий подключения резервов; невозможность изображения логических циклов [1].

СФЦ ориентированы на успех, часто похожи на принципиальные схемы, что упрощает их построение. За каждой вершиной СФЦ кроется реальный физический объект. СФЦ, на наш взгляд, объединяют в себе все достоинства метода ДО/ДС и метода ГО-схем, не обладая, в то же время,

их недостатками. Строятся они, начиная от желательного события и далее, к отдельным элементам до достижения требуемого уровня глубины. Это сближает их с GO-схемами. В то же время, число операторов СФЦ невелико, они основаны на бинарной логике, для каждой функции каждого элемента используется свое отображение. Это сближает их с ДО. На уровне каждой вершины СФЦ возможно использование как прямого, так и инверсного выхода [2]. При этом прямой выход из вершины является критерием возникновения аварии (отказа) системы, а инверсный выход является критерием противоположного функционального события - безаварийного выполнения заданной функции. В СФЦ обеспечена возможность задания любых (прямых, инверсных, монотонных и немонотонных, одиночных и групповых) критериев функционирования исследуемой системы. Возможно представление не только комбинаций исходных событий (как в деревьях отказов), но и реально существующих в системе последовательных, параллельных и циклических функциональных связей элементов.



Условно графическую модель безопасности АЭС, состоящую из комбинации деревьев событий (ДС), деревьев отказов (ДО), базисных событий (БС) и т.д. можно представить согласно рисунку 1.

Рис. 1. Графическая модель безопасности АЭС, разрабатываемая в ходе ВАБ

В нижней части рисунка 1 изображено ДС, каждая ветвь которого соответствует определенному пути развития аварии – аварийной последовательности. ДС начинается с инициирующего события – отказа технических средств, внешнего воздействия, ошибки персонала и т.п., которое «запускает» аварийный процесс. В заголовках ДС (ячейках верхней строки таблицы) помещены описания промежуточных событий, соответствующих срабатываниям систем безопасности, систем автоматики, действиям персонала, происходящим во время аварии. К каждому заголовку ДС «подключается» соответствующее ДО, действие персонала и т.д.

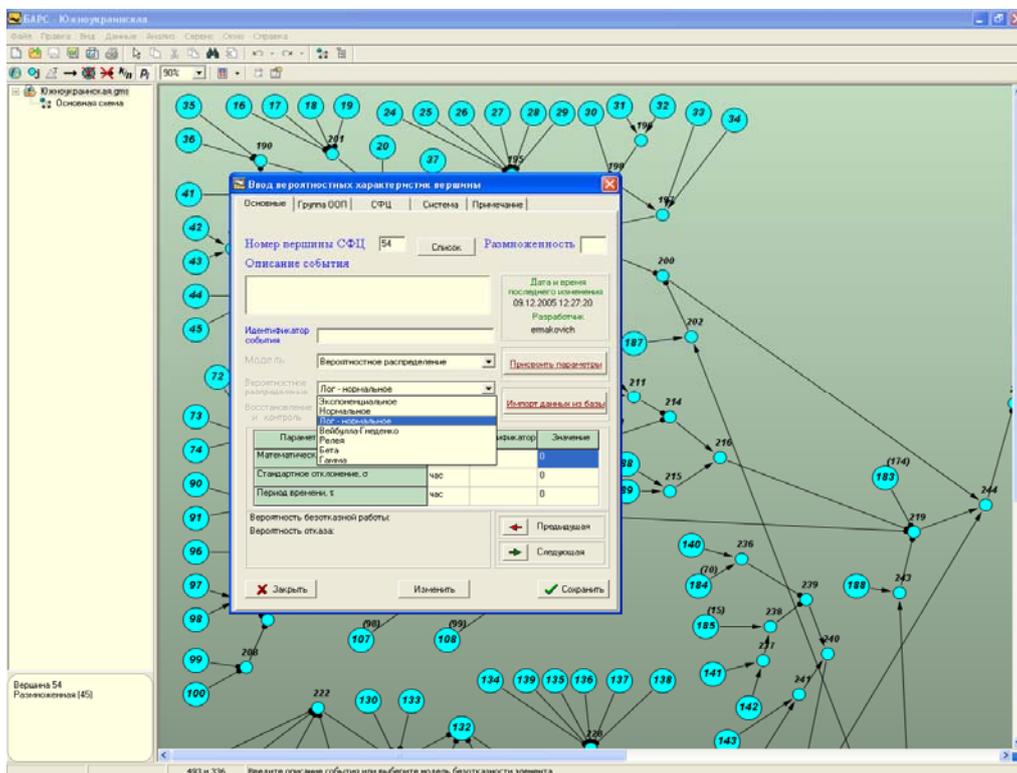


Рис. 2. Выбор параметров контроля и восстановления

Реальные модели, разрабатываемые в ходе ВАБ, значительно сложнее, чем изображенная на рисунке 1. Например, в модель АЭС «Бушер» входит 84 ДС, 984 ДО, 2678 логических операторов, 3399 базовых событий, 73 функциональных события, 205 групп ООП. Естественно, поэтому, что производство расчетов заданных показателей безопасности без ПЭВМ и соответствующих программ для ПЭВМ невозможно [3].

В последние годы оживилась работа по созданию кодов для ВАБ и в России. Один из разработанных новых ПК - БАРС (безопасность и анализ риска систем), основанный на технологии автоматизированного структурно-логического моделирования, который обеспечивает достаточно корректный учет особенностей стратегий контроля и восстановления технического состояния оборудования АЭС (рис. 2).

Для повышения удобства работы с большими моделями обеспечено использование неограниченного количества трансферов (рис. 3).

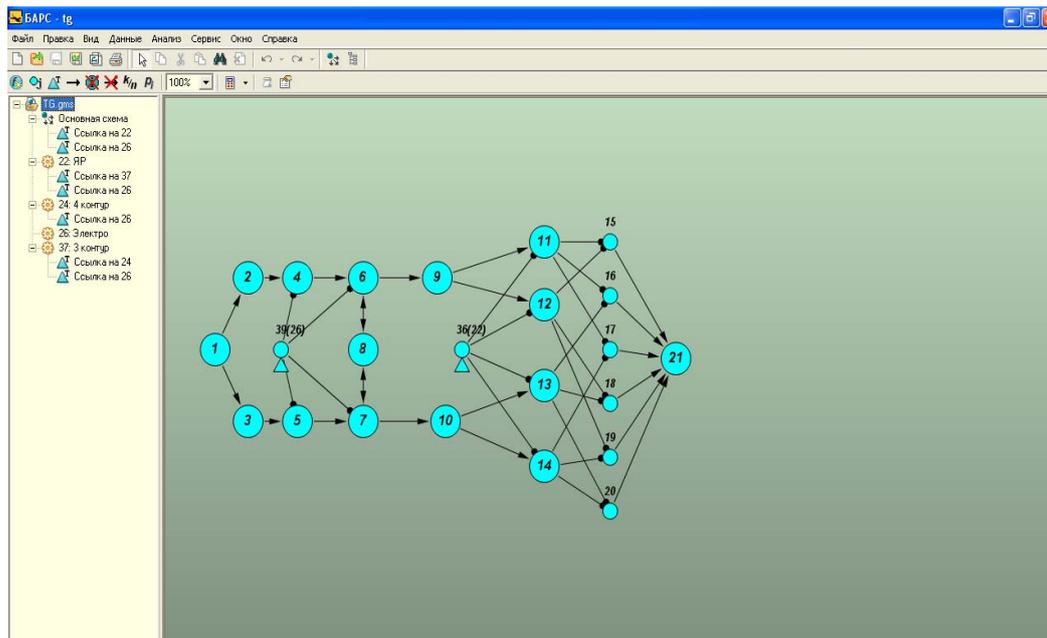


Рис. 3. Использование трансферов при построение моделей надежности больших систем

Результаты тестирования программы БАРС путем решения одних и тех же контрольных примеров несколькими ПК - Risk Spectrum, SAPHIRE, CRISS, ПК АСМ СЗМА, Relex показывают, что разрабатываемая отечественная программа полностью соответствует современным требованиям и имеет существенные преимущества перед вышеперечисленными ПК.

Список литературы

1. Трахтенгерц Э.А. Анализ ведения деловых переговоров с помощью компьютерных систем поддержки принятия групповых решений // Известия РАН. Теория и системы управления. - 2002. - №6. - С. 98-123.
2. Fabella R.V. Generalized sharing, membership size and Pareto efficiency in teams // Theory and Decision. – 2000. - №48. - P. 47-60.
3. Thiessen E.M., Loucks D.P., Stedinger J.R. Computer –assisted negotiations of water resources conflicts // Group Decisions and Negotiation. - 1998. - №7. - P.109 – 129.

УДК 621.311.002

Пример расчета осветительных сетей при неравномерной нагрузке фаз

В.Б. Вайнштейн*, В.Д. Никитин, К.П. Толкачева, А.В. Трубоч

*ООО «Томский нефтехим», г. Томск, Россия

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

E-mail: geltir@sibmail.com, tkp@tpu.ru

Анализируются существующие и предлагаются новые усовершенствованные инженерные методы расчета потерь напряжения в электрических, в первую очередь – осветительных сетях, учитывающие степень неравномерности распределения нагрузки по фазам.

Представляет интерес вопрос о необходимости расчёта потерь напряжения [1,2].

В силовых электроустановках мощности, как правило, выбираются с некоторым запасом, который перекрывает возможные колебания или потери напряжения в сети, и потеря напряжения при этом сказывается не на эксплуатации электроустановки, а только на общем расходе электроэнергии.

В осветительных электроустановках понижение напряжения из-за неравномерной нагрузки фаз [3] резко уменьшает световой поток (для ламп накаливания) или затрудняет их включение (для разрядных ламп); незначительное повышение напряжения (для ламп накаливания), так же как и любые по знаку отклонения напряжения от номинала (для разрядных ламп) могут значительно (в несколько раз) снизить сроки службы ламп [4]. Необходимость учитывать потери напряжения в каждой фазе, а иногда и возле каждого светильника может оказаться важной электротехнической задачей, но без упрощения решения она остается вне практики проектирования.

Проанализируем ситуацию с расчетом потерь напряжения (ПН) на следующем примере.

Условия

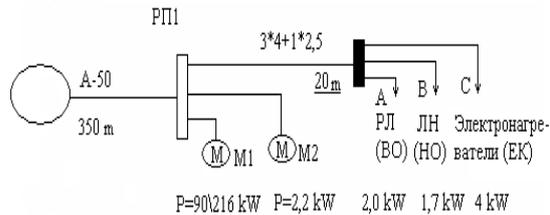


Рисунок. Схема распределения силовой (М1, М2 и ЕК) и осветительной (внутренней (ВО) и наружной (НО)) нагрузок.

От подстанции (рисунок) с выходным напряжением +5% в системе 380/220V запитывается удаленный участок (расстояние до РУ 350 м) воздушной линией проводом

А-50 (сечение выбрано не по потере напряжения, а по току).

Нагрузки участка:

- электродвигатель 90 кВт (технологический), его эквивалентная пусковая мощность – 216кВт, паспортное время запуска – 5с;
- электродвигатель 2,2 кВт (вентиляция); распределительный щиток, запитанный от РУ кабелем сечением 3x4+1x2,5 длиной 20м, с однофазными нагрузками: внутреннее освещение 2,0 кВт;
- (РЛ), потеря ПН в групповой линии 0,5%;
- Наружное освещение 1,7 кВт (ЛН), ПН в групповой линии 1,7%;
- ИК-нагреватели 4 кВт.

Задание

1. Рассчитайте ПН в фазах А, В по формулам предлагаемого метода. Почему фазу С можно не принимать во внимание?

2. Укажите, необходимо ли учитывать падение светового потока и возможна ли замена ЛН на лампы ДРЛ или ДНаТ.

3. Оцените влияние ИК-нагревателей (нагрузка однофазная) и электродвигателей на фазное значение ϵ .

Силовая или осветительная нагрузка чувствительнее к ПН?

4. Требуется ли специальные меры по повышению напряжения, если РЛ устойчиво горят при напряжении не ниже 190 В и гарантированно загораются при напряжении 205В?

Решение

1. Расчет потери напряжения для ряда режимов выполнен в таблице.

2. Потеря напряжения в линии с ЛН превышает допустимые для освещения 5%, уменьшение светового потока необходимо учесть. Замена ЛН на РЛ в данном случае невозможна – в момент пуска технологического электродвигателя РЛ могут отключаться.

3. Включение ИК-обогревателей в зимнее время (дополнительная нагрузка третьей фазы) уменьшает ПН в первых двух. Технологические (не лампы) нагрузки могут работать и при резко пониженном напряжении (мощность электродвигателей выбирается с достаточным коэффициентом запаса, а нагреватели компенсируют потерю мощности увеличением времени работы); ПН на фазе С, где лампы отсутствуют, не рассчитывается.

4. Напряжение 205 В и 190 В соответствуют потере напряжения от подстанции:

$$\epsilon = (220 - 205) / 220 \cdot 100\% + 5\% = 11,8\%$$

$$\epsilon = (220 - 190) / 220 \cdot 100\% + 5\% = 18,6\%$$

Рекомендуемые в данном случае меры по повышению напряжения:

4.1. Запитать линию от клемм трансформатора +10%.

4.2. Учитывая, что разность между режимами 205 и 190 В 6,8%, а разность моментов нагрузки $13150 - 5803 = 7347 \text{ kW}\cdot\text{m}$, сечение питающей сети рекомендуется не ниже 7347:

$7,7 \cdot 6,8 = 140 \text{ mm}^2$; в таком случае (S=150) потери в рабочем (пусковом) режиме падают до: в фазе А 6,8 (13,2) и в фазе В 7,5 (13,8) %.

В этом варианте замена ЛН на РЛ возможна. Сочетание приёмов 4.1 и 4.2 уменьшает ПН в фазах А и В в рабочем режиме до 1,8 и 2,5 соответственно. В таком случае не требуется и учитывать снижение светового потока ЛН. Часто рекомендуемый вольтодобавочный трансформатор при разности потери напряжения в пусковом и рабочем режиме около 20%, увы, не поможет: для повышения напряжения в пусковом режиме до требуемых 190 В напряжение в рабочем режиме для фазы В (с ЛН) у удаленных ламп окажется +0,6%, а у ближних ламп +2,3%.

4.3. Использовать трансформатор 160 – 250 кВА. ВЛ выполнить проводом А-16.

Таблица 1. Расчет ПН при режимах: рабочем (1), пусковом (2), рабочем зимнем (3), «только освещение» (4); электродвигатели М1 технологический ($P_{\text{раб}}=90 \text{ kW}$, $P_{\text{пуск}}=216 \text{ kW}$) и М2 для вентиляции ($P_{\text{раб}}=2,2 \text{ kW}$); мощности ОУ внутреннего (фаза А) и наружного (фаза В) освещения – в рамках

| Участок | $L=350 \text{ m}, S=50 \text{ mm}^2, \sigma=1$ | | $L=20 \text{ m}, S=4 \text{ mm}^2, \sigma=1,6$ | | | | | |
|--|--|---------|--|---------|------------|-------|----------|------|
| Режим \ P_{Σ} , kW | I \ 95,9 | | II \ 221,9 | | III \ 7,7* | | IV \ 3,7 | |
| Фаза | A | B | A | B | A | B | A | B |
| P , kW, ЭД1\ЭД2 | 30\0,73 | 30\0,73 | 72\0,73 | 72\0,73 | 0\0 | 0\0 | 0\0 | 0\0 |
| P , kW, освещение | 2 | 1,7 | 2 | 1,7 | 2 | 1,7 | 2 | 1,7 |
| $P_{\text{прив}}$, kW | 16,9 | 16,5 | 37,9 | 37,5 | 0,58 | 0,2 | 1,58 | 1,2 |
| Момент M , kWm | 5915 | 5810 | 13265 | 13160 | 11,6 | 4 | 31,6 | 24 |
| $\varepsilon_n = P_{\text{прив}} \cdot L \cdot (c \cdot S)^{-1}$, % | 15,4 | 15,1 | 34,5 | 34,2 | 0,4 | 0,15 | 1,03 | 0,8 |
| Поправка $K_{\varepsilon}(\sigma, A)$ | 1 | 1 | 1 | 1 | 0,55 | -0,95 | 1,22 | 1,18 |
| $\varepsilon = \varepsilon_n \cdot K_{\varepsilon}$, % | 15,4 | 15,1 | 34,5 | 34,2 | 0,2 | -0,1 | 1,25 | 0,92 |

*ИК-нагреватели, $P_{\Sigma}=4 \text{ kW}$, включены в фазу С

Список литературы:

1. Вайнштейн В. Б., Никитин В. Д. Электрическая часть осветительных установок. Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПИ, 1984. – 92 с.
2. Вайнштейн В. Б., Никитин В. Д. Пашник К. П. (Толкачева К.П.), Трубоч А. В. Расчеты осветительных сетей при потере напряжения при неравномерной нагрузке фаз// Материалы X Всероссийской конференции «Энергоэффективность систем жизнеобеспечения города». – Красноярск.– 2009. – С. 199-203.
3. Цейтлин Д.Г. К вопросу о расчете трехфазных осветительных сетей с нулевым проводом при несимметричной нагрузке фаз//Электричество. – 1935. – №13. – С.17-19.
4. Рохлин Г.Н. Разрядные источники света. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 720с.

УДК 621.313.019.3

Определение риска и безопасности насосной установки и насосной станции машинного орошения

С.С. Халиков

*Институт энергетики и автоматики Академии Наук Республики Узбекистан, г. Ташкент,
Республика Узбекистан
E-mail: Salih.halikov@yandex.ru*

Приведены выражения для определения риска и безопасности насосной установки и насосной станции машинного орошения.

В настоящее время правильное и безопасное управление насосных установок (НУ) и насосных станций (НС) становится важной проблемой, вызванное длительным сроком их эксплуатации. Существующие НС по возрасту подходят к этапу износовых отказов. Для этого периода эксплуатации характерны возрастание интенсивности отказов и аварий, увеличение объемов ремонтных работ и работ по реконструкции и модернизации сооружений, конструкций и оборудования и соответственно увеличению затрат и расходов электрической энергии на единицу объема перекачиваемой воды. Безопасность НУ и НС достигается путем уменьшения риска, последнее должно осуществляться с помощью итеративного процесса анализа оценки риска с последующим уменьшением степени риска.

В настоящее время не разработаны методические подходы и соответствующая нормативная документация по оценке риска, определению безопасности НУ и НС машинного орошения.

В связи с этим в докладе приводятся выражения оценки риска НУ и НС машинного орошения. Оценка риска может быть определена в денежном выражении- условных единицах или в бальной системе. В данном случае нами оценка риска насосной установки оценивается в денежном выражении – условных единицах, по выражению:

$$R_{\text{НУ}} = \sum_{i=1}^n \left\{ [Q_{\text{НУ}i} + C \cdot \Delta Q_{\text{НУ}i} \cdot T_i] \cdot P_{\text{НУ}i} + Q_{\text{НУ}i}^{\text{ВН}} \right\} \frac{1}{T_{\text{год}}} \quad \text{[(д.е.) / год]} \quad (1)$$

где

$$P_{\text{НУ}i} = f(P),$$

$Q_{\text{НУ}i}$ – ущерб нанесенный на оборудование НУ при воздействии i -го события [д.е.],

$\Delta Q_{\text{НУ}i}$ – потери расхода воды за час НУ от простоя при i -ом событии [$\text{м}^3 / \text{час}$];

T_i – время простоя НУ при i -ом событии;

C – стоимость одного м^3 объема воды [д.е. / м^3];

$P_{\text{НУ}i}$ – вероятность возникновения i -го события на НУ;

P – вероятность исходного события;

$Q_{\text{НУ}i}^{\text{ВН}}$ – внешний ущерб нанесенный на урожайности сельскохозяйственных культур из-за потери воды при i -том событии на насосном агрегате [д.е.];

$T_{\text{год}}$ – межремонтный период работы НУ за год [год].

Вычисление риска НС $R_{\text{НС}}$ [д.е. / год] производим по следующему выражению:

$$R_{\text{НС}} = \sum_{i=1}^n \left\{ [Q_{\text{НС}i} + C \cdot \Delta Q_{\text{НС}i} \cdot T_i] \cdot P_{\text{НС}i}(t) + Q_{\text{НС}i}^{\text{ВН}} \right\} \frac{1}{T_{\text{год}}} \quad (2)$$

где $P_{\text{НС}i}(t) = f[P_{si}(S)]$,

$Q_{\text{НС}i}$ – ущерб, нанесенный на оборудования НС при воздействии i -го события [д.е.];

$\Delta Q_{\text{НС}i}$ – потери расхода воды за час НС от простоя при i -ом событии [$\text{м}^3 / \text{час}$];

T_i – время простоя НС при i -ом событии;

C – стоимость одного м^3 объема воды [д.е. / м^3];

$P_{\text{НС}i}$ – вероятность возникновения i -го события на НС,

$P_{si}(t)$ – вероятность исходных событий системы;

$Q_{\text{НС}i}^{\text{ВН}}$ – внешний ущерб, нанесенный на урожайность сельскохозяйственных культур из-за потери воды при i -том событии на НС [д.е.];

$T_{\text{год}}$ – межремонтный период работы НС за год [год].

Используя выражения (1), (2) как показано в [1] можно сформулировать следующие показатели НУ и НС машинного орошения: R_{Σ} – суммарный рейтинг нарушения; R_{max} – максимальный рейтинг нарушения; R_{CP} – средний рейтинг нарушения. Эти характеризующие тяжесть данного нарушения и отражающие вероятность перехода нарушения в аварию позволяют определить уровень безопасности при эксплуатации в конкретный момент времени t наступления нарушения.

Список литературы:

1. Статистические методы анализа безопасности сложных технических систем: учебник / Александровская Л.Н., Аронов И.З., Елизаров А.И. и др.; под ред. В.П.Соколова. М.: «Логос», 2001. 232 с.

УДК 621.313.019.3

Применение нейронной сети для вероятностного анализа безопасности крупных насосных агрегатов насосной станции машинного орошения

С.С. Халиков

*Институт энергетики и автоматики Академии Наук Республики Узбекистан, г. Ташкент,
Республика Узбекистан*

E-mail: Salih.halikov@yandex.ru

Предложено применение нейронной сети для вероятностного анализа безопасности крупного насосного агрегата, т.е. системы «синхронный двигатель-насос» машинного орошения.

Эффективность эксплуатации насосной станции (НС) машинного орошения в первую очередь определяется безопасностью насосного агрегата (НА). При оперативном управлении безопасностью НА следует ориентироваться на результаты анализа нарушений, так как необходимость и срочность разработки корректирующих мер зависит от степени опасности

нарушений. Поэтому целесообразно определить показатели, характеризующие тяжесть нарушений. В существующем методе вероятностного анализа безопасности (ВАБ) чтобы корректно ввести комплексные показатели типа риска, характеризующие безопасность при эксплуатации используется модель развития нарушения, представляемая правосторонним дихотомическим «деревом событий» [1]. При применении «дерева события» для расчета риска во многих случаях проведение ВАБ в полном объеме может быть затруднено, особенно при отсутствии информации об отдельных процессах, расчет риска сопровождается высокой степенью неопределенности, и требуются значительные затраты времени.

С этой точки зрения предложено для проведения ВАБ насосного агрегата, т.е. системы «синхронный двигатель-насос» применить системы искусственного интеллекта (ИИ) на основе искусственных нейронных сетей, генетических алгоритмов, экспертных систем и систем нечеткой логики. Основу каждой искусственной нейронной сети составляет элементы (ячейки), имитирующие работу нейронов мозга (далее под нейроном подразумевается искусственный нейрон, ячейку искусственного нейрона, ячейку искусственной нейронной сети). Каждый нейрон представляет элемент насосного агрегата и события, происходящие в результате нарушения нормальной эксплуатации, и характеризуется своим текущим состоянием по аналогии с нервными клетками головного мозга, которые могут быть возбуждены или заторможены. Он обладает группой синапсов – однонаправленных входных связей, соединенных с выходами других нейронов, а также имеет аксон – выходную связь данного нейрона, с которого (возбуждения или торможения) поступает на синапсы следующих нейронов. Каждый синапс характеризуется величиной синаптической связи или весом W_{ij} , который по физическому смыслу эквивалентен электрической проводимости [2].

Текущее состояние нейрона определяется, как взвешенная сумма его входов:

$$S_{ij} = \sum_{i=1}^n X_{ij} \cdot W_{ij} \quad (1)$$

Выход нейрона есть функция его состояния:

$$y = f(s) \quad (2)$$

Нелинейная функция f называется активационной и может иметь следующие виды: функция единичного скачка; линейный порог (гистерезис); сигмоид. Для нашего случая выбран вид функции - сигмоид – гиперболический тангенс, здесь входом функции будет наработка t , параметром функции – интенсивность отказов - λ , а выходом вероятность безотказной работы – $P(t)$. Для оценки показателей критичности используется теория нечетких множеств. ННЭ элементов насосного агрегата происходят из-за воздействия ненормальных режимов работы насоса и механических неисправностях его элементов и синхронного электродвигателя [3].

Структура нейронной сети ВАБ насосного агрегата машинного орошения приведена на рис.1. Как видно из рис.1 нарушения происходящие в НА, т.е. нейрона $S_{НА}$ можно представить состоящим из двух нейронов нарушений происходящих в синхронном двигателе СД - $S_{СД}$ и в насосе - $S_{Н}$. На вход нейрона насосного агрегата - $S_{НА}$ поступают множество сигналов, каждый из которых является выходом нейронов - $S_{СД}$ и $S_{Н}$. Здесь множество входных сигналов, обозначенных $X_{СД}$, $X_{Н}$ поступает на искусственный нейрон $S_{НА}$. Нейроны: S_{12} – попадание воды и твердых частиц в масло, засорение трубок охладителей илом, грязью и обрастание труб древесиной, S_{11} – натирыв на сегментах и повышение температуры сегментов подпятника, ухудшение чистоты зеркальной поверхности диска (повешение шероховатости), уменьшение или прекращение подачи воды в охладители, S_1 - подплавление баббитовой поверхности сегментов подпятника, S_{22} - гидравлические удары, кавитация, S_{21} - перегрев активной стали, ослабление прессовки активной стали, S_2 - пробой изоляции обмотки статора, S_{32} - гидравлические удары, поломка лопастей турбины, S_{31} - асимметрия воздушного зазора, нарушение формы статора, S_3 - подплавление сегментов направляющих подшипников, S_{42} - обрыв цепи ротора, S_{41} - повреждение полюсов и обмотки ротора, S_4 - пробой изоляции обмотки ротора, S_{52} – искрение щеток, S_{51} – потеря возбуждения, S_5 – асинхронный режим, S_{62} – обломка лопастей и расцентровка ротора насоса, S_{61} – насос работает в тормозном или реверсивном режиме при обратном вращении, S_6 - насос не подает воду, S_{72} – износ уплотнительных колец переднего диска колеса, S_{71} – значительный износ торцов лопастей рабочего колеса и камеры, S_7 – насос не обеспечивает требуемый напор, S_{82} – негерметичен клапан срыва вакуума, S_{81} –установлен нерабочий угол разворота лопастей осевого насоса, прикрыта или полностью открыта задвижка на трубопроводе, S_8 –агрегат сильно вибрирует с кавитационными частотами, S_{92} – износ и задевание уплотнений, неравномерный износ лопастей

колеса, S_{91} – ротор насоса (агрегата) плохо отбалансирован или балансировка нарушена, неправильная расточка соединительных муфт, S_9 – недопустимое биение вала, S_{102} – рубашка или поверхность вала из-за сильной затяжки сальника имеют канавки, S_{101} – сильная затяжка сальников или отрыв крепления уплотнения, S_{10} – сальники пропускают воды свыше нормы.

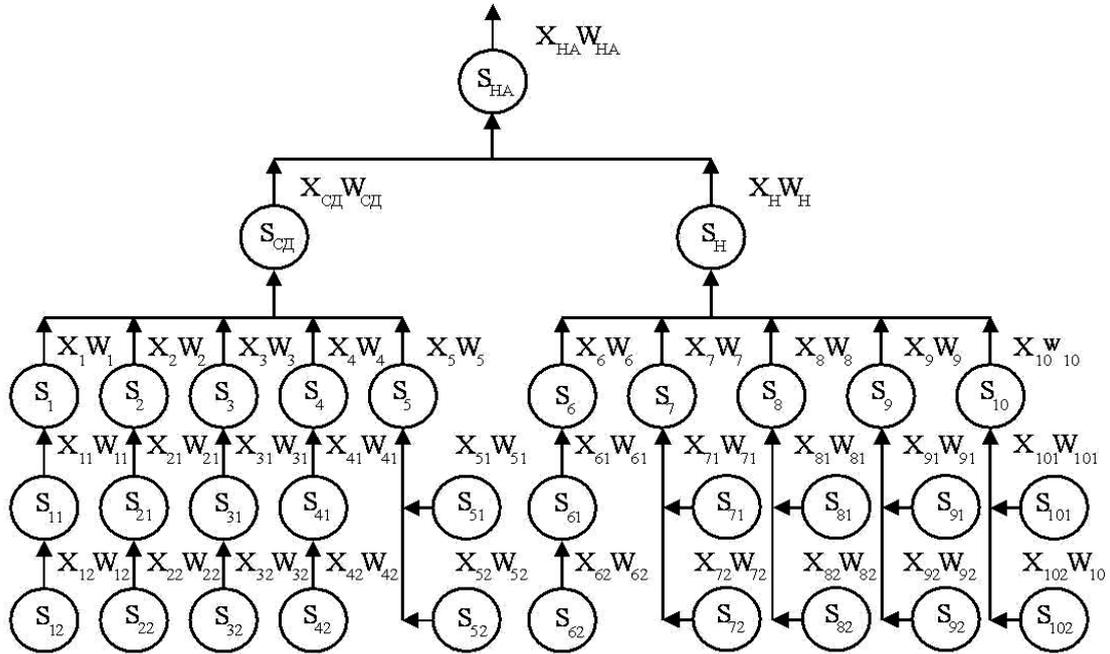


Рис. 1. Структурная схема нейронной сети ВАБ насосного агрегата

Эти входные сигналы, соответствуют сигналам, приходящим в синапсы биологического нейрона. Каждый сигнал умножается на соответствующий вес W_{CD} , W_H и поступает на суммирующий блок. Каждый вес соответствует «силе» одной биологической синаптической связи (множество весов в совокупности обозначается вектором W_{HA}). Суммирующий блок, соответствующий телу биологического элемента, складывает взвешенные входы алгебраически, создавая выход, который мы будем называть NET . В векторных обозначениях это может быть записано следующим образом:

$$NET = X_{HA} W_{HA} \quad (3)$$

Сигнал NET далее, как правило, преобразуется в активационную функцию F и дает выходной нейронный сигнал. Активационная функция может быть функцией

$$OUN = K(NET) \quad (4)$$

Величиной функции OUN может быть вероятность безотказной работы насосного агрегата - $P_{HA}(t)$, зная её величину. Зная вероятность безотказной работы, можем произвести диагностику технического состояния насосов, рассчитать риск, определить тяжесть каждого нарушения и эффективно выявлять аварийные факторы, принять необходимые экстренные или корректирующие меры, направленные на повышение безопасности работы насоса.

Список литературы:

1. Статистические методы анализа безопасности сложных технических систем: Учебник / Л.Н. Александровская, И.З.Аронов, А.И. Елизаров и др.; Под ред. В.П.Соколова.- Логос, 2001.
2. Борисов Е.С. Основные модели и методы теории искусственных нейронных сетей- <http://mechanoid.narod.ru/nns/base/>.
3. Киселев И.И., Герман А.Л., Лебедев Л.М., Васильев В.В. Крупные осевые и центробежные насосы. Монтаж, эксплуатация и ремонт. Справочное пособие. М., «Машиностроение», 1977.

УДК 621.313.3

Алгоритм оценки эксплуатационной надежности электрических машин

В.П. Шевчук

*Мирнинский политехнический институт (филиал) Северо-Восточного федерального университета, РС (Я), г. Мирный, Россия
E-mail: SheVP@rambler.ru*

Добыча алмазосодержащего сырья в АК «АЛРОСА» в настоящее время связана с большим энергопотреблением, особенно это стало значительно в связи с отработкой запасов трубок "Айхал" и "Мир" подземным способом и отработкой запасов глубоких горизонтов трубки "Удачная". В себестоимости алмазов доля затрат на электроэнергию и содержание оборудования составляет от 12,0 до 16,0%. Одним из перспективных направлений снижения энергозатрат, затрат, связанных с переходом на подземные разработки и повышения эффективности работы алмазодобывающих предприятий является создание условий для безотказного функционирования основного технологического оборудования, производящего разрушение, транспортирование и переработку горной породы. Большую часть этого оборудования составляют электрические машины переменного тока (ЭМ).

Вопросы принятия технических решений по обеспечению надлежащего уровня надежности ЭМ связаны с количественной оценкой их надежности и, тем самым, с разработкой новых методов анализа надежности. Задача оценки надежности заключается в выборе закона распределения, например, наработки до отказа по результатам испытаний или эксплуатации ЭМ и в анализе его параметров с последующей оценкой показателей надежности. При анализе результатов наблюдений выбор закона распределения наработки до отказа на основе исследования физических закономерностей возникновения отказов часто затруднителен или невозможен. Тогда формальные статистические методы становятся основными в решении этой задачи.

В условиях эксплуатации статистические данные по ЭМ, как правило, неполные, а обрабатываемые данные в силу объективных и субъективных причин имеют высокую степень неопределенности и неоднородность. Неоднородность в данном случае заключается в том, что получаемая информация состоит частично из наработок до отказов и частично – из наработок до приостановки наблюдений без отказа электродвигателей. При этом наработка до приостановки наблюдения, как и наработка до отказа, является случайной величиной ввиду того, что в эксплуатационных условиях практически всегда в подконтрольные группы исследования машин попадают электродвигатели различного времени выпуска с подверженной случайным изменениям интенсивностью использования, что неизбежно приводит к случайному рассеиванию наработок. В таких случаях определение характеристик надежности объектов приходится осуществлять на основе специфических выборок. Этот способ носит название метод цензурированных выборок.

Для оценки эксплуатационной надежности ЭМ по малым и цензурированным выборкам в производственном горнодобывающем комплексе АК «АЛРОСА» была разработана математическая модель, которая позволила аппроксимировать получение функции распределения на отказ ЭМ. На практике выведенная методика расчета была реализована в виде соответствующих алгоритмов и программ. Алгоритмическое представление разработанной методики для оценки эксплуатационной надежности ЭМ состоит из последовательности следующих процедур, указанных на рис. 1 и ниже представлен алгоритм расчета показателя надежности:

1). В блоке № 1 организуется заполнение матрицы наработок из двух столбцов и N строк. При заполнении матрицы необходимо так же разместить элементы индикаторного массива в соответствии с типом наработки. Если соответствующая наработка является наработкой объекта до отказа, то ставится 1 (нереализованный момент цензурирования). Для наработки до приостановки наблюдения (цензурирующей наработке) принимается значение 0.

2). В блоке № 2 определяется выборочная условная плотность распределения в окрестности случайной наработки t_j .

3). В блоке № 3 производится вычисление вспомогательные функции ψ , g для определенных законов распределения (экспоненциальный, Вейбулла нормальный, логарифмически нормальный).

4). В блоке № 4 осуществляется расчет выборочного коэффициента корреляции $\hat{\rho}$ для каждого из законов распределения с учетом применения вспомогательных функций для определенных законов распределения.

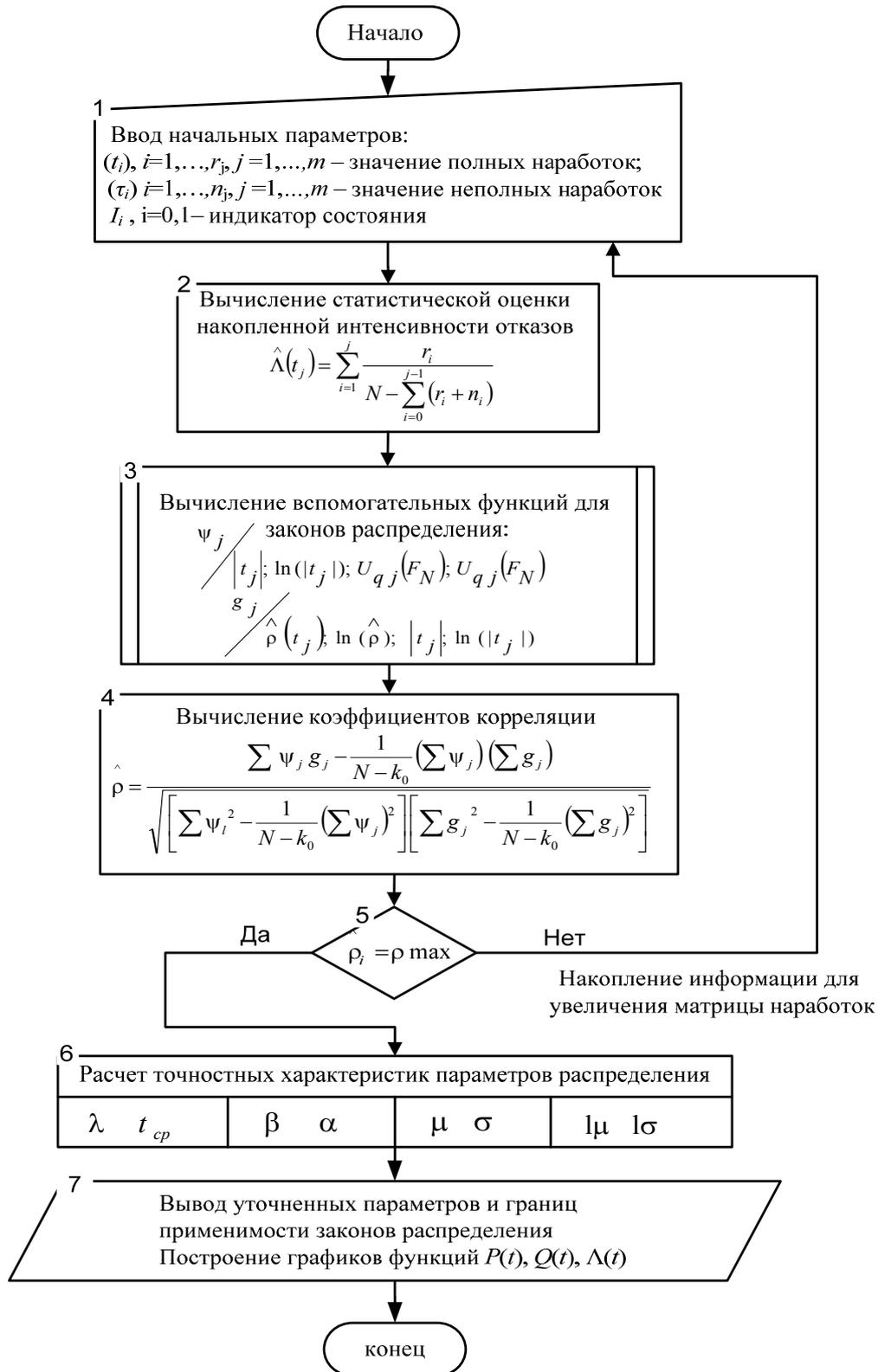


Рис. 1. Блок схема алгоритма расчета показателей надежности

5). Блок № 5 содержит анализ выборочного коэффициента корреляции $\hat{\rho}$. Максимальное значение этого коэффициента соответствует наиболее вероятному распределению наработок до отказа анализируемой группы ЭМ. Достоверным считается результат, когда $\hat{\rho} > 0,95$.

При меньших значениях этого коэффициента следует считать исходную матрицу наработок некорректной, т.е. размерность матрицы не позволяет решить задачу оценки показателей надежности. В этом случае требуется произвести накопление информации для увеличения размерности матрицы наработок.

6). В блоке № 6 производится уточнение значений определенного закона и определяются границы применимости соответствующего закона.

7). Блок № 7 служит для вывода точностных характеристик параметров распределения и вывода графика $P(t)$, $Q(t)$, $\Lambda(t)$.

Построенные кривые зависимости позволяют оценить эффективность эксплуатации ЭМ, правильно организовать график плановых и капитальных ремонтов, а также обеспечить эффективность технологического процесса добычи алмазодобывающего сырья.

В заключении отметим, что предложенный алгоритм оценки эксплуатационной надежности ЭМ направлен на значительное упрощение задачи оценки показателей надежности. Выполнение расчетов по данной методике позволяет в любой момент времени оперативно исследовать влияние эксплуатационных и конструктивных факторов на показатели надежности объектов и более обоснованно назначать организационно-технические требования по обеспечению показателей надежности в эксплуатации. Решение этой проблемы позволяет снизить эксплуатационные затраты предприятия.

УДК 621.313.3

Применение системных принципов в принятии решений, направленных на обеспечение эффективной эксплуатации и обслуживания электрических машин

В.П. Шевчук

Мирнинский политехнический институт (филиал) Северо-Восточного федерального университета, РС (Я), г. Мирный, Россия

E-mail: SheVP@rambler.ru

Представлены методологические предпосылки, позволяющие оценить эксплуатационную надежность электрических машин с точки зрения системного анализа. Рассмотрена неопределенность информационных данных, возникающих при эксплуатации электрических машин. Произведена декомпозиция цели для эффективной эксплуатации и обслуживания электрических машин, которая отражена в виде «дерева цели». Полученные результаты могут быть использованы в качестве исходных данных для постановки и решения ряда задач управления эксплуатационной надежностью электрических машин.

Под надежностью электрических машин (ЭМ) понимают ее способность безотказно работать с неизменными характеристиками в течение заданного промежутка времени и при определенных условиях применения [1]. Для обеспечения надежности необходим ряд мероприятий, позволяющих более эффективно продлить срок службы ЭМ. Данная задача характеризуется многими переплетающимися отношениями и для ее решения необходимо осуществление системного анализа (СА) [2–5] по оценке надежности ЭМ. Рассмотрим данную проблему на примере горно-обогатительного комплекса в алмазодобывающей отрасли и определим исходные позиции и критерии, являющиеся принципиальным подходом к оценке надежности электрических машин. Для решения производственных задач возможен поиск оптимального варианта режима функционирования ЭМ, т. е. нахождение максимума или минимума целевой функции $F(x)$ (например, максимума энергосбережения, минимума затрат при выполнении ремонтных работ, максимума надежности и т. п.):

$$F(x) \rightarrow \max, x \in G, \quad (1)$$

где x – элемент некоторого нормируемого пространства G , определяемого природой модели, $G \subseteq E$, где E – множество, которое может иметь любой сложности природу, определяемую структурой модели и особенностями исследуемой системы.

Основной реальной проблемной ситуацией является обеспечение надежности ЭМ при эксплуатации. Однако, данная формулировка проблемы является лишь исходным пунктом для СА. Первопричина этого в том, что проблемосодержащая система не является ни изолированной, ни монолитной [4]. Она связана с другими системами, входит как часть в некоторую надсистему и одновременно сама состоит из частей, подсистем, в различной степени причастных к данной проблеме. В соответствии с методологией СА необходимо выделить элементы и сформулировать конкретные целевые требования к подсистемам (функциональные, технические, экономические, организационные), которые оказывают ключевое влияние на надежность ЭМ.

Данная работа основывается на системе эффективной эксплуатации и обслуживания (ЭЭиО) ЭМ, в рамках которой обеспечивается контроль работоспособности и диагностика отказов, назначение времени проведения проверок исправности функционирования, проведение профилактического обслуживания, выбор оптимального числа запасных изделий. Любое оборудование в процессе работы изнашивается, устаревает и, соответственно, нуждается в организации контроля над исправностью его функционирования, а также в проведении ремонтных, восстановительных работ. Под техническим обслуживанием систем понимается совокупность мероприятий, которые служат для поддержания и восстановления рабочих свойств систем. Данные мероприятия включают: текущее обслуживание, контроль работоспособности и диагностику отказов и ремонтно-восстановительные работы.

На производстве при эксплуатации ЭМ об их состоянии можно узнать только с помощью контроля. Контрольные проверки являются неотъемлемой частью мероприятий по поддержанию и восстановлению работоспособности. Поскольку отказ системы приводит к экономическим потерям, а контроль также сопряжен с затратами, то возникает задача оптимального планирования проверок с точки зрения общих затрат. Таким образом, следует определить сроки проведения контрольных проверок по обнаружению неисправностей, при которых суммарные затраты на проведение контроля и потери от простоя оборудования из-за несвоевременного обнаружения и замены вышедших из строя элементов минимизируются.

Ремонтно-восстановительные мероприятия – более масштабные по своему содержанию работы. Они связаны с проведением комплексной проверки работоспособности ЭМ, заменой отказавших или достигших установленного ресурса элементов, регулировкой отдельных параметров и прочими работами. При планировании профилактических и восстановительных мероприятий так же, как и при планировании контрольных проверок, необходимо учитывать, что несвоевременное проведение профилактических работ может привести к отказам ЭМ и, как следствие, к материальным потерям. Необоснованно частое проведение профилактических работ снижает эффективность функционирования роторного оборудования, что в свою очередь сопряжено с определенными материальными издержками. Следовательно, в данном случае также имеет место оптимизационная задача: определить сроки проведения профилактических работ и замены оборудования, при которых суммарные ожидаемые затраты по ремонту и замене, а также потери, связанные с ухудшением технологических характеристик работы оборудования ввиду его старения, минимизируются на всем интервале эксплуатации системы. Кроме этого, существует еще одна задача, относящаяся к организации обслуживания ЭМ – расчет и обеспечение запасными частями или элементами. Очень важно определить необходимое количество запасных частей и элементов ЭМ для того, чтобы быть уверенным в том, что система с вероятностью $P(t)$ будет бесперебойно функционировать в течение определенного времени.

Перечисленные мероприятия составляют последовательность этапов, реализация которых позволяет осуществить ЭЭиО ЭМ. Обобщенными элементами системы для производственного горнодобывающего комплекса являются следующие подсистемы: эксплуатация, ремонт, техническая диагностика и эксплуатационная надежность. Основными функциями эксплуатационной надежности в системе ЭЭиО ЭМ являются организация и ведение наблюдения за эксплуатационными параметрами ЭМ и ее элементов, обработка информации с целью определения параметров модели, формирование модели, решение оптимизационных задач, принятие решений и внедрение их в практику управления эксплуатацией ЭМ. К системе организации эксплуатации и обслуживания ЭМ необходимо применять вероятностные модели [1], так как в качестве управляющего параметра в данных задачах используется наработка объектов до отказа, а это, как известно, величина случайная. Поэтому при построении моделей такого типа необходимо проводить значительную работу по сбору информации об эксплуатации ЭМ, о наработках до отказа, времени восстановления их работоспособности и стратегиях обслуживания.

Для принятия оптимальных решений, позволяющих успешно управлять системой ЭЭиО ЭМ как в технологической группе, так и в общей системе добычи и переработки алмазонасного сырья, необходима информация, характеризующая сам процесс эксплуатации (например, о показателях надежности – безотказности, долговечности, ремонтнопригодности и др.). Отсутствие информации не позволяет использовать результаты теоретических наработок для рациональной организации процесса эксплуатации. Наиболее полную информацию для проведения расчетов, выполняемых с максимальным отражением условий эксплуатаций, можно получить посредством сбора данных об отказах и разрушениях деталей.

Существующая система сбора и обработки эксплуатационных данных для текущего анализа надежности ЭМ в алмазодобывающей отрасли лишь частично удовлетворяет требованиям

диагностического контроля. Это объясняется тем, что слабо налажена аварийная статистика (статистика по отказам) по ЭМ, затруднено получение информации по дефектам, не приведших к отказу и выявленных при плановых ремонтах, не фиксируется время их ремонта, время нахождения в ЗИПе и время установки. Кроме этого, по субъективным и объективным причинам нередки случаи, когда отказ оборудования нигде не фиксируется. При исследовании систем и дальнейшем принятии решений по формализации проблемы имеет место неопределённость информации, соответственно, принятие решений осуществляется в интервале неопределённости – риск – определённость при постепенном снижении уровня неопределённости. Под уровнем неопределённости понимается показатель, характеризующий оставшуюся неопределённость после того, как вся существующая информация будет принята во внимание. Таким образом, уровень неопределённости выражается вероятностью, приписываемой исходам события, и имеет место тогда, когда нужно произвести выбор из совокупности возможных исходов. Формально уровень неопределённости случайного объекта A с конечным множеством возможных состояний A_1, \dots, A_n с соответствующими вероятностями $p_1, p_2, \dots, p_i, \dots, p_n$ определится как [2, 3]:

$$H(A) = H(\{p_i\}) = - \sum_{k=1}^n p_i \log p_i, \quad (2)$$

который называют энтропией случайного объекта A (или распределения $\{p_i\}$). Для простого события, которое оценивается двумя несовместимыми событиями $p, q = 1 - p$ в случае неравенства исходов $p = q = 1/2$, $H(A)$ приобретает максимальное значение. При выборе экстремального по энтропии распределения гарантируется наибольшая неопределённость, т. е. доминирует вариант с наихудшим случаем при данных условиях.

В СА неопределённость принятия решений обусловлена неполным знанием информации о параметрах, показателях, внешних воздействиях и ограничениях. Существуют различные виды неопределённости:

- неопределённость, вызванная большим временем упреждения в прогнозе технического состояния;
- неопределённость, порожденная недостаточным знанием информации в силу технических, экономических и социальных причин;
- неопределённость из-за субъективности принятия решения или отсутствия опыта, знаний;
- неопределённость, связанная с ограничениями в ситуации принятия решения;
- неопределённость, вызванная поведением внешней среды и др.

В условиях эксплуатации статистические данные по ЭМ, как правило, неполные, а обрабатываемые данные в силу объективных и субъективных причин имеют высокую степень неопределённости. Эксплуатационная информация о надежности ЭМ представляет результат пассивного (неуправляемого) эксперимента. С точки зрения математической статистики, результатом подконтрольной эксплуатации является неоднородная информация. Неоднородность в данном случае заключается в том [6], что получаемая информация состоит частично из наработок до отказов и частично – из наработок до приостановки наблюдений без отказа электродвигателей. При этом наработка до приостановки наблюдения, как и наработка до отказа, является случайной величиной ввиду того, что в эксплуатационных условиях практически всегда в подконтрольные группы исследования машин попадают ЭМ различного времени выпуска с подверженной случайным изменениям интенсивностью использования. В таких случаях определение характеристик надежности объектов приходится осуществлять на основе специфических выборок. Этот способ носит название метод цензурированных выборок (ЦВ). С точки зрения корректного определения характеристик надежности ЭМ при данной неопределённости необходимо учитывать следующие факторы, приводящие к возникновению ЦВ:

- разное время начала и окончания эксплуатации ЭМ;
- снятие с испытаний или с эксплуатации некоторых ЭМ по организационным причинам или из-за отказов составных частей изделий;
- перевод ЭМ из одного режима работы в другой в процессе эксплуатации;
- необходимость оценки надежности до наступления отказов всех испытываемых ЭМ (эта ситуация имеет место в системах оперативного управления качеством и надежностью механизмов);
- периодический контроль ЭМ, приводящий к поступлению информации о надежности в виде интервалов наблюдений (группирование информации).

Возникающие определенные информационные потери при эксплуатации как раз и учитываются «неклассическим» методом обработки (метод ЦВ). Дальнейшим этапом процесса оценки надежности ЭМ является формализация описания системы, т. е. построение ее модели. Наиболее простой формой описания системы является представление ее в виде «черного ящика». Однако, вопросы, касающиеся внутреннего устройства системы, невозможно решить только с помощью модели «черного ящика». Для этого необходимы более развитые и детальные модели. В этих случаях систему представляют в виде структуры путем деления на подсистемы, компоненты, элементы с взаимосвязями, которые могут носить различный характер [2, 4]. Структуризация цели, функций и задач при исследовании действующих промышленных предприятий позволяет учесть все возможные факторы и выделить из них наиболее эффективные и значимые.

Выбор наилучшего решения по ЭЭиО ЭМ предполагает, прежде всего, количественное определение цели. Для этого следует осуществить структуризацию (декомпозицию) цели ЭМ до уровня конкретных показателей (критериев). Декомпозиция цели по эффективной эксплуатации ЭМ может быть представлена в виде «дерева цели» (рисунок). Здесь выделены уровни подсистем: ремонт, эксплуатация, техническая диагностика, эксплуатационная надежность. Далее детализация осуществляется по каждой подсистеме, в которой указываются наиболее вероятные критерии, влияющие на эксплуатационную эффективность ЭМ:

Подсистема ремонта: f_1 – уровень качества ремонта; f_2 – заводской дефект; f_3 – неправильный выбор материалов при ремонте; f_4 – неудачное конструктивное решение и несовершенство технологии ремонта; f_5 – качество входного и выходного контроля ЭМ; f_6 – уровень квалификации ремонтного персонала; f_7 – нарушение правил гигиены труда; f_8 – неправильный инструктаж ремонтного персонала.

Подсистема эксплуатации: f_9 – уровень квалификации эксплуатационного персонала; f_{10} – неправильный инструктаж эксплуатационного персонала; f_{11} – нарушение правил гигиены труда; f_{12} – условия хранения и транспортирования; f_{13} – условия эксплуатации и работы; f_{14} – применение соответствующего типа электрических защит; f_{15} – неправильный выбор двигателя; f_{16} – обеспечение проверок срабатывания и возврата защиты в исходное состояние; f_{17} – отсутствие заземленности корпусов ЭМ; f_{18} – необеспечение электрических и механических блокировок; f_{19} – необеспечение взрывозащищенности; f_{20} – достаточность качества организации работ по разработке и внедрению мероприятий, направленных на устранение дефекта; f_{21} – качество электроэнергии; f_{22} – качество поставляемых деталей, сборочных единиц и комплектующих изделий; f_{23} – доля работающего оборудования; f_{24} – время наработки оборудования; f_{25} – коэффициент загрузки оборудования; f_{26} – коэффициент сменности оборудования.

Подсистема диагностики: f_{27} – уровень и полнота сбора диагностической информации; f_{28} – контролепригодность оборудования; f_{29} – уровень квалификации специалиста по диагностике; f_{30} – качество диагностики исправного состояния, правильного функционирования, работоспособного состояния; f_{31} – досрочные выводы в ремонт вследствие ложных диагнозов; f_{32} – качество прогнозирования технического состояния и ресурса; f_{33} – допуск к дальнейшей эксплуатации некоторой части ненадежного оборудования; f_{34} – необходимость принятия компромиссных решений при установлении границ (норм) в условиях недостаточно четкой и полной оценки альтернативных факторов и их последствий; f_{35} – критерий экономической неэффективности диагностики (при малом парке эксплуатируемых машин); f_{36} – проведение сложных и трудоемких исследований для разработки методик и средств диагностирования конкретных машин по конкретному виду дефекта при неполном представлении о его причинах и условиях возникновения, а также факторах, влияющих на его развитие; f_{37} – недостаточность информационного базиса при постановке задач диагностики и подготовке диагностических заключений; f_{38} – техническая невозможность проведения диагностирования в объеме, дающем полную информацию.

Подсистема эксплуатационной надежности: f_{39} – состав и количество дополнительных варьируемых величин и показателей, связанных с надежностью; f_{40} – ошибки при расчете оценки надежности; f_{41} – нормирование показателей надежности и определение экономического эффекта; f_{42} – критерии оценки функциональных последствий отказа: вынужденный простой; необходимость затрат на проведение ремонта; вынужденный простой и необходимость затрат на проведение ремонта.

Безусловно, выделенная система критериев не является полной и отражающей все потребности при качественной и эффективной эксплуатации ЭМ, но она позволяет показать структуру цели. Основной особенностью выделенной системы критериев $\{f_i\}_{42}$ является их противоречивость и взаимосвязанность. Так, выбор метода диагностики в конкретном случае

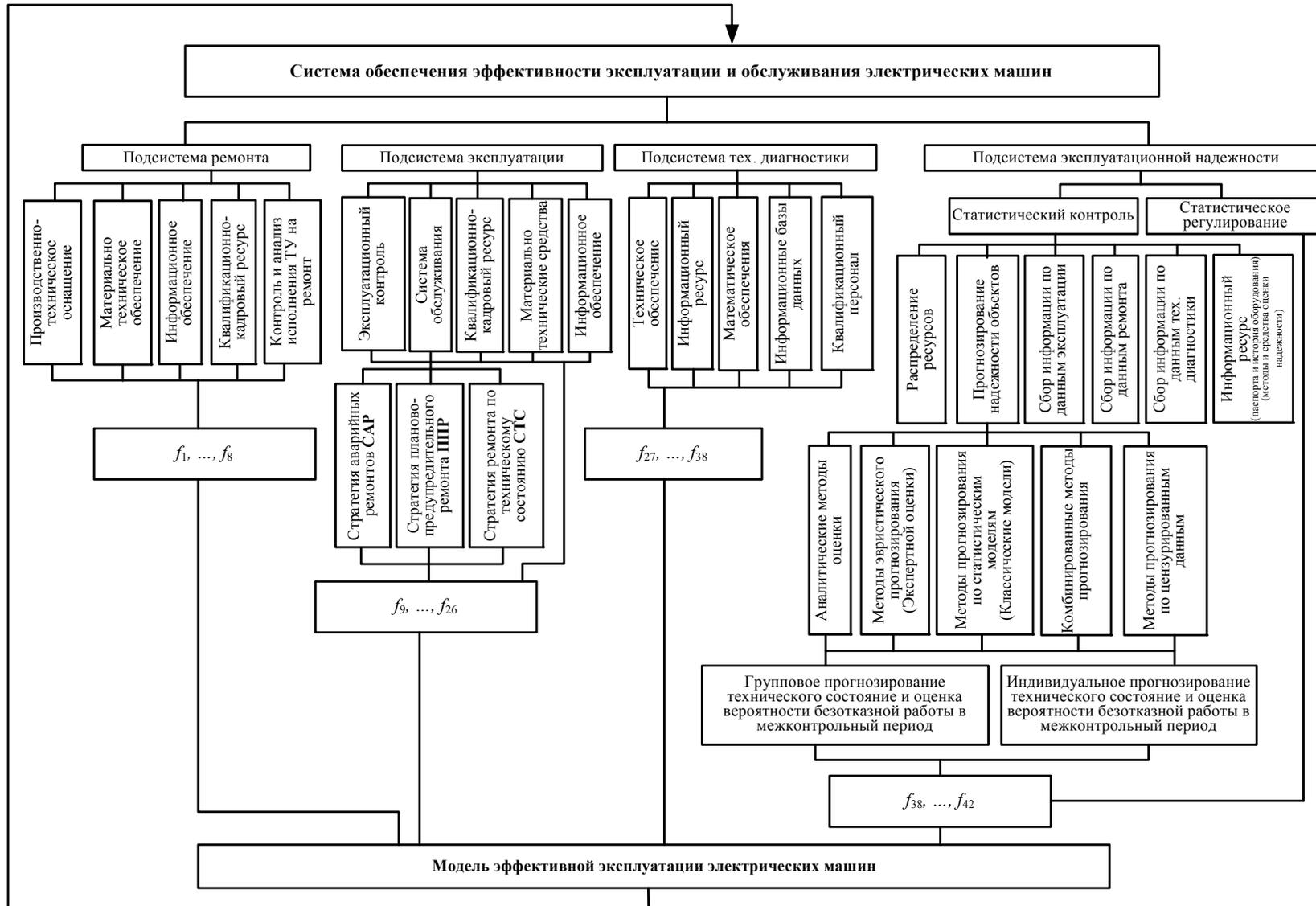


Рис. 1. Дерево цели по эффективной эксплуатации и обслуживанию электрических машин

определяется не столько конструкцией машины, которую нужно обследовать, сколько, главным образом, зависит от величины затрат, которые может позволить себе владелец оборудования, и глубины анализа результатов. Экономия трудовых ресурсов, увеличение потока информации при диагностировании возможно вследствие автоматизации производственных процессов, т. е. внедрение автоматизированных систем контроля и диагностики, что в свою очередь требует дополнительных расходов на реализацию данного проекта. В аварийных ситуациях определяющим фактором при диагностике ЭМ является скорость постановки диагноза и принятия решения, и при этих обстоятельствах возникают новые критерии, влияющие на оценку надежности (вероятность восстановления; гамма-процентное время восстановления; интенсивность восстановления; средняя трудоемкость восстановления).

Включение в структурную схему подсистемы надежности обеспечивает координацию действий элементов подсистем (ремонта, эксплуатации, технической диагностики) в ходе их функционирования и включает учет, анализ, прогнозирование, регулирование, организацию и нормирование. Выбор метода прогнозирования по оценке надежности обосновывается точностью и достоверностью полученных данных, требованиями точности и достоверности прогноза.

По используемым статистическим данным парка эксплуатируемых машин и результатам диагностирования проводят коррекцию критериев оценки состояний и их диагностических признаков, т. е. реализуют обратную связь на основе диагностирования парка машин. Оценка технического состояния ЭМ после ремонта и результаты статистического анализа причин возникновения отказов не только выявляют недобросовестных ремонтников, но и совершенствуют мастерство добросовестных. Таким образом, решение по эффективной эксплуатации должно всегда приниматься на основе выбора, который может быть критериальным (как в рассмотренном случае), волевым (осознанным) и случайным (интуитивным).

Дальнейшую детализацию можно осуществлять по отдельным технологическим операциям или разделению парка машин по степени их надежности и выделению группы критического (с точки зрения обеспечения технологического режима предприятия) оборудования. Для производственных функций горнорудного производства выделяют следующие операции: добыча, транспортировка, переработка, обогащение. Добыча осуществляется с применением подземного горнопроходческого и наземного оборудования, работающего в карьерах и на драгах. Транспортировка осуществляется с помощью горной погрузо-доставочной техники, конвейеров, подъемных установок, самосвалов. Технологический процесс переработки и обогащения полезных ископаемых представляет собой цепочку, в которой задействованы агрегаты: мельницы, дробилки, насосы, вентиляторы и др. Проведение систематизации по отдельным технологическим операциям позволяет устанавливать параметрическую оценку надежности для данного оборудования с отысканием целевой функции $F(x)$ в (1), уменьшением размерности вектора x и со снижением сложности структуры множества G .

В заключение необходимо отметить, что применение системных принципов использования СА позволило представить эксплуатационную надежность ЭМ как управляемый информационный процесс последовательного снятия неопределенности в целенаправленном поиске оптимального пути обеспечения ЭЭиО ЭМ. Формирование цели СА основывается на комплексном подходе каждой проблемы, которая состоит не только в разнообразии стратегий развития системы в будущем, но и в уникальности каждой из них. В рамках такой методологии, рассматривающей в полном единстве систему ЭЭиО ЭМ, может быть обеспечена надежность ЭМ на этапе эксплуатации.

На основе СА проведена структуризация цели по обеспечению надежности ЭМ при исследовании действующих промышленных предприятий алмазодобывающей отрасли, которая может быть представлена в виде «дерева цели», позволяющая учесть все возможные факторы и выделить из них наиболее важные критерии, которые оказывают влияние на эффективность эксплуатации ЭМ. Данная работа позволяет обосновать следующие предложения:

- исключение внеплановых остановок (внезапных отказов) оборудования при достижении максимально длительного срока службы дорогостоящего оборудования;
- постоянное наличие (предоставление) информации о состоянии оборудования, позволяющее судить о состоянии общей производительности, а также прогнозирование и планирование потребности в необходимом обслуживании;
- обеспечение равномерной прогнозируемой и обоснованной загрузки ремонтного персонала, совместное планирование графиков и объемов обслуживания ремонтными и технологическими службами;

➤ снижение эксплуатационных затрат предприятия, увеличение прибыли, повышение безопасности труда, качества продукции и сокращение отходов.

Список литературы:

1. Животкевич И.Н., Смирнов А.П. Надежность технических изделий. – М.: Олита, 2003. – 472 с.
2. Антонов А.В. Системный анализ. – М.: Высшая школа, 2006. – 454 с.
3. Варжапетян А.Г., Глущенко В.В., Глущенко П.В. Системность процессов создания и диагностики технических структур. – СПб.: Политехника, 2004. – 186 с.
4. Перегудов Ф.И., Тарасенко Ф.П. Основы системного анализа. – Томск: Изд-во НТЛ, 2001. – 396 с.
5. Спицнадель В.Н. Основы системного анализа. – СПб.: Изд. дом «Бизнес-пресса», 2000. – 326 с.
6. Муравлев О.П., Шевчук В.П., Гусев В.В. Информационное обеспечение для оценки надежности электрических машин // Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования: Матер. Всеросс. научно-техн. конф. – 12–14 мая 2008г. – Томск: Изд-во Томского политехн. ун-та, 2008. – С. 166–168.

УДК 621.317.785

Учет реактивной энергии в сетях с нелинейными нагрузками

Я.Э. Шклярский, В.А. Кузнецов

Санкт-Петербургский Государственный Горный Университет, г. Санкт-Петербург, Россия

E-mail: js-10@mail.ru, russelman@mail.ru

В работе представлены результаты теоретического исследования влияния нелинейных нагрузок на показания счетчиков реактивной энергии. Показано, что теоретические исследования значительно расширяют представления о влиянии нелинейных нагрузок на работу электросчетчиков, по сравнению с опытными исследованиями. Выявлено, что относительная погрешность показаний может достигать 6,36%.

Все промышленные предприятия, как на территории нашей страны, так и за ее пределами ведут учет активной и реактивной энергии, потребляемой из сети.

До недавнего времени для учета электроэнергии широко применялись электродинамические счетчики. На смену им пришли электронные, осуществляющие учет электроэнергии посредством преобразования и расчета входных параметров.

Все типы электронных счетчиков имеют схожий алгоритм расчета «рис.1.». Главное же отличие одного типа счетчика от другого заключается в математическом выражении «расчетная формула» заложенном в микропроцессор.



Рис. 1. Блок-схема, отображающая процесс измерения реактивной энергии путём аналого-цифрового преобразования величин напряжения и тока и последующей реализации математических формул реактивной мощности и энергии.

Необходимо отметить, что при линейной нагрузке результаты измерений для разных типов счетчиков схожи. Однако, при появлении нелинейных нагрузок в системе электроснабжения предприятия, разные типы счетчиков будут показывать различные результаты при одних и тех же рабочих условиях. Это в свою очередь может привести к завышенной оплате предприятием за электроэнергию.

По данной теме существует ряд публикаций, основанных на экспериментальных исследованиях.[1,2,3]

Для получения наиболее полной картины, отображающей характер изменения измерений при наличии в сети нелинейной нагрузки, были проведены теоретические исследования для трех наиболее распространенных типов электронных счетчиков реактивной энергии.

В качестве исходных данных для расчета приняты результаты экспериментального исследования сети с нелинейной нагрузкой «частотно-управляемый электропривод», проведенного авторами совместно со специалистами ФГУП «Центральный научно-исследовательский институт судовой электротехники и технологии».

Математические выражения для расчета реактивной мощности первым, вторым и третьем типом счетчиков представлены соответственно в формулах «1», «2», «3».

$$Q = \frac{1}{T} \int_0^T u(t) \cdot i \left(t + \frac{T}{4} \right) dt = \frac{1}{T} \int_0^T \left\{ [U_1 \sin(\omega \cdot t + \phi_1) + U_2 \sin(2 \cdot \omega \cdot t + \phi_2) + \dots] \cdot \left[I_1 \sin(\omega \cdot t + 90^\circ) + I_2 \sin(2 \cdot \omega \cdot t + 180^\circ) + I_3 \sin(3 \cdot \omega \cdot t + 270^\circ) + \dots \right] \right\} dt =$$

$$= U_1 I_1 \sin \phi_1 - U_2 I_2 \cos \phi_2 - U_3 I_3 \sin \phi_3 + U_4 I_4 \sin \phi_4 = Q_1 - P_2 - Q_3 + P_4 + \dots, \quad (1)$$

где $u(t)$, $i(t)$ – мгновенные значения напряжения и тока; T – период первой гармоники; U_i , I_i – амплитудные значения напряжения и тока для i -той гармоники; ω – частота первой гармоники; t – текущее время; Q_k , P_j – реактивная и активная мощности, соответственно на k -той и j -ой гармониках; ϕ_i – разность фаз между напряжением и током на i -той гармонике.

В этом случае производится сдвиг времени на четверть периода для тока – $\left(i \left(t + \frac{T}{4} \right) \right)$.

$$Q = \frac{1}{T} \int_0^T \omega \cdot \left(- \int u(t) \cdot i(t) dt \right) = \frac{1}{T} \int_0^T \omega \cdot \int (-U_1 \sin \omega t - U_2 \sin 2\omega t - U_3 \sin 3\omega t - \dots) \cdot (I_1 \sin(\omega t + \phi_1) + I_2 \sin(2\omega t + \phi_2) + I_3 \sin(3\omega t + \phi_3) + \dots) \cdot dt =$$

$$= U_1 I_1 \sin \phi_1 + \frac{U_2 I_2 \cos \phi_2}{2} + \dots = Q_1 + \frac{Q_2}{2} + \frac{Q_3}{3} + \dots \quad (2)$$

$$Q = \left\{ \sum_1^n \left[\frac{nT}{\omega} \int_0^T i_n(t) \cdot \left(\int u_n(\tau) dt \right) dt \right]^2 \right\}^{\frac{1}{2}} = \left\{ \sum_1^n \left[\frac{nT}{\omega} \int_0^T I_n(\omega t) \cdot \left(\int U_n(\omega t + \phi) dt \right) dt \right]^2 \right\}^{\frac{1}{2}} =$$

$$= (Q_1^2 + Q_2^2 + Q_3^2 + \dots)^{\frac{1}{2}}, \quad (3)$$

где n – номер соответствующей гармоники тока и напряжения.

По результатам исследования были вычислены погрешности показаний для трех типов счетчиков.

Погрешность каждого из счетчиков рассчитывалась относительно минимального значения из показаний трех типов счетчиков по выражению «4».

$$\delta = \frac{\Delta x}{x} = \frac{x_i - x_j}{x_j}, \quad (4)$$

где x_i – большее из сравниваемых показаний, x_j – меньшее из сравниваемых показаний.

На основе анализа полученных результатов были сделаны следующие выводы:

- наличие нелинейных нагрузок в системе электроснабжения предприятия значительно сказывается на показаниях счетчиков реактивной энергии;
- определено, что относительная погрешность измерения может значительно превышать погрешность самого прибора и достигать 6,36%, что является существенным фактором при оплате за электроэнергию;
- определено, что наибольшее влияние на погрешность измерения оказывают амплитуды гармоник «более 6%», а разность фаз приводит к ошибке до 2 %;
- сравнение экспериментальных и теоретических исследований проводимых для реальных условий нагрузки подтвердили сходные тенденции изменения погрешности. Однако теоретические исследования показали, что погрешность может достигать больших значений, чем это было установлено ранее при эксперименте.

Список литературы:

1. Behaviour of reactive energy meters in polluted power systems/ Barbaro P.V., Cataliotti A., Cosentino V., Nuccio S.// XVIII IMECO World congress Metrology for a Sustainable Development September, 17 – 22, 2006, Rio de Janeiro, Brazil
2. A Novel Approach Based on Nonactive Power for the Identification of Disturbing Loads in Power Systems/ Barbaro P.V., Cataliotti A., Cosentino V., Nuccio S.// IEEE Transactions on Power Delivery (2007) Volume: 22, Issue: 3, Pages: 1782-1789.

3. Агунов М.В., Агунов А.В., Вербова Н.М./Новый подход к измерению электрической мощности; Промышленная энергетика №2, 2004г.

УДК 681.5

Синтез нечётких регуляторов для управления энергообеспечением сложного объекта*В.Э. Осипова, Д.А. Яковлев**Забайкальский институт железнодорожного транспорта, г.Чита, Россия**E-mail: Valeri3307@mail.ru*

Рассмотрена теория составления модели управления на основе нечеткой логики. Представлен расчет аналитического выражения для определения значения управляющего воздействия при энергообеспечении сложного объекта. Полученные результаты представляют собой синтез нечетких регуляторов, позволяющий определить объем заказа топливно-энергетических ресурсов системы.

В настоящее время наблюдается интенсивное развитие и практическое применение нечетких систем управления и регулирования многих технических объектов, основанные на теории нечеткой логики.

Достоинства нечеткой логики, которые явно проявляются в нечетком управлении[3], заключаются, прежде всего, в том, что нечеткая логика позволяет удачно представить мышление человека, а именно способы принятия решений человеком, и способы моделирования сложных объектов средствами естественного языка.

Актуальность применения систем нечеткого моделирования, путем применения нечетких регуляторов, обусловлена тенденцией увеличения сложности математических моделей реальных систем. Традиционные методы построения моделей не приводят к удовлетворительным результатам, когда исходное описание подлежащей решению проблемы заведомо является неточным и неполным. Стремление получить исчерпывающую информацию для построения математической модели сложной реальной системы часто в принципе невозможно. В этих случаях целесообразно использовать методы специально ориентированные на построение моделей, учитывающих неполноту и неточность исходных данных. Именно в таких ситуациях технология нечеткого моделирования является наиболее конструктивной[2].

Железнодорожный транспорт характеризуется разветвленной структурой энергетического хозяйства. Основными видами потребляемых энергоресурсов являются электрическая энергия, используемая на тягу поездов, эксплуатационные нужды и подсобно-вспомогательную деятельность, дизельное топливо на тягу поездов, тепловая энергия на отопление, горячая и холодная вода, пар, сжатый воздух, используемые на эксплуатационные нужды и подсобно-вспомогательную деятельность. Сложность в описании объектов управления железнодорожного транспорта, а также сложность в получении априорной информации о поведении рассматриваемых систем делает актуальным применение нечеткого управления в сфере железнодорожного транспорта.

Задачей составления модели управления энергообеспечением на основе нечеткой логики Забайкальской Дирекции тепловодоснабжения (Заб.ДТВ), включающей в себя более 126 объектов, разрозненных по территории Забайкальского края, является определение величины потребления энергоресурсов, для обеспечения работы структурных подразделений рассматриваемой сложной системы.

К параметрам рассматриваемой системы относятся: температура окружающего воздуха, температура подачи воды в отопительную систему, качество и расход топлива, взаимосвязанные между собой. В связи с этим, в качестве выходного параметра системы будем рассматривать расход топлива P , а в качестве входных параметров – температура окружающего воздуха T^B , температура подачи воды в отопительную систему $T^П$ и качество топлива K .

Основными параметрами цифровых нечетких регуляторов, при которых производятся их синтез и расчет, являются, во-первых, количество и форма функций принадлежности $\mu_i(u)$ лингвистических терм-множеств и, во-вторых, диапазоны изменения входных и выходных лингвистических переменных.

Каждый из рассматриваемых параметров охарактеризуем при помощи трех терм-множеств: 1 - минимальное, 3 - среднее и 2 - максимальное значение параметра. Эти терм-множества описываются на универсальном множестве соответственно тремя функциями принадлежности. Выбор типа функции принадлежности определяется таким образом, чтобы

имелась возможность аналитического представления нечеткого множества в виде некоторой простой математической функции. Для рассматриваемых параметров системы определим треугольный тип функций принадлежности, определяемый по формулам [1]:

$$\begin{aligned}\mu_1(u) &= 1 - 2u & u \in [0,1] \\ \mu_2(u) &= 2u - 1 & u \in [0,1] \\ \mu_3(u) &= \begin{cases} 2u & u \in [0,0.5] \\ 2(1-u) & u \in [0.5,1] \end{cases}\end{aligned}$$

Критические значения каждого из термов находятся в определенных числовых диапазонах, представляющих собой матрицу:

$$T = \begin{bmatrix} T_{\min}^B & T_{sr}^B & T_{\max}^B \\ T_{\max}^{\Pi} & T_{sr}^{\Pi} & T_{\min}^{\Pi} \\ K_H & K_{sr} & K_B \end{bmatrix} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} -38 & -15,5 & -7 \\ 70 & 61 & 52 \\ 0 & 5 & 10 \end{bmatrix} = [P_{\min} \ P_{sr} \ P_{\max}] \Leftrightarrow [7 \ 15 \ 23]$$

В качестве примера проведем расчет для заданных входных параметров, имеющих следующие числовые значения: $T^B = -13$, $T^{\Pi} = 55$, $K = 4,23$.

Пересчет фиксированного значения x_i^* каждой лингвистической переменной x_i в соответствующий элемент $u^* \in [0,1]$ определяется выражением:

$$u_1 = (x_i^* + x_{ni}^*) / (x_{vi}^* + x_{ni}^*) \quad (1)$$

На основании представленной формулы (1) находим:

$$u_1 = (-13 + 38) / (-7 + 38) = 0,806$$

$$u_2 = (55 - 52) / (70 - 52) = 0,166$$

$$u_3 = (4,23 - 0) / (10 - 0) = 0,423$$

Для определения значения управляющего воздействия m^* формируется «результующая область», ограниченная итоговой функцией принадлежности, которая определяется из системы нечетких логических уравнений:

$$\mu^{mj}(x_1, x_2, x_3) = \mu^j(x_1) \wedge \mu^j(x_2) \wedge \mu^j(x_3) \quad (2)$$

В соответствии с лингвистическими правилами управления, формализованными системой нечетких логических уравнений (2), координаты линий «отсечений», ограничивающих результирующую фигуру, определяются по формулам:

$$A = \min[\mu_1(u_1), \mu_1(u_2), \mu_1(u_3)]$$

$$B = \min[\mu_2(u_1), \mu_2(u_2), \mu_2(u_3)]$$

$$C = \min[\mu_3(u_1), \mu_3(u_2), \mu_3(u_3)]$$

Основываясь на полученных значениях, построим результирующую область, позволяющую определить конкретное значение управляющего воздействия, для определения величины расхода топлива, необходимой на энергообеспечение любого объекта рассматриваемой системы.

Координаты полученной итоговой зависимости переносим на функции принадлежности выходной переменной управляющего воздействия и производим поиск абсциссы «центра тяжести» результирующей области u_c по формуле:

$$u_c = \frac{\int_0^1 u \mu(u) du}{\int_0^1 \mu(u) du} \quad (3)$$

Основываясь на представленной формуле (3), с учетом того, что «результующая область» приняла конфигурацию, где $A \leq C \leq B$, получим:

$$u_c = \frac{A \int_0^{A'} u du + \int_{A'}^{u_2} 2u^2 du + C \int_{u_2}^{0,5+u_2} u du + \int_{0,5+u_2}^{u_1} (2u-1)u du + B \int_{u_1}^1 u du}{A \int_0^{A'} du + \int_{A'}^{u_2} 2u du + C \int_{u_2}^{0,5+u_2} du + \int_{0,5+u_2}^{u_1} (2u-1) du + B \int_{u_1}^1 du}$$

После несложных вычислений, для полученной результирующей области определим, что $u_c=0,605$, которое преобразуем в значение управляющего воздействия P^* , согласно формулы (1):

$$P^* = 0.605 \cdot (23 - 7) + 7 = 16.68 \text{ т}$$

Графическое представление полученных результатов представлено на рисунке 1.

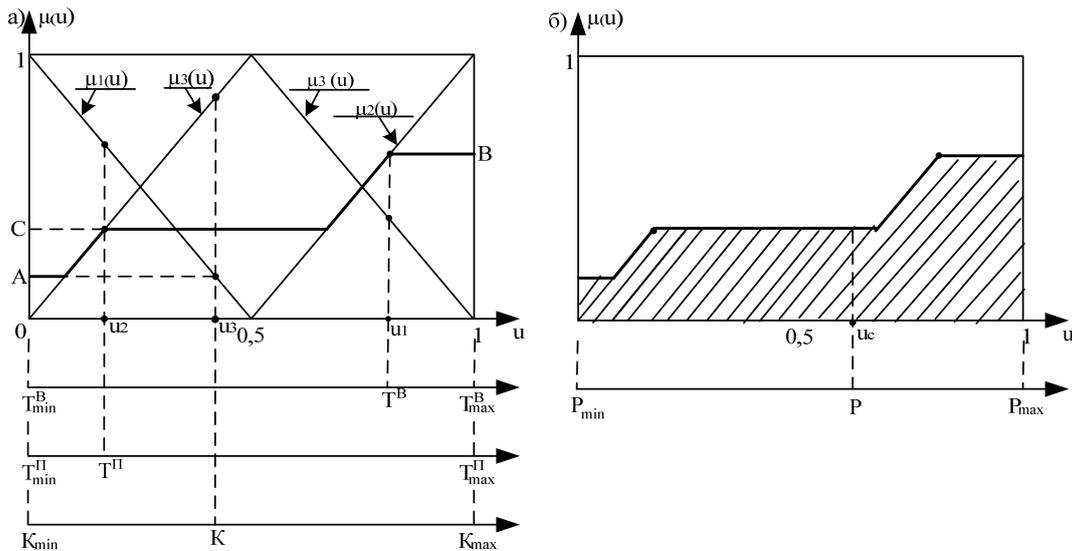


Рис. 1. Итоговая функция принадлежности (а) и результирующая область (б) для расчета управляющего воздействия

Выводы:

1 Рассмотрена теория составления модели управления на основе нечеткой логики системой энергообеспечения сложной системы, применимая для синтеза нечетких регуляторов.

2 Получено аналитическое выражение значения управляющего воздействия для определения величины расхода энергоносителя, необходимого для энергообеспечения любого объекта рассматриваемой системы.

3 Получена результирующая область, позволяющая определить величину топливно-энергетических ресурсов рассматриваемой системы.

Список литературы:

1. Гостев В.И. Проектирование нечетких регуляторов для систем автоматизированного управления.-СПб.:БХВ-Петербург, 2011.-416 с.
2. Леоненков А.В. Нечеткое моделирование в среде MATLAB и fuzzyTECH.-СПб.: БХВ-Петербург, 2003.-736 с.
3. Прикладные нечеткие системы: Пер.с япон.под редакц. Т.Тэрано, К.Асаи, М.Сугэно.-М.:Мир, 1993.-368с.