



УЧРЕДИТЕЛИ:

МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ,
РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ,
НТФ «ЭНЕРГОПРОГРЕСС»,
ФЕДЕРАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
И ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ ОБЩЕСТВ

Издается
с января 1930 года

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Электрические станции 6 2001

Содержание

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

- 2 **Джангиров В. А., Баринов В. А.** Рыночные отношения и системы управления в электроэнергетике
- 19 **Говсиевич Е. Р., Кузнецов В. А., Мельников А. П., Хажеев М. И., Эдельман В. И.** Интеграционные процессы при создании энергетическими и топливными предприятиями простого товарищества

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

- 26 **Осинцев В. В., Кузнецов Г. Ф., Петров В. В., Сухарев М. П.** Анализ эффективности сжигания природного газа и бурого угля ухудшенного качества на котлах БКЗ-210-140Ф Челябинской ТЭЦ-2
- 34 **Копсов А. Я., Штромберг Ю. Ю., Понасечкин С. А.** Об энергоустановках с пылеугольными котлами
- 38 **Горбуров В. И., Зорин В. М., Катковский С. Е., Колечкин Г. И., Крестов В. Б., Сергеев В. В., Хлебников А. А.** О некоторых особенностях распределения примесей в водяном объеме котла ТП-87
- 43 **Жаров А. П., Беликова Н. З., Келлер В. Д., Ржезников Ю. В., Комаров В. А.** Противопожарная система для турбоагрегатов энергоблоков ТЭС

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

- 47 **Холодный С. Д., Крачко В. А.** Определение допустимого тока нагрузки кабелей, проложенных в блоках
- 51 **Безруких П. П., Ландберг Л., Старков А. Н.** Атлас ветров России

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

- 55 **Брезгин В. И., Аронсон К. Э., Бродов Ю. М., Смирнов С. В., Петров В. Е., Колесников В. И., Осипов Н. Е.** Система постоперативного анализа показателей работы оборудования электростанций

ИСТОРИЧЕСКИЕ ВЕХИ И СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

- 63 **Славинский А. З.** Московскому заводу «Изолятор» им. А. Баркова – 105 лет

* * *

- 67 **Охотин В. Н.** (К 75-летию со дня рождения)

* * *

- 68 **Пономаренко В. С.** (Некролог)

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

Рыночные отношения и системы управления в электроэнергетике

Джангиров В. А., канд. эконом. наук, **Баринов В. А.**, доктор техн. наук

Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ-ЭНИН им. Г. М. Кржижановского

К концу 80-х годов на территории б. СССР было создано уникальное, самое мощное централизованно управляемое энергообъединение в мире – Единая энергосистема СССР (ЕЭС СССР) с установленной мощностью около 300 млн. кВт, работавшая параллельно с энергосистемами стран Восточной Европы и Монголии в составе энергообъединения “Мир”. Высокая эффективность ее работы была достигнута благодаря созданию иерархической системы управления, позволявшей решать весь комплекс задач, связанных с развитием и функционированием электроэнергетики страны в целом.

Образование независимых государств на территории СССР и раздел электроэнергетической собственности между ними привели к созданию в них собственных органов управления и самостоятельных субъектов хозяйствования в электроэнергетике, что обусловило нарушение прежних принципов управления. Существенные изменения структуры управления электроэнергетикой на территории б. СССР связаны также с начавшимися процессами структурных преобразований в электроэнергетике государств СНГ, что привело к образованию многочисленных собственников уже на уровне национальных энергосистем.

Процессы преобразований в электроэнергетике на территории б. СССР совпали по времени с крупными структурными преобразованиями в электроэнергетике различных стран мира, связанными с усилением конкуренции и установлением рыночных отношений в электроэнергетике. Пионерами таких преобразований являются Великобритания, Норвегия, Чили. В настоящее время процессы структурных преобразований в электроэнергетике проводятся в Австралии, США, европейских странах, странах Латинской Америки, Китае и других странах. Эти преобразования проводятся по существенно различным схемам и их опыт, а также опыт реформирования в электроэнергетике самих стран СНГ представляется исключительно важным для выбора дальнейших путей реформирования электроэнергетики стран СНГ.

Статья посвящена вопросам анализа основных принципов и моделей управления электроэнергетикой, а также структурных преобразований, осуществляемых в различных странах мира, оценке возможных последствий этих преобразований, а также предложениям по возможным направлениям совершенствования структур управления электроэнергетикой стран СНГ, базирующимся на многолетнем опыте работы авторов в области планирования развития и управления функционированием энергосистем.

Основные модели управления электроэнергетикой. В организации систем электроснабжения разных стран мира имеют место существенные различия, которые обусловлены ходом исторического развития экономики этих стран и последовательного углубления интеграции их энергокомпаний. Имеются страны, в которых энергосистемы образуют сотни и тысячи энергокомпаний различных форм собственности – государственной, общественной, частной, смешанной (например, США, Германия), а также страны, в которых производство, передача и распределение электроэнергии осуществляются практически одной вертикально интегрированной энергокомпанией (например, Франция).

В качестве основной цели работы энергосистем обычно принимается обеспечение надежного электроснабжения потребителей при наименьших затратах. До последнего времени доминировали системы электроснабжения, в которых электроэнергетическим компаниям представлялись исключительные права на монопольное электроснабжение потребителей на определенной “привилегированной” территории. В порядке компенсации за эти исключительные права энергокомпания должны были нести ответственность за электроснабжение потребителей на этой территории и контролировались органами власти в части инвестиций, тарифов, соблюдения антимонопольного законодательства [1 – 3].

При совместной работе энергокомпаний для обеспечения надежного и экономичного электроснабжения потребителей необходима организация скоординированного управления их совместной работой. Для этого энергокомпании договариваются об общей цели, обеспечивают взаимный обмен данными, договариваются об общих критериях надежности, разделяют выгоду от сотрудничества. Координация затрагивает различные направления деятельности: оптимизацию капиталовложений, оптимизацию использования топливных ресурсов и гидроресурсов, планирование ремонтов, выбор оптимального состава работающих агрегатов, экономичное распределение нагрузки, регулирование частоты, что имеет место в большинстве энергосистем и их объединений в США и Европе.

Обычно в крупных энергообъединениях энергокомпания ответственны за обеспечение надежности собственных систем и не несут ответственности за надежность покрытия нагрузки всей национальной энергосистемы. Энергокомпании имеют добровольные соглашения по критериям надежности для планирования и эксплуатации систем генерации и передачи электро-

энергии, что обеспечивает надежность покрытия нагрузки всей системы. Такие критерии приняты в Северной Америке, в UCTE и Nordel System в Европе.

Для повышения эффективности электроснабжения потребителей наряду с координацией важное значение имеет конкуренция. С точки зрения конкуренции, различаются четыре основные модели структурирования электроэнергетики, представленные в таблице [4, 5].

Модель 1. Монополия на всех уровнях. Производители электроэнергии не конкурируют между собой, и никто не имеет права выбора производителя электроэнергии. При такой схеме только одна компания имеет монополию на производство электроэнергии и доставку ее по передающей сети к распределительным компаниям или конечным потребителям в зависимости от наличия или отсутствия распределительных компаний. Энергоснабжение потребителей в монополярной модели осуществляется энергокомпанией, на которую возложена эта обязанность. Такая форма вертикально интегрированной организации позволяла в течение долгого времени осуществлять развитие широкомащтабных передающих систем и строительство крупных электростанций. Эти экономические преимущества были убедительными аргументами в пользу такой модели много лет. Полная монополия также позволяет Правительству решать такие общественные задачи, как оказание субсидий бедным территориям, осуществление сельской электрификации, развитие использования местных видов топлива, развитие новых технологий и др.

Модель 2. Единственный покупатель. Имеется один покупатель (покупающее агентство), который выбирает производителей электроэнергии из ряда электростанций или генерирующих компаний, осуществляя конкуренцию между ними. Единственный покупатель имеет монополию на передающие сети и продажу электроэнергии потребителям. Эта модель также дает возможность Правительству решать общественные задачи. Вместе с тем она позволяет избежать ряд затрат, присущих более дерегулированным системам, связанным, в частности, со стоимостью ведения оптового рынка и доступа к передающей сети, а также увеличением стоимости капитала из-за повышения технологического риска. Система с одним покупателем требует долгосрочных контрактов между покупателем и независимыми производителями энергии. В этом случае независимые производители гарантированы против

рыночного риска. В основе контрактов лежит стоимость производства электроэнергии. Независимые производители конкурируют по степени участия в работе энергосистемы той или иной электростанции, однако их доходы гарантируются, пока электростанция работает. При этой гарантии они могут участвовать в финансировании электростанций с очень высокой долей заемного капитала. Рыночный и технологический риск ложится через единственного покупателя на потребителей. Изолируя в определенной степени собственников электростанций от действия рыночных сил, модель 2 оставляет в руках центральных планирующих органов много возможностей выбора в том, что, когда и где построить. Модель с единственным покупателем, так же, как и модель 1, используется много лет и доказала свою эффективность.

Модель 3. Конкуренция на оптовом рынке. Распределительные компании, занимающиеся розничной торговлей, покупают электроэнергию непосредственно от производителей и доставляют ее через передающую сеть потребителям. Распределительные компании все еще имеют монополярное право на электроснабжение конечных потребителей. Однако имеется открытый доступ к передающей сети производителей электроэнергии и распределительных компаний. В этой модели конкуренция может расширяться за счет того, что все производители могут продавать электроэнергию многим потребителям.

Большее число покупателей делает рынок более конкурентным и более динамичным. Владельцы электростанций будут более тщательно подходить к новым инвестициям. При этом увеличение риска для владельцев электростанций увеличивает стоимость их капитала. Оптовая конкуренция также увеличивает стоимость осуществления сделок, требуя рыночных и сетевых соглашений. Эта модель исключает возможность Правительства в полной мере влиять на выбор новых технологий по производству электроэнергии.

Модель 4. Конкуренция на розничном рынке или прямой доступ. В этом случае все потребители имеют право выбора своего поставщика электроэнергии. Для них имеется открытый доступ как к передающей, так и к распределительной сети.

Реформирование электроэнергетики в западных странах. Реформирование в Англии и Уэльсе. До 1990 г. централизованная система электроснабжения в Англии

Основные модели структурирования электроэнергетики

Модель структурирования электроэнергетики	Монополия	Единственный покупатель	Конкуренция на оптовом рынке	Конкуренция на розничном рынке
Определение	Монополия на каждом уровне	Конкуренция среди производителей электроэнергии		
		с единственным покупателем	плюс выбор для распределительных компаний	плюс выбор для потребителей
Имеется ли конкуренция для производителей электроэнергии?	Нет	Да	Да	Да
Имеют ли розничные торговцы право выбора?	Нет	Нет	Да	Да
Имеет ли конечный потребитель право выбора?	Нет	Нет	Нет	Да

и Уэльсе включала Центральное управление по производству и распределению электроэнергии (Central Electricity Generating Board – CEGB) и 12 региональных управлений (Area Boards). CEGB было владельцем и эксплуатировало подавляющую часть электростанций и основные электрические сети. Все 12 Area Boards были владельцами и эксплуатировали распределительные сети и осуществляли передачу электроэнергии от CEGB потребителям. В феврале 1988 г. Правительство представило предложение по реструктуризации и последующей приватизации электроэнергетики в Англии и Уэльсе, предусматривающие введение конкуренции в систему генерации и снабжения электроэнергией при сохранении монопольных структур в системе передачи и распределения электроэнергии. В 1989 г. был принят закон об электроэнергетике, а в марте 1990 г. после соответствующих приготовлений новая структура управления электроэнергетикой была введена в действие. В результате приватизации были образованы 12 региональных энергокомпаний (Regional Electricity Company – REC) на территории соответствующих 12 Area Boards. Региональные энергокомпании были обязаны предоставлять всем одинаковые условия для использования своих систем распределения и обеспечивать электроснабжение любых потребителей на территории, обслуживаемой ими, за исключением особых обстоятельств, и их основная деятельность должна была заключаться в распределении электроэнергии и электроснабжении потребителей. В результате преобразования CEGB были сформированы две энергокомпании, производящие электроэнергию на тепловых и гидроэлектростанциях – National Power мощностью 27 ГВт и PowerGen мощностью 19 ГВт, энергокомпания с атомными электростанциями мощностью 9 ГВт и небольшим числом гидроэлектростанций, находящаяся в государственной собственности – Nuclear Electric, а также национальная сетевая компания (The National Grid Company – NGC). В последующем число генерирующих компаний возросло до 20. NGC были переданы электрические сети напряжением 275 – 400 кВ с понижающими трансформаторами, которые питают REC и крупных потребителей, межсистемные связи с Францией и Шотландией, а также гидроаккумулирующие электростанции мощностью 2000 МВт [6, 7].

В соответствии с законом об электроэнергетике для того, чтобы производить, передавать, распределять и снабжать потребителей электроэнергией, необходимо иметь лицензии, которые должны содержать основные положения по процедуре регулирования. Надзорными регулирующими органами в электроэнергетике Англии и Уэльса являются Государственный секретарь (The Secretary of State) и Генеральный директор системы электроснабжения (The Director General of Electricity Supply – DGES). Их обязанности и полномочия определены законом об электроэнергетике. Они касаются главным образом вопросов лицензирования, контроля за ценами, за выполнением требований охраны окружающей среды и за развитием электроэнергетики страны в целях защиты интересов общества.

Лицензия для производства электроэнергии требуется для любой электростанции мощностью более 50 МВт. Любая электростанция мощностью 100 МВт и

выше должна предоставлять генерирующие агрегаты для диспетчерского распределения, осуществляемого NGC. Требуется, чтобы генерирующие источники удовлетворяли требованиям Сетевого и Распределительного кодексов (Grid Code and Distribution Code), а также предоставляли бы по требованиям NGC дополнительные услуги, связанные с обеспечением надежности и устойчивости передающей системы.

Кроме того, все держатели лицензий для производства электроэнергии должны подчиняться условиям Кодекса топливной безопасности (Fuel Security Code).

Лицензия на передачу электроэнергии принадлежит NGC.

Основные функции NGC заключаются в следующем:

- эксплуатация и развитие основной передающей сети в Англии и Уэльсе;

- создание благоприятных условий для конкуренции в производстве и поставке электроэнергии;

- планирование и диспетчерское управление генерирующими агрегатами в Англии и Уэльсе в соответствии с порядком приоритетов, а также потоками мощности из Франции и Шотландии;

- обеспечение надежности и качества электроснабжения, включая частоту и напряжение.

В обязанности NGC также входит подготовка предложений по условиям для присоединения и использования передающей сети, которые должны быть одобрены DGES. Кроме того, требуется, чтобы NGC подготавливала ежегодно отчет (Seven Year Statement), в котором должна содержаться информация, касающаяся характеристик передающей сети и позиции NGC относительно частей передающей сети, наиболее подходящих для новых присоединений, а также передачи потоков электроэнергии в перспективе. NGC не должна проявлять дискриминацию в отношении участников электроэнергетического рынка.

Каждая региональная распределительная сеть эксплуатируется отдельным владельцем, имеющим для этого лицензию, при этом от каждого владельца требуется подготовка предложений по условиям присоединения и использования распределительной системы, одобренных DGES.

Для снабжения электроэнергией имеются два типа лицензий: лицензии общего электроснабжения (лицензии первого уровня связей), владельцами которых являются REC, и лицензии электроснабжения второго уровня, когда потребители получают электроэнергию не от REC, на территории которой они находятся, а от других поставщиков электроэнергии. REC имеют право выбора между покупкой электроэнергии от новых генерирующих компаний и строительством собственных электростанций для удовлетворения потребительского спроса. В 1990 г. право выбора поставщика электроэнергии получили потребители мощностью 1 МВт и выше, в 1994 г. этот уровень был снижен до 100 кВт, в 1998 г. всем потребителям было предоставлено право свободного выбора поставщика электроэнергии.

Требуется, чтобы каждая REC вела отдельный учет ее распределительного, электроснабжающего и генерирующего бизнеса.

Для того, чтобы защитить пользователей электрических сетей, лицензии для передачи и распределения электроэнергии предусматривают контроль держателей лицензий в отношении установления предельной оплаты за присоединение и использование сети. Этот контроль обычно устанавливает значение максимально разрешенного среднего дохода. При этом значение разрешенного дохода связывается с инфляцией и коэффициентом эффективности. Этот контроль обычно называется как ценовой контроль RPI-X. Чтобы учесть неопределенность в доходе, вводится коэффициент коррекции, обычно называемый К-член, который позволяет компенсировать неточность в оценке дохода из-за неопределенности за счет дополнительных оплат в последующие годы. Разрешенный доход учитывает эксплуатационные расходы, капитальные затраты, амортизационные отчисления и приемлемую норму прибыли. Другие затраты, связанные с передачей электроэнергии, такие, как сетевые ограничения, дополнительные услуги, называемые как Uplift, потери в передающей сети, оплачиваются потребителями через пул. NGC заключает с производителями электроэнергии договора, в соответствии с которыми NGC принимает ответственность для управления дополнительными услугами. Эти договора называются с недавнего времени "схема услуг по передаче" (Transmission Services Scheme). NGC должна действовать так, чтобы сократить оплаты, связанные с дополнительными услугами.

Цель преобразований в электроэнергетике Англии и Уэльса состояла в том, чтобы обеспечить условия, при которых рыночные силы привели бы к оптимизации развития и функционирования электроэнергетического сектора путем введения рыночных отношений в электроэнергетику. В соответствии с введенными рыночными правилами продажа и покупка электроэнергии осуществляются между производителями электроэнергии и снабжающими компаниями в соответствии с правилами пула, которые управляют функционированием рынка. Пул сам не покупает и не продает электроэнергию.

Все производители электроэнергии, которые вырабатывают более 50 МВт от одной электростанции, и поставщики электроэнергии, которые поставляют более 500 кВт мощности потребителям, должны быть участниками пула.

Собственники генераторов, которые хотят продать электроэнергию, предлагают цену электроэнергии, выработываемой каждым генератором для каждого часа следующего дня, а также их готовность и эксплуатационные характеристики. NGC собирает все предложения вместе и образует порядок приоритетов с наиболее дешевой предлагаемой ценой на самой верхней ступени и наиболее дорогой ценой на нижней ступени. Это дает возможность NGC составить график загрузки агрегатов для покрытия нагрузки следующего дня, начиная с высшего приоритета без учета сетевых ограничений. Тем самым, график используется для вычисления граничной цены электроэнергии (System Marginal Price – SMP), которая принимается равной наиболее высокой цене предложения выбранного генератора.

SMP является главным элементом в установлении покупной цены пула (Pool Purchase Price – PPP). Вто-

рым элементом покупной цены пула является мощностной элемент, который служит цели обеспечения необходимой генерирующей мощности энергосистемы. В целом покупная цена электроэнергии пула определяется по формуле:

$$PPP = SMP + LOLP (VLL - SMP),$$

где *LOLP* – вероятность потери нагрузки, определяемая для каждого получаса; *VLL* – стоимость аварийно недопущенной электроэнергии.

При наличии ограничений передающей сети NGC составляет график загрузки агрегатов с учетом ограничений передающей сети. При этом собственники генераторов, чья цена предложения размещает их вне первоначального порядка приоритетов, оплачиваются по их цене предложения. Собственники генераторов, чья цена предложения находится в порядке приоритетов, но которые исключаются ограничениями передачи, оплачиваются с учетом потери доходов. Поэтому ограничения передачи непосредственно увеличивают стоимость электроэнергии и при небольших передающих возможностях электрических сетей конкуренция остается в пределах предложений цены и не имеется никакой отсеивающей процедуры конкуренции.

Затраты, связанные с ограничениями пропускной способности сети, добавляются к покупной цене пула. Кроме ограничений передающей сети покупную цену пула увеличивает оплата дополнительных услуг, оказываемых поставщиками электроэнергии и необходимых для функционирования всей энергосистемы. К этим услугам относятся: поддержание системного резерва; регулирование частоты (первичное и вторичное) и напряжения; обеспечение способности для восстановления режима энергосистемы после тяжелых аварий.

Оплата дополнительных услуг осуществляется на контрактной основе, и эта сфера услуг представляет собой быстро развивающийся бизнес.

Продажная цена пула дополнительно учитывает потери электроэнергии в электрической сети пула, а также плату за использование электрической сети пула. Значение последней составляющей различается в различных районах основной электрической сети. Там, где имеется дефицит активной мощности, она меньше для производителей электроэнергии и больше для потребителей, а там, где избыток, – больше для производителей и меньше для потребителей. Этим стимулируется строительство электростанций в районах с дефицитом мощности и рост потребления в районах с избытком мощности. Предполагается также ввести зональную систему учета потерь электроэнергии.

Для предотвращения неоправданно больших затрат у потребителей, покупающих электроэнергию по ценам пула, в случаях чрезмерного резкого повышения стоимости электроэнергии из-за резкого дефицита мощности в практику введены страховочные (хеджировые) контракты, предусматривающие компенсацию потребителям убытков в случае увеличения цены на электроэнергию выше согласованного уровня.

Расчеты платежей между производителями и потребителями электроэнергии с различными уточнениями и согласованиями производятся в течение 28-дневного цикла с момента поставки электроэнергии.

Взаимодействие между NGC и компаниями, производящими электроэнергию, регламентируется сетевым кодексом, который охватывает широкий спектр вопросов, в том числе вопросы обеспечения данными о возможностях электростанций, технические требования для присоединения электростанций к сети, детальные процедуры для работы в нормальных и аварийных условиях и др.

В настоящее время в Англии и Уэльсе существует открытая конкуренция, при которой любой производитель электроэнергии может иметь контракт на снабжение любого потребителя через сеть NGC и распределительную сеть региональной электрической компании (REC), к которой подключен потребитель. Подобно этому, любая REC может иметь контракт на снабжение любого потребителя, присоединенного к распределительной сети другой REC, через систему NGC и сеть REC этого потребителя.

В надзорно-регулирующие функции Государственного секретаря и DGES входит обязательство рассматривать воздействие систем генерации, передачи, распределения и поставки электроэнергии на окружающую среду. В соответствии с законом об электроэнергетике каждый владелец лицензии должен подготовить и представить отчет, показывающий, каким образом он предлагает выполнить обязательства по охране окружающей среды, предъявляемые правительством.

У государства имеется право на утверждение планов строительства или расширения электростанций мощностью более 50 МВт и воздушных линий электропередачи. В законе об электроэнергетике и лицензиях предусмотрены четкие механизмы по обеспечению надежности всей энергосистемы.

Механизмы управления в США. В США имеется более 3200 различных энергокомпаний, которые снабжают электроэнергией более 100 млн. потребителей. Среди них порядка 700 энергокомпаний имеют генерирующие источники. Многие энергокомпании являются чисто распределительными.

В электроэнергетике США существуют три основные формы собственности энергокомпаний: частная, государственная и кооперативная. Почти все частные энергокомпании в США зарегистрированы как акционерные общества. Существует ряд юридических категорий энергокомпаний, находящихся в частной собственности. Имеются более 200 акционерных энергокомпаний общего пользования (utility), которые имеют монопольное право на производство, передачу и сбыт электроэнергии на определенной географической территории. В обмен на монопольное право энергокомпания общего пользования должна устанавливать тарифы в соответствии с требованиями ценового регулирования, определяемого регулирующими органами, и не имеет права отказывать в электроснабжении ни одному из потребителей в пределах этой территории.

Около 70% электроэнергии в США производится энергокомпаниями общего пользования. Имеются частные энергокомпании, не имеющие статуса энергокомпаний общего пользования (Non-utility generators – NUGs), которые не имеют обязательств по обслуживанию потребителей на определенной территории. В государственной собственности находятся федеральные

энергокомпании, энергокомпании, являющиеся собственностью штатов или местных органов власти, а также муниципальные энергосистемы, число которых превышает 2000. В настоящее время существуют 10 энергокомпаний, находящихся в федеральной собственности, а также два федеральных агентства, в собственности которых находится ряд гидроэлектростанций. Имеется более 900 энергокомпаний, находящихся в кооперативной собственности. Эти компании управляются группой лиц, одновременно являющихся и владельцами компании и предприятий, потребляющих электроэнергию. В США большая часть выработанной электроэнергии поступает на оптовые рынки сбыта и только потом сбывается потребителям. В целом по стране три типа предприятий продают больше электроэнергии, чем покупают: энергокомпании, не имеющие статуса энергокомпаний общего пользования, федеральные энергокомпании и энергокомпании, находящиеся в собственности штата или местных органов власти. Энергокомпании общего пользования, муниципальные энергосистемы и кооперативы покупают больше электроэнергии, чем продают. Все эти предприятия связаны электрическими сетями и должны координировать свои действия.

Регулирующими органами в электроэнергетике США является Федеральная энергетическая регулирующая комиссия (Federal Energy Regulatory Commission – FERC), а также комиссии по регулированию энергокомпаний общего пользования штатов (State public utility commissions). FERC наблюдает за тарифами на оптовых рынках, а также за тарифами на передачу электроэнергии. Тарифы для конечных потребителей регулируются комиссиями штатов.

Несмотря на то, что в электроэнергетике США имеется большое число самых различных энергокомпаний, в стране создана на добровольной основе весьма эффективная и надежная система электроснабжения потребителей в виде трех синхронно работающих больших энергообъединений, связанных между собой линиями электропередачи постоянного тока: Восточное энергообъединение (Eastern Interconnection), покрывающее 2/3 территории страны, Западное энергообъединение (Western Interconnection), энергообъединение штата Техас. Эта эффективность достигается посредством заключения самых разнообразных соглашений между энергокомпаниями. Управление тремя энергообъединениями осуществляется более чем в 150 центрах управления.

После тяжелой системной аварии в 1965 г. в США было признано целесообразным создание координационной организации по вопросам надежности и в 1968 г. был создан Северо-Американский электроэнергетический Совет по надежности (North American Electric Reliability Council – NERC). NERC обеспечивает координацию деятельности десяти региональных Советов по обеспечению надежности. Советы по надежности были созданы на основе добровольных соглашений энергокомпаний, которые объединились с целью повышения надежности электроснабжения на региональном и национальном уровнях.

В электроэнергетике США существует большое разнообразие механизмов координации и конкуренции,

а также имеется сильное регулирование со стороны государства, осуществляемое Федеральной энергетической комиссией, комиссиями по регулированию штатов, а также Министерством энергетики.

Существуют три основные координирующие процедуры в обмене электроэнергией: центральное распределение; последовательное распределение; брокерская процедура.

Каждая из этих координирующих процедур может охватывать: экономическое распределение нагрузки; выбор оптимального состава работающих агрегатов; обеспечение надежности; планирование ремонтов оборудования.

Процедура центрального распределения предусматривает формирование несколькими энергокомпаниями центральной диспетчерской группы, которая определяет экономичное распределение мощностей так, как если бы это была одна энергокомпания. В этом случае имеется центральный диспетчерский пункт, который отвечает за надежную и экономичную работу всего энергообъединения. Определение экономии, получаемой за счет оптимизации совместной работы электростанций, и ее распределение между участвующими в группе энергокомпаниями проводятся в соответствии с договоренностями.

Наиболее общей координирующей процедурой является последовательное распределение. В этом случае каждая энергокомпания составляет план загрузки своих генерирующих источников, исходя из собственных затрат на производство электроэнергии. Планы каждой энергокомпании итеративно согласуются с планами соседних энергокомпаний таким образом, чтобы приблизиться к стоимости производства электроэнергии, которая была бы при центральном планировании. Каждая энергокомпания имеет свой диспетчерский центр, который обменивается информацией с диспетчерскими центрами соседних энергокомпаний. Последовательное распределение предусматривает заключение двусторонних и многосторонних соглашений на поставку мощности, электроэнергии или других услуг.

Брокерская процедура является разновидностью процедуры последовательного распределения и основывается на двусторонних сделках. С помощью специальной вычислительной программы на основе предложений покупателей и продавцов, максимизирующей выгоды от сделок даются рекомендации по заключению этих сделок, которые являются основой для заключения двусторонних соглашений.

Все сделки между энергокомпаниями основываются на принципе, согласно которому каждая энергокомпания в конечном счете несет ответственность за электроснабжение своих потребителей. Каждая энергокомпания выбирает, каким образом обеспечить своих потребителей электрической энергией. Каждая энергосистема может использовать свои собственные источники, либо частично или полностью покрыть свои потребности от других энергокомпаний или других производителей электрической энергии.

Основными типами соглашений и контрактов по продаже электроэнергии в Северной Америке являются: соглашения по обмену электроэнергией с целью лучшего использования генерирующих мощностей,

когда один участник снабжает электроэнергией другого, а последний затем ее возвращает;

соглашения по “твердым” поставкам мощности, представляющие договора, по которым продавец соглашается обеспечить покупателя определенным количеством мощности и связанной с этим электроэнергией;

соглашения по обеспечению системной надежности, включающие аварийную поставку мощности и электроэнергию в аварийных режимах и вращающегося резерва мощности;

соглашения по экономическому обмену электроэнергией, когда покупатель покупает электроэнергию по меньшей стоимости вместо ее производства с более высокой стоимостью;

соглашения по созданию “банка” электроэнергии, предусматривающие наиболее целесообразное использование ресурсов ГЭС и ТЭС в двух энергосистемах, в частности, использование ГЭС в энергосистеме с избыточными ресурсами для покрытия графиков нагрузки в энергосистеме, содержащей ТЭС.

Повышение конкуренции в электроэнергетике США характеризовалось тремя основными тенденциями:

увеличение давления на энергокомпании с целью заставить их покупать мощность у независимых электростанций;

увеличивающиеся попытки крупных потребителей и местных распределительных компаний выбирать других поставщиков электроэнергии, а не местные энергокомпании;

увеличивающиеся требования на доступ в электрическую сеть для продажи и покупки электроэнергии.

В 1978 г. Конгресс США принял закон о политике общественного регулирования в электроэнергетике (Public Utility Regulatory Policy Act – PURPA), который стимулировал повышение эффективности использования органического топлива за счет развития систем комбинированного производства тепла и электроэнергии, производителей, использующих нетрадиционные источники энергии, а также конкуренцию в производстве электроэнергии. Закон обязал энергокомпании покупать электроэнергию от независимых производителей электроэнергии, удовлетворяющих определенным критериям (так называемые, QF-производители) [8].

В соответствии с законом цена электроэнергии QF-производителей должна была определяться не на основе стоимости ее производства QF-производителем, а должна была соответствовать стоимости замещаемой электроэнергии (avoided cost). Термин “avoided cost” определялся в PURPA как стоимость дополнительной электроэнергии, производимой самой энергокомпанией. Несмотря на столкновения с энергокомпаниями, независимые производители электроэнергии стали процветать и развиваться.

Дальнейшее развитие конкуренции в США было связано с принятием закона об энергетической политике (Energy Policy Act) в 1992 г., который разрешил оптовым покупателям выбор снабжающей организации и создал новую категорию производителей электроэнергии – свободных оптовых производителей (Exempt wholesale generators – EWGS), освободив их от ограничений, предусмотренных законом 1935 г. о холдинговых компаниях общего пользования. В соответствии с

законом EWGS должны рассматриваться как производители электроэнергии для оптового рынка, которые не владеют передающей сетью и не продают электроэнергию конечным потребителям. Они не регулируются, их электроэнергия покупается на рыночных условиях и энергокомпании не обязаны покупать электроэнергию, производимую EWGS. Однако закон предоставил EWGS и QF-производителям право доступа к удаленным оптовым рынкам электроэнергии и дал право Федеральной энергетической комиссии давать указания энергокомпаниям общего пользования пропускать потоки электроэнергии через их сети.

В апреле 1996 г. Федеральная энергетическая комиссия выпустила два распоряжения № 888 и 889, имеющие целью повысить конкуренцию на оптовых рынках электроэнергии. Распоряжение № 888 касается вопросов открытого доступа к электрической сети и возмещения затрат, которые могут быть потеряны в результате введения конкуренции.

Распоряжение № 889 требует от энергокомпаний общего пользования установки электронных средств для предоставления информации о допустимой передающей способности электрической сети, так называемой, Open Access Same – Time Information System (OASIS). В дополнение к этому штаты начали проводить работу по введению конкуренции на розничных рынках электроэнергии.

Каждый штат следует в этой работе своей собственной программе. Большую активность к дерегулированию и перестройке проявляют штаты, где большая средняя стоимость электроэнергии – порядка 10 центов за 1 кВт·ч, менее активны штаты, где цена на электроэнергию составляет порядка 6 центов за 1 кВт·ч и меньше.

В соответствии с указанными распоряжениями № 888 и 889 от всех энергокомпаний общего пользования, которые владеют, управляют и эксплуатируют передающие сети, требуется:

представлять недискриминационные тарифы открытого доступа по передаче электроэнергии, содержащие минимум условий;

оказывать услуги по передаче (включая дополнительные услуги) и покупкам электроэнергии по тарифам открытого доступа;

разработать и поддерживать информационную систему OASIS;

разделить бизнес по передаче электроэнергии от бизнеса по производству электроэнергии.

В США имеет место беспокойство, что новые механизмы повышения конкуренции в электроэнергетике могут отрицательно повлиять на надежность функционирования энергообъединений США. NERC выступил с рядом инициатив по обеспечению надежности функционирования энергообъединений США в условиях открытого доступа к передающей сети, в том числе учредить координаторов по безопасности (Security Coordinators) внутри каждого регионального Совета по надежности для координации эксплуатационных процедур в нормальных и аварийных условиях, таких, как устранение перегрузок передающих линий.

Регулирующая структура в электроэнергетике США в настоящее время находится в стадии эволюционных изменений. Много дебатов ведется в части рас-

пределения обязательств контроля за надежностью между NERC, FERC, Министерством энергетики, штатами, зонами управления и собственниками электроэнергетических объектов. Серьезной проблемой является проблема компенсации затрат, которые могут быть потеряны собственниками в результате ввода конкуренции. Кто будет их оплачивать и каким образом?

Важным вопросом является определение роли независимого оператора системы (ISO) в построении эффективного конкурентного рынка электроэнергии и ряд других вопросов.

В настоящее время в США создается нормативно-правовая база, соответствующая новым условиям конкурентной среды. Это, в частности, касается эксплуатационных критериев и правил работы энергосистем в США и Канаде, а также правил совместной работы энергокомпаний в пулах в условиях конкурентной среды.

Реформирование электроэнергетики в США затронуло всех участников как самого процесса производства, транспорта, распределения и поставки электроэнергии потребителям, так и регулирующие органы – NERC, FERC, Министерство энергетики, Комиссии по регулированию штатов. Результаты этих реформ, как указывается в американских источниках информации, не могут быть определенно предсказаны, так же, как и не могут быть предвидены все возможные последствия реформ. Однако уже сейчас давление конкуренции привело к тому, что энергокомпании общего пользования сокращают штаты, реорганизуют компании, ведут слияние с другими компаниями для сокращения затрат, расширяют свою сферу бизнеса, покупают иностранные компании. Идет быстрое развитие брокеров и энергетических торговцев [8, 9]. Проявились уже и негативные тенденции, связанные со снижением резервов мощности, сокращением развития передающей сети, что в условиях увеличения использования передающей сети привело к снижению надежности работы энергосистем США и вызвало выпуск Федеральной энергетической комиссией США 13/V 1999 г. указания о создании региональных организаций по передаче электрической энергии (Regional Transmission Organizations) [10, 11].

Механизмы управления в Норвегии. В электроэнергетике Норвегии существует большое число энергокомпаний, в том числе:

около 100 энергокомпаний, занимающихся производством, передачей и распределением электроэнергии;

около 100 энергокомпаний, занимающихся производством и передачей электроэнергии;

около 110 распределительных энергокомпаний с незначительной генерацией или ее полным отсутствием.

В Норвегии 34 энергокомпании имеют 96% генерирующих мощностей, 5 самых крупных из них – 58% мощностей, муниципальные энергокомпании владеют 55% и частные – 15% генерирующих мощностей.

Закон об электроэнергетике, вошедший в действие с 1/1 1991 г., отделил конкурентные сферы от монопольных. Закон определил сферы производства и поставки электроэнергии как сферы, в которых должна быть введена конкуренция. Сферы передачи и распределения электроэнергии должны развиваться и функционировать как естественные монополии. В вертикально

интегрированных компаниях закон потребовал разделения отчетности по видам деятельности. Закон обязал владельцев сетей обеспечивать транспорт электроэнергии для любого поставщика или потребителя электроэнергии на одинаковых условиях для всех. Закон предоставил потребителям право на покупки электроэнергии у любого поставщика электроэнергии; установил необходимость получения лицензий для строительства, расширения и эксплуатации объектов электроэнергетики, а также ввел новый тип лицензии – лицензии на торговлю.

Государство выступило инициатором разделения государственной энергокомпании Statkraftverkene на две: генерирующую компанию Statkraft SF (the Norwegian Energy Corporation) и сетевую компанию Statnett SF (the Norwegian Power Grid Company). Statkraft владеет порядка 30% всех генерирующих мощностей, Statnett владеет около 75% основной передающей сети.

Норвежская сетевая компания была учреждена 1/1 1992 г. Ее основные функции заключаются в следующем: эксплуатировать и развивать часть передающей сети, принадлежащей государству;

осуществлять планирование всей норвежской энергосистемы;

координировать оперативную работу всей норвежской энергосистемы в качестве системного оператора; организовать норвежский конкурентный энергетический рынок;

осуществлять торговлю электроэнергией с иностранными государствами.

Основным регулирующим агентством в электроэнергетике Норвегии является Норвежский директорат по водным ресурсам и энергетике (Norwegian Water Resources and Energy Directorate – NVE), являющийся подчиненным органом Министерства нефти и энергетики (Ministry of Petroleum and Energy). В его функции входит гидрологическое обследование, наблюдение за наводнениями, безопасностью дамб, инвентаризация гидроресурсов, лицензирование как развития ГЭС, так и строительства и эксплуатации электроустановок и районных котельных. NVE регулирует монополии по передаче и распределению электроэнергии, осуществляя контроль за предлагаемыми инвестициями и работой электрических сетей.

С 1992 по 1996 гг. регулирование сетей было основано на концепции “стоимости обслуживания”, предусматривающей возмещение владельцам сетей реальных затрат, включая капитальные. NVE определяла максимально разрешенную норму прибыли на весь капитал, используемый в сети. Этот показатель изменился с 11% в 1993 г. до 7,5% в 1996 г. Если действительные доходы превышали или были ниже уровня, необходимого для покрытия реальных затрат, то сетевые компании должны были компенсировать эту разницу через соответствующие изменения тарифов за использование сети на следующий год.

С 1/1 1997 г. введена новая система регулирования компаний, владеющих электрическими сетями, суть которого состоит в установлении разрешенного дохода компании. В этом случае владелец сети, если он захочет увеличить прибыль, должен снизить текущие затраты. При этом минимальная величина прибыли уста-

новлена 2%, а максимальная – 15%. Полный пересмотр разрешенного дохода будет осуществляться каждые 5 лет. При этом каждый год величина разрешенного дохода должна корректироваться в соответствии с предполагаемым уровнем инфляции, требованиями к производительности и прогнозируемым ростом объема поставляемой электроэнергии.

Координация оперативной работы и обеспечение надежности работы в целом всей норвежской энергосистемы и обменов мощности с соседними энергосистемами возложены на системного оператора, в качестве которого выступает норвежская национальная сетевая компания Statnett.

В 1996 г. Швеция и Норвегия образовали Единый рынок электроэнергии.

Шведская сетевая компания (Svenska Kraftnat) по шведскому законодательству выполняет для шведской энергосистемы роль, аналогичную роли Statnett для Норвегии. Имеется двусторонний договор между Statnett и Svenska Kraftnat, который определяет обязательства сторон по совместной работе энергосистем Швеции и Норвегии. Этот договор требует утверждения NVE. Другие двусторонние договоры, регулирующие отношения между Норвегией и другими странами, подлежат утверждению Министерством нефти и энергетики.

Диспетчерское управление основывается на коммерческих предложениях продавцов и покупателей электроэнергии. Все участники свободны в заключении двусторонних контрактов для покупки/продажи электроэнергии. Цены на всех рынках, включая двусторонние контракты и снабжение на розничных рынках, так или иначе связаны с ценами на спотовом рынке.

На рынке электроэнергии предусматриваются три временных периода оперативных взаимоотношений между субъектами рынка: спотовый, фьючерсный и реального времени [12, 13].

Спотовый рынок предусматривает формирование цен накануне расчетных суток для каждого часа суток. Предложения о продаже и покупке электроэнергии представляются для каждого часа в виде линейных сегментов зависимостей, связывающих цену и количество электроэнергии. Все предложения о покупке и продаже электроэнергии за соответствующий период времени суммируются системным оператором и в результате пересечения суммарных кривых определяется цена электроэнергии спотового рынка, называемая системной ценой, по которой электроэнергия предлагается продавцам и оплачивается покупателями. Если есть “узкие места” в передающей сети, то для их учета существуют определенные процедуры, которые различны в Норвегии и Швеции. В Норвегии после того, как системная цена определена, системный оператор осуществляет расчет потокораспределения и определяет, достигнуты ли по каким-либо линиям электропередачи предельные передаваемые мощности. Если пределы достигнуты, то для каждой из зон определяются отдельные цены с учетом имеющихся заявок на покупку и продажу электроэнергии. При этом в зонах, где имеет место избыток генерации, цена на электроэнергию будет меньше, а в зонах, где имеется избыток нагрузки, цена на электроэнергию будет выше. Рыночный доход от разницы в ценах, который получится от передачи

мощности по контрактам из разных ценовых зон, передается системному оператору для уменьшения платы за мощность.

В Швеции используется концепция, согласно которой передающая сеть не должна влиять на рыночное установление цены. При этом, однако, дифференцируется плата за мощность в тарифе за использование сети в зависимости от места расположения субъекта рынка. Потоки мощности в Швеции идут с севера на юг, поэтому производители на севере платят больше, а потребители меньше.

В дополнение к спотовому рынку имеется рынок реального времени. Этот рынок используется системным оператором для обеспечения баланса мощности в реальном времени. Предложения участников рынка по регулированию их мощности для использования на рынке реального времени представляются накануне суток, когда они будут использованы. Системный оператор использует эти предложения по мере необходимости для обеспечения баланса мощности, задействуя при этом наиболее дешевую регулируемую мощность. Все пользователи сети платят за услуги по регулированию в зависимости от отклонения их нагрузки от планируемой. Каждый производитель и потребитель электроэнергии платит также за использование электрической сети (которая имеет три уровня: национальная, региональная и местная) в зависимости от места присоединения по, так называемому, точечному тарифу (point tariff). Этот тариф включает три компонента: инвестиционную составляющую, которая учитывается для большинства новых присоединений; составляющую платы за энергию, которая предназначается для компенсации потерь в сети от потока электроэнергии пользователя сети; составляющую платы за мощность, которая компенсирует все другие затраты в сетях. Недельный (фьючерсный рынок) предполагает два типа контрактов: на базовую электроэнергию и на дневную пиковую электроэнергию. В первом случае рассматриваются все 168 ч недели, во втором случае – пять рабочих дней. Эти контракты первоначально были контрактами для физической поставки электроэнергии, но с октября 1995 г. они перешли в форму финансовых контрактов. Подобные контракты могут заключаться заблаговременно до трех лет. Если поставки рассматриваются в течение 4 – 7 недель, то контракты рассматриваются для недельного лота. За этим сроком для сокращения числа контрактов используются для торгов блоки из четырех недель, а за одним годом – сезонные блоки. Фьючерсные контракты могут быть заключены на сроки до трех лет.

В течение недели, когда осуществляется поставка электроэнергии, фьючерсные контракты разрешаются на основе средней цены спотового рынка, имеющей место на этой неделе. Участники фьючерсного рынка платят членские ежегодные взносы за участие в рынке, комиссионные за контракты и несут убытки, если цена на спотовом рынке оказалась ниже цены фьючерсного рынка.

Фьючерсные контракты страхуют участников от колебаний цен на спотовом рынке и их объем в пуле Швеции и Норвегии постоянно растет.

В июле 1998 г. к общему рынку электроэнергии Норвегии и Швеции присоединилась Финляндия, а с июля 1999 г. – энергосистема восточной части Дании.

Реформирование в Европейском сообществе. После многочисленных дискуссий и обсуждений, начавшихся в 1992 г. и продолжавшихся несколько лет, министры энергетики государств – членов Европейского сообщества 19/ХІІ 1996 г. приняли Директиву о либерализации отношений на западно-европейском электроэнергетическом рынке. В соответствии с этой Директивой все абоненты, потребляющие в год 100 ГВт·ч и более, стали автоматически участниками общеевропейского рынка. Директивой предусмотрено поэтапное снижение значения суммарного потребления электроэнергии и расширение круга потребителей, имеющих право свободного доступа к электрическим сетям. Согласно Директиве с 19/ІІ 1999 г. должно было быть открыто по меньшей мере 26% каждого из национальных рынков электроэнергии, с 19/ІІ 2000 г. – 28% и с февраля 2003 г. – 33%. При этом с 2003 г. доступ к электрической сети должны получить потребители с годовым потреблением электроэнергии 9 ГВт·ч и более [7, 14].

Директива дала государствам – членам Европейского сообщества широкий выбор путей либерализации их рынков электроэнергии, в которых должна быть обеспечена конкуренция при производстве и поставках электроэнергии. При этом задача состоит не в построении 15 полно или частично либерализованных рынков электроэнергии стран Европейского сообщества, а в построении одного общего Европейского рынка электроэнергии. Для ее решения требуется разработать тарифную систему трансграничной передачи электроэнергии, механизмы оплаты и эффективную систему управления потоками электроэнергии. Кроме того, должны быть сформулированы новые требования к обеспечению надежности всего энергообъединения УСТЕ и сформированы новые координирующие органы по проблемам надежности.

Директива имеет набор основных правил, которые государства-участники должны включить в свое законодательство. Директива не предполагает построение единой рыночной структуры во всех странах-участниках, а устанавливает минимум условий, при которых конкуренция может развиваться справедливым и прозрачным путем. В Европейском сообществе для всех новых генерирующих мощностей Директива вводит полную конкуренцию, согласно которой с февраля 1999 г. каждый производитель имеет право построить новую электростанцию и производить электроэнергию в любом месте Европейского сообщества, либо на основе разрешительной системы, либо тендерной процедуры.

Для транспорта электроэнергии от производителей к потребителям операторы передающих и распределительных сетей должны обеспечить доступ к их сетям. Возможны три схемы организации такого доступа:

регулируемый доступ третьего участника, когда тарифы устанавливаются координирующим регулирующим органом, публикуются и применяются ко всем пользователям сетей (regulated third party access);

договорный доступ третьего участника, когда каждый пользователь сети договаривается об условиях до-

ступа к сети с системным оператором (negotiated third party access);

модель единственного покупателя (single buyer model).

Доступ к сетям может быть ограничен только в случае недостатка передающей способности сети. В большинстве стран имеется один оператор передающей сети и несколько операторов распределительных сетей.

Большинство стран приняло решение учредить независимый регулирующий орган, который будет регулировать передающую и распределительную системы. Принято решение в целях координации работы межгосударственных линий электропередачи учредить ассоциацию операторов систем передачи электроэнергии (Transmission System Operators' Association).

В настоящее время в принципах и правилах УСТЕ рассматриваются изменения, связанные с либерализацией отношений на западно-европейском электроэнергетическом рынке. Процесс либерализации электроэнергетики в Европейском сообществе идет во всех странах. Однако создаваемый рынок будет шире, чем Европейское сообщество. В нем будут участвовать и другие страны, где сейчас идет либерализация в электроэнергетике, в том числе Норвегия, Швейцария, страны Восточной Европы. В 1999 г. учреждена координирующая организация операторов передающих систем на Европейском континенте, ETSO (European Transmission System Operators' Association).

В 2006 г. предполагается вернуться к вопросу о рынке.

Ранее рассмотрены основные принципы и модели управления в электроэнергетике в странах, энергосистемы которых объединены в крупные энергообъединения. Более подробно эти принципы и модели рассмотрены в [15].

Возможные последствия либерализации для электроэнергетики. В настоящее время реформирование электроэнергетики приняло широкие масштабы и осуществляется во многих странах. Этот процесс только начался и имеется ограниченный начальный опыт, который не позволяет определенно предсказать все возможные последствия реформ для населения и экономики стран, проводящих эти реформы. Разные страны, как показывает опыт [16], идут своим путем реформирования электроэнергетики, и остается открытым вопрос, какой тип конкуренции в электроэнергетике является наилучшим.

Вместе с тем, уроки стран, проведших реформы в электроэнергетике, показывают, что ключевым требованием для введения конкурентных рынков электроэнергии является система правил управления работой рынка и поведением всех субъектов рынка. Установление этих правил является критическим для успешного функционирования рынка [17]. Это связано с тем, что электроэнергетический рынок характеризуется рядом особенностей. Во-первых, производство электроэнергии должно быть равно потреблению в любой момент времени, что требует наличия необходимых резервных мощностей и координации участников рынка. Во-вторых, электроэнергия, поставляемая в общую электрическую сеть, не может быть идентифицирована как товар, произведенный тем или иным производителем. И

конкуренция осуществляется, по существу, за доступ к рынку, поскольку производители электроэнергии, выигравшие торги, получают право доступа к электрической сети и, таким образом, обслуживают всех потребителей. Эта специфика электроэнергетического рынка в условиях высокой стоимости строительства новых электростанций обуславливает высокий финансовый риск при их сооружении. Все это способствует сокращению ввода генерирующих мощностей, что может в перспективе привести к их дефициту и, как следствие, к снижению надежности электроснабжения потребителей и непредсказуемому росту цен на электроэнергию. Таким образом, требуется тщательный выбор рыночного пространства и организации его управления.

В [18] показано, что менее эффективные производители электроэнергии через аукционный механизм, подобный тому, который существует в Англии, могут создать проблему сетевых ограничений в электрической сети, ограничив при этом доступ в сеть более эффективных производителей энергии и увеличив тем самым стоимость электроэнергии для потребителей.

В связи с этим представляется целесообразным рассмотреть влияние последствий либерализации на развитие электроэнергетики Норвегии, где в начале 90-х годов был создан один из наиболее динамично развивающихся рынков электроэнергии [19, 20]. В начале процесса либерализации в Норвегии имелся определенный избыток электроэнергии и значительный избыток мощности. С введением либерализации ряд электростанций, оказавшихся неконкурентоспособными, был закрыт. С 1997 г. более чем 2000 МВт генерирующих мощностей были выведены из работы [20]. В то же время строительство новых генерирующих мощностей было либо приостановлено, либо отменено, что было обусловлено увеличенными финансовыми рисками, а также экологическими ограничениями. В результате этого в конце 90-х годов Норвегия стала чистым импортером электроэнергии. В стране возникла необходимость ограничения нагрузки потребителей для обеспечения баланса мощности путем разработки специальных мероприятий. При всем этом до минимума сократились инвестиции в развитие электрических сетей с момента образования Statnett в 1992 г. и в то же время возросло использование передающей системы. Эти факты оказали отрицательное воздействие на надежность функционирования норвежской системы. В [20] прогнозируется, что трудности с покрытием баланса мощности могут возникнуть уже в ближайшем будущем в энергообъединении Nordel в целом.

Аналогичное влияние оказало дерегулирование и на электроэнергетику США [11, 26]. Там резерв мощности снизился с 35% в 1985 г. до 15% в 2009 г. и возможно его дальнейшее снижение. Сооружение и ввод ВЛ напряжением 230 кВ и выше с 2000 по 2000 г. прогнозируются в объеме всего 7572 мили, в то время как в период с 1965 г. по 1985 г. вводилось в среднем за десятилетие более 40 тыс. миль ВЛ этих классов напряжения. При этом, средний ежегодный рост протяженности ВЛ составит до 2009 г. менее 0,5%, в то время как среднегодовой рост нагрузки прогнозируется на уровне 1,9% в год. Преобразования в электроэнергетике штата Калифорния в США, связанные с созданием

конкурентного рынка электроэнергии, привели через пять лет после начала реформ систему электроснабжения штата, характеризовавшуюся до начала реформ высокой надежностью и эффективностью, к кризисному состоянию. Резко возросла стоимость электроэнергии для потребителей. В 2000 г. штат столкнулся с проблемой нехватки электроэнергии. Вынужденно были остановлены промышленные предприятия и ограничены потребности населения в электроэнергии. Это было вызвано тем, что вопреки ожиданиям новые производители электроэнергии на рынке не появились из-за большой стоимости электростанций, большого финансового риска их строительства и нестабильности рынка, а также отсутствия стимулов у производителей электроэнергии увеличивать число электростанций. В результате в Калифорнии образовался недостаток генерирующих мощностей [21].

Детальный анализ работы дерегулированного рынка электроэнергии, выполненный авторами широко известной теории спотового ценообразования в электроэнергетике [22], показал принципиальные нерешенные в настоящее время проблемы, связанные с введением такого рынка (в том числе проблемы инвестиций, сбалансированного развития объектов электроэнергетики и др.). В итоге авторы [22] не являются сторонниками установления такого рынка электроэнергии, особенно в случае одношаговой реализации рыночных преобразований. В [22] предлагается рассмотреть возможность поэтапного введения рыночного пространства, начиная с введения регулируемого рыночного пространства.

Примером успешных преобразований являются преобразования, проводимые в электроэнергетике Китая, которые привели к значительному ее развитию [23]. Первый этап реформирования структуры управления электроэнергетикой Китая был начат в 1988 г. Основные направления реформирования сводились к следующему:

- компании провинций были объединены в группы, которые были образованы в каждом регионе;

- было введено трехуровневое иерархическое управление работой региональных энергосистем (регион, провинция, район);

- планирование развития в каждой региональной системе стало координироваться в рамках созданных групп;

- значительную поддержку получили инвестиции в развитие независимых производителей электроэнергии.

Новая система управления в Китае обеспечила быстрое развитие электроэнергетики. Установленная мощность электростанций увеличилась со 115,5 ГВт в 1988 г. до 270 ГВт в 1998 г. За 10 лет прирост генерирующей мощности составил 154,5 ГВт, или в среднем более 15 ГВт в год. При этом за 10 лет генерирующие мощности увеличились в 2,3 раза. Доля государственных инвестиций уменьшилась и составила в период с 1988 по 1995 г. в среднем около 30%.

Второй этап реформирования электроэнергетики Китая начался с принятия в 1996 г. закона об электроэнергетике, который предусматривает четыре этапа дальнейшего развития структуры управления электроэнергетикой. При этом, создание полной конкурентной среды в электроэнергетике намечено осуществить то-

лько после 2010 г. Предполагается также значительное развитие новых генерирующих мощностей и электрических сетей, включая ускоренное развитие межсистемных связей. Предполагается, что к 2010 г. на территории Китая будет создано пять крупных асинхронно работающих энергообъединений, которые между собой будут связаны линиями электропередачи постоянного тока [23].

Изложенное указывает на острую необходимость весьма тщательного выбора пути реформирования структуры управления электроэнергетикой, от развития которой во многом будет непосредственно зависеть развитие экономики стран СНГ.

Направления совершенствования принципов и структуры управления электроэнергетикой государств СНГ. Установленная мощность энергообъединения стран-членов СЭВ "Мир" до его распада превышала 400 млн. кВт. На конец 1991 г., когда произошло разделение СССР на независимые государства, в составе ЕЭС параллельно работали 11 ОЭС – Центра, Средней Волги, Северного Кавказа, Урала, Сибири, Северо-Запада России, Республики Беларусь, стран Балтии, Закавказья, Северного Казахстана и Украины. Объединенные энергосистемы Средней Азии и Востока работали изолированно от ЕЭС. Установленная мощность электростанций ЕЭС на начало 1992 г. составляла 288,2 млн. кВт, или 83,8% от установленной мощности всех электростанций на территории б. СССР.

Высокая эффективность работы ЕЭС СССР была достигнута благодаря созданию централизованной иерархической системы планирования, развития и управления функционированием Единой энергосистемы, позволяющей успешно решать весь комплекс текущих задач и перспективных проблем. В территориальном аспекте были созданы основные верхние ступени этой системы: центральное диспетчерское управление (ЦДУ), диспетчерские управления объединенных энергосистем (ОДУ), центральные диспетчерские службы энергосистем (ЦДС). Ниже этих ступеней иерархии находились пункты оперативного управления электростанциями, предприятиями электрических сетей и районами электрических сетей. Во временном аспекте основными уровнями являлись среднесрочное планирование (год – квартал – месяц), краткосрочное планирование (неделя – сутки), оперативное управление, а также автоматическое управление.

Общим принципом планирования и управления режимами ЕЭС было подчинение каждой ступени и временного уровня управления более высокой ступени и уровню с широким использованием оптимизации. В соответствии с этим вырабатываемые на каждой ступени и на каждом уровне управления решения определялись требованиями оптимизации режима с использованием эквивалентных характеристик частей ЕЭС, соответствующих более низким ступеням и уровням управления. Полученные задания оптимизировались на каждой из более низких ступеней и каждом уровне с уточнением и детализацией на основе использования более полных моделей управляемых на этих уровнях частей ЕЭС.

В соответствии с этими принципами ЦДУ ЕЭС обеспечивало оптимизацию режима Единой энергосистемы, планировало режимы объединенных энергосис-

тем и крупнейших электростанций общесистемного значения, осуществляло оперативное управление параллельной работой ОЭС и регулирование режима главных межсистемных связей. Объединенные диспетчерские управления ОЭС планировали режимы входящих в объединения энергосистем и осуществляли оперативное управление их параллельной работой. Диспетчерские службы энергосистем реализовывали плановые задания ОДУ, устанавливая режимы электростанций, и управляли режимом энергосистем через подчиненный оперативный персонал энергообъектов.

При такой процедуре оптимизации на нижних ступенях и уровнях управления готовились эквивалентные характеристики частей ЕЭС для высших ступеней управления. Диспетчерские службы энергосистем готовили их для ОДУ, а ОДУ для ЦДУ.

Существовала иерархическая система планирования развития электроэнергетической отрасли, которая была составной частью системы стратегического планирования развития народного хозяйства. В рамках этой системы разрабатывалась стратегия развития электроэнергетической отрасли на долгосрочную (20–30 лет) перспективу. Составлялись также планы развития генерирующих источников, включая их типы, мощности и размещение на территории, а также линий электропередачи на ближнюю перспективу (5–20 лет). Обеспечивалась оптимизация капиталовложений и текущих эксплуатационных затрат в развитии и функционировании электроэнергетической отрасли.

В результате создания ЕЭС и эффективной системы управления ею был достигнут существенный экономический эффект, оцениваемый несколькими миллиардами долларов в год. Выигрыш в снижении суммарной установленной мощности электростанций ЕЭС в сравнении с изолированной работой энергосистем составлял порядка 15 млн. кВт. Была обеспечена высокая надежность работы ЕЭС, ОЭС и энергосистем. Не происходило крупных системных аварий с погашением большого числа потребителей, какие имели место в США, Канаде, Франции, Швеции, Бельгии в 70–90-х годах прошлого столетия.

Образование на территории СССР независимых государств и раздел электроэнергетической собственности между ними, как было указано ранее, привели к коренному изменению структуры управления электроэнергетикой. В независимых государствах были созданы собственные органы управления и самостоятельные субъекты хозяйствования. При этом были нарушены прежние принципы координации управления работой энергосистем.

Отказ от четко организованного по всему комплексу вопросов централизованного иерархического управления единым сложным технологическим объектом, каким была электроэнергетика СССР, поставил задачу скорейшего создания системы скоординированного управления планированием развития и функционированием электроэнергетики стран СНГ.

Для этих целей государства – члены СНГ заключили 14/II 1992 г. соглашение “О координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств”, в соответствии с которым были созданы Электроэнергетический

Совет СНГ и его постоянно работающий орган – Исполнительный комитет. Электроэнергетическим Советом СНГ был принят ряд важных решений, направленных на стабилизацию совместной работы энергосистем государств Содружества. Однако из-за преобладания дезинтеграционных процессов в экономике стран СНГ до сих пор не удалось создать эффективной системы скоординированного управления развитием и функционированием энергосистем стран СНГ. Фактически произошел распад ЕЭС б. СССР и соответственно потеряны значительные преимущества, которые она обеспечивала.

В ноябре 1993 г. из-за большого дефицита мощности в энергосистеме Украины был вынужденно осуществлен переход на раздельную работу Единой энергосистемы России и ОЭС Украины, что привело впоследствии к раздельной работе с остальными энергосистемами стран – участниц ЦДУ в Праге. В основном по этой причине энергообъединение “Мир” разделилось на несколько частей. Дезинтеграционные процессы в рамках энергообъединения “Мир” привели к тому, что вначале энергосистема восточной части Германии VEAG в сентябре 1995 г. присоединилась на параллельную работу к энергообъединению стран Западной Европы UCРTE, а в октябре 1995 г. к UCРTE (сейчас UCTE) присоединилось энергообъединение CENT-REL, в состав которого входят энергосистемы Польши, Венгрии, Чехии и Словакии.

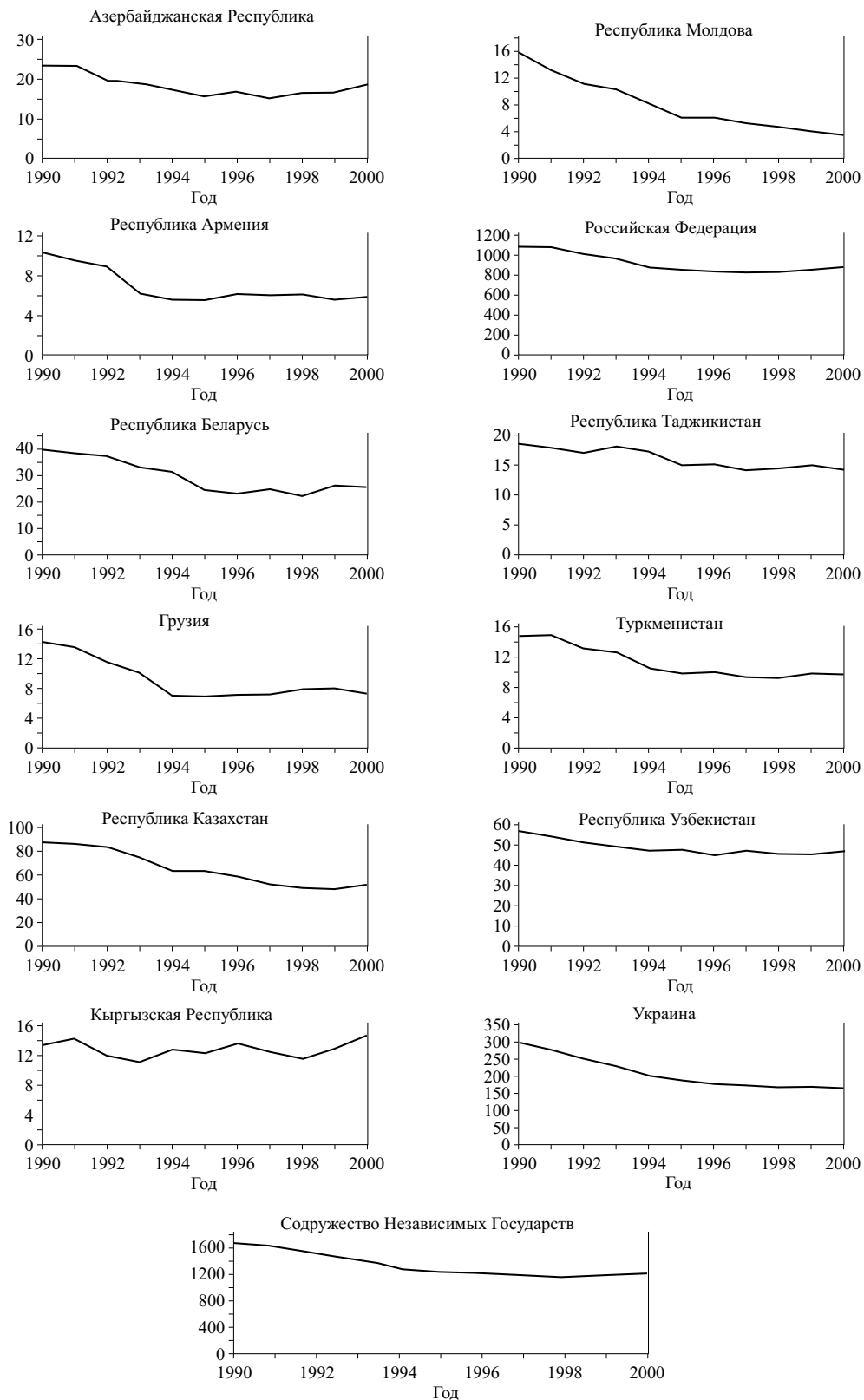
Координация управления функционированием и развитием энергосистем дополнительно существенно усложнилась в связи с начавшимися процессами структурных преобразований в электроэнергетике многих стран СНГ. Наиболее глубокие преобразования в электроэнергетике произошли в Армении, Грузии, Казахстане, Молдове, России и Украине. Это привело к образованию различных собственников электроэнергетических объектов уже на национальном уровне и формированию оптовых рынков электроэнергии и мощности. В других странах СНГ структуры централизованного управления сохранились гораздо в большей степени.

Сказанное обуславливает необходимость создания новых эффективных механизмов совместного функционирования расположенных на территории стран СНГ энергетических объектов, принадлежащих различным собственникам. Отсутствие в настоящее время таких механизмов не позволяет реализовать преимущества совместной работы электроэнергетических объектов стран СНГ и уменьшить воздействие на энергетику экономического кризиса в странах Содружества [24].

На начало 2000 г. суммарная установленная мощность электростанций государств Содружества составила 315 млн. кВт. В структуре генерирующих мощностей в целом по странам СНГ преобладают ТЭС, доля которых составляет около 70%. Доля ГЭС и АЭС существенно ниже – соответственно 20% и 10%, но в условиях постоянно возрастающих цен на органическое топливо их значение в обеспечении электрической энергией экономики и населения отдельных государств Содружества достаточно велико и постоянно возрастает.

На рисунке представлены графики производства электроэнергии в странах СНГ за последний 10-летний период.

Производство электроэнергии в государствах Содружества в период с 1990 по 2000 год (млрд. кВт·ч)



С 1990 г. производство электроэнергии в целом по государствам Содружества сократилось почти на 30%. В наибольшей степени сокращение производства электроэнергии имело место в Молдове, Грузии, Украине, Армении и Казахстане.

Значительно снизилась экономическая эффективность работы энергосистем государств Содружества. Увеличился удельный расход топлива на производство электроэнергии. Резко возрос расход электроэнергии на собственные нужды и на ее транспорт. Существенно

снизились инвестиции в развитие электроэнергетики и эффективность их использования. Увеличилась удельная численность персонала. Ежегодные вводы новых и замещающих генерирующих мощностей и основных электрических сетей снизились более чем в 10 раз по сравнению с ежегодными вводами в период последних трех десятилетий до распада СССР.

На межгосударственном уровне практически не осуществляется координация программ перспективного развития электроэнергетики, не обеспечиваются формирование и реализация согласованных требований и принятие конкретных решений по построению межгосударственной системообразующей электрической сети для надежной и устойчивой совместной работы объединенных энергосистем государств Содружества.

В последнее время, особенно в осенне-зимний период, все это в большинстве государств Содружества неоднократно приводило к нарушениям электроснабжения. Особо напряженная ситуация складывалась в энергосистемах Грузии, Украины, Молдовы, Таджикистана, Дальнего Востока, Северного Кавказа и в некоторых областях России.

Отсутствие принятых на межгосударственном уровне механизмов экономического взаимодействия и использования магистральных линий электропередачи и решения совместных проблем электроэнергетики привело к резкому уменьшению экспорта электроэнергии из стран СНГ в энергосистемы сопредельных третьих стран (в страны Восточной Европы экспорт электроэнергии уменьшился более чем в 20 раз). Отделение энергосистем стран Восточной Европы от объединения энергосистем стран СНГ исключило возможность обмена электроэнергией с третьими странами и организацию параллельной работы с энергосистемами стран Западной, Центральной и Южной Европы.

Ущерб от раздельной работы различных электроэнергетических объектов государств Содружества и неэффективного использования инвестиций значителен и, по мнению экспертов, может быть оценен величиной не менее 1,5 млрд. дол. США в год.

Все это указывает на необходимость коренного повышения эффективности управления функционированием и развитием энергосистем стран СНГ, в первую очередь, за счет полного восстановления устойчивой и эффективной параллельной работы энергосистем государств Содружества.

В связи с особой важностью эта проблема неоднократно обсуждалась на заседаниях Электроэнергетического Совета СНГ. В результате был подготовлен и принят ряд основополагающих документов, необходимых для организации совместной работы энергосистем, в том числе:

Единые принципы и Соглашение о параллельной работе энергосистем Содружества Независимых Государств (утверждены решением Электроэнергетического Совета СНГ 26/V 1993 г.);

Договор об обеспечении параллельной работы энергосистем государств – участников СНГ (подписан на заседании Совета глав правительств 25/XI 1998 г.);

Соглашение о транзите электрической энергии и мощности (подписано на заседании Совета глав правительств 25/I 2000 г.).

Кроме того, подписан ряд двусторонних и многосторонних договоров между энергокомпаниями и государственными органами власти государств Содружества.

Основные положения о единых принципах параллельной работы объединенных энергосистем стран СНГ, утвержденные Электроэнергетическим Советом СНГ, соответствуют основным принципам совместной работы, принятым в энергообъединениях зарубежных стран. Вместе с тем, они требуют существенного углубления и развития.

В первую очередь, необходимо:

создание нормативно-правовой базы, регламентирующей отношения между различными собственниками в рамках объединения энергосистем государств Содружества (ОЭС СНГ);

разработка технических требований для присоединения и работы электроэнергетических объектов в общей сети ОЭС СНГ;

определение условий доступа различных собственников электроэнергетических объектов к общей сети ОЭС СНГ;

создание эффективной системы управления, обеспечивающей оптимальное ведение режимов ОЭС СНГ и распределение выгод от совместной оптимальной работы между различными собственниками энергетических объектов;

распределение обязательств между собственниками в части обеспечения надежности ОЭС СНГ, включая требования к оперативному резерву мощности, резерву мощности для первичного и вторичного регулирования частоты, регулированию напряжения, системам защиты и противоаварийной автоматики, а также принятие механизмов оплаты услуг, связанных с обеспечением надежности работы ОЭС СНГ;

создание эффективной системы скоординированного планирования и управления развитием объединенных энергосистем стран СНГ;

создание эффективных механизмов ценообразования и технологической базы межгосударственного рынка электроэнергии и мощности с необходимой инфраструктурой.

В странах СНГ, осуществивших глубокие преобразования в электроэнергетике с образованием многих собственников энергетических объектов, перечисленные задачи крайне остро стоят и на внутригосударственном уровне.

В ближайшей перспективе основой рыночных взаимоотношений государств Содружества в области электроэнергетики может стать контрактная система при условии жесткого выполнения сторонами обязательств в части обеспечения надежности функционирования ОЭС СНГ. Одновременно, по мере углубления интеграционных процессов в электроэнергетике и экономике, будут усиливаться тенденции к организации межгосударственного рынка электроэнергии и мощности для стран СНГ.

В большинстве стран СНГ рассматриваются вопросы дальнейшего реформирования электроэнергетики. Специалисты и эксперты единодушны в том, что в

этом процессе необходимо максимально учитывать опыт тех стран СНГ, которые первыми провели коренные реформы, опыт зарубежных стран по реформированию электроэнергетики, а также факторы, которые могут серьезно влиять на развитие рыночных отношений в электроэнергетике стран СНГ, в том числе:

- наличие в большинстве случаев в объединенных энергосистемах государств Содружества, а также в энергообъединении стран СНГ в целом слабых межсистемных связей и ограничений по их пропускной способности, что приведет в условиях конкурентного рынка к увеличению стоимости электроэнергии для потребителей за счет оплаты системных ограничений по пропускной способности передающей сети;

- быстрый рост доли стареющего оборудования электростанций при резком сокращении объемов ввода новых генерирующих мощностей, их реконструкции и замены, что в обозримом будущем может создать дефицит мощностей, привести к ограничению действия конкурентных механизмов и, в итоге, к непрогнозируемому росту цен на электроэнергию для потребителей;

- наличие значительного числа ТЭЦ среди тепловых электростанций (порядка 50% по генерирующей мощности), режимы которых определяются главным образом тепловыми нагрузками систем централизованного теплоснабжения;

- уменьшение добычи и производства первичных ресурсов, уменьшение объемов геологоразведочных работ, увеличение износа и старение оборудования в топливных отраслях, приведшие уже сейчас к дефициту топлива для электростанций.

Указанные факторы значительно сужают возможности организации рыночного пространства для электроэнергии и обуславливают необходимость самого тщательного обоснования его структур, организации и управления.

Представляется, что наиболее приемлемым для условий стран СНГ может быть поэтапный переход на рыночные принципы. На первом этапе необходимо формирование рыночного пространства с четко определенными правилами работы независимых производителей электроэнергии, с механизмами стимулирования их развития и введением системы ценообразования на основе концепции предельных затрат, учитывающей для каждого периода времени (часа или получаса) следующие составляющие затрат [22]:

- предельные затраты на топливо для электростанций;
- предельные затраты на эксплуатацию электростанций;
- предельные затраты на транспортные расходы (потери) в сетях;

- затраты на обеспечение нормативного качества электроснабжения в части генерации, передачи и распределения электроэнергии;

- составляющие компенсационных затрат в части генерации, передачи и распределения электроэнергии для обеспечения необходимых доходов энергокомпаниям.

При этом, необходимым условием успешности такой системы ценообразования является развитие систем управления спросом для адаптации величины спроса на электроэнергию и мощность к изменениям цен. В настоящее время в связи с прогрессом средств

связи, электронной и вычислительной техники это становится технически и экономически реализуемым.

Создание условий для широкого развития независимых производителей электроэнергии особенно важно при современном состоянии электроэнергетики стран СНГ, когда резко нарастают объемы стареющего оборудования электростанций, многие из которых уже выработали свой ресурс.

Основные принципы введения подобной системы управления для условий России рассмотрены в рамках стратегии развития электроэнергетики России на период до 2015 г. [25]. На первом этапе формирования рыночных отношений в электроэнергетике предложено рассмотреть возможность организации работы на федеральном и региональном уровнях по схеме единственного покупателя с возложением ответственности за устойчивое развитие и обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России в целом на РАО "ЕЭС России", а за устойчивое развитие и обеспечение надежного и эффективного функционирования региональных энергосистем – соответственно на АО-энерго.

При этом, на федеральном уровне в качестве конкурирующих производителей выступают электростанции, выведенные на федеральный оптовый рынок электроэнергии и мощности (ФОРЭМ), а также избыточные АО-энерго. В качестве покупателей выступают дефицитные АО-энерго и часть энергоемких потребителей, выведенных на ФОРЭМ. Необходимо, чтобы законодательно были определены условия, при которых на ФОРЭМ поставляется электроэнергия от независимых производителей электроэнергии, выведенных на ФОРЭМ (как существующих, так и будущих).

На региональных уровнях также реализуются структуры управления с единственным покупателем, в качестве которых выступают АО-энерго, и законодательно определяются условия, при которых АО-энерго должны покупать электроэнергию от независимых производителей электроэнергии. В качестве последних выступают, кроме выведенных на ФОРЭМ электростанций, и независимые производители электроэнергии, расположенные на территории, обслуживаемой АО-энерго.

Важнейшей задачей на этом этапе является организация загрузки электростанций операторами федерального и региональных рынков на основе обеспечения наименьших затрат в целом по ЕЭС. Для этого необходимо создание нормативно-правовой базы и эффективной системы скоординированного управления развитием и функционированием уже существующих более чем 100 собственников электроэнергетических объектов, работающих параллельно, и соответствующих правил их совместной работы. Эти правила должны обеспечивать оптимизацию режимов Единой энергосистемы России в целом с учетом каждого часа или получаса, выполнение требуемых нормативов надежности работы ЕЭС России и электроснабжения потребителей. Необходимо также установление дифференцированных и изменяющихся тарифов для конечных потребителей в зависимости от стоимости производства и поставок электроэнергии в данный момент времени.

Для новых условий функционирования электроэнергетики России требуется адаптация имеющихся

нормативных документов по надежности к новым условиям, а также создание и принятие взаимосогласованной системы нормативов, обеспечивающей рациональные уровни надежности работы ЕЭС и электроснабжения потребителей. Кроме этого, необходима разработка системы оплаты потребителями электроэнергии заявленного ими уровня надежности электроснабжения и определение ответственности энергоснабжающих компаний за нарушение принятых ими обязательств.

Планирование долгосрочного развития электроэнергетики России должно осуществляться на основе координации предложений по развитию генерирующих источников и электрических сетей, разрабатываемых РАО "ЕЭС России", АО-энерго, а также предложений независимых производителей электроэнергии таким образом, чтобы осуществлялось наиболее рациональное развитие электроэнергетики, увязанное с развитием отраслей экономики с точки зрения минимума затрат общества в целом. Основой для принятия решения могли бы стать оптимальные планы развития электроэнергетики страны, полученные в результате оптимизационных расчетов развития электроэнергетики, как единого целого при различных исходных условиях.

Необходимо будет ввести конкурентные торги при заключении контрактов на поставки наиболее дешевой электроэнергии на федеральный и региональные рынки электроэнергии и мощности. Потребуется решение законодательных и экономических вопросов по управлению нагрузкой и развитию собственного производства тепловой и электрической энергии промышленными предприятиями.

Такая структура управления позволит снизить рыночный риск для производителей электроэнергии, лучше сохранить имеющийся электроэнергетический потенциал страны, а также решать общенациональные задачи, такие, как проведение долговременной политики рационального использования природных ресурсов и освоение новых эффективных технологий производства, транспорта и распределения электрической энергии.

В то же время при такой организации управления создается уже конкуренция в производстве электроэнергии, и будут созданы условия для развития новых независимых производителей электроэнергии. Роль Федеральной и региональных энергетических комиссий будет состоять в регулировании РАО "ЕЭС России" и АО-энерго, как естественных монополий, и в создании законодательной базы, обеспечивающей конкуренцию и развитие наиболее эффективных производителей электроэнергии.

Параллельно должны быть исследованы наиболее целесообразные для условий России схемы дальнейшего реформирования электроэнергетики и подготовлена вся необходимая нормативно-правовая база.

Наряду с этим в "Стратегии..." рассмотрена возможность введения и двух других схем организации управления отраслью, как то:

передача в АО-энерго генерирующих мощностей и электрических сетей, ранее входивших в региональные энергосистемы, возложение ответственности за обеспечение устойчивого развития и надежного эффективного функционирования региональных энергосистем

на АО-энерго, организация в рамках всей ЕЭС России скоординированного управления, обеспечивающего оптимальную работу ЕЭС России в целом, с распределением эффекта от оптимизации между субъектами хозяйствования;

организация работы электроэнергетической отрасли в рамках одной вертикально интегрированной компании, отвечающей за обеспечение устойчивого развития, надежное и эффективное функционирование отрасли.

При любой организации управления должна быть создана нормативно-правовая база, определяющая полномочия и ответственность всех участников регулирования и самого процесса производства, транспорта и распределения электрической энергии независимо от форм их собственности, включая федеральные и региональные органы законодательной и исполнительной власти, Минэнерго РФ, Федеральную и региональные энергетические комиссии, РАО "ЕЭС России", АО-энерго, Минатом РФ. При этом необходимо обеспечить такое управление режимами ЕЭС России в целом, при котором полная нагрузка системы покрывалась бы в любое время располагаемыми генерирующими мощностями с минимумом затрат. Система должна также использовать ценообразование в режиме текущего времени для каждого часа или получаса, обеспечивающее такую минимизацию. При этом, генерирующие мощности с более высокими затратами производства электроэнергии не должны загружаться независимо от того, кому они принадлежат.

Нормативно-правовая база должна содержать также механизмы обеспечения требуемых вводов замещающего и нового генерирующего оборудования и электросетевых объектов, необходимых для надежного покрытия нагрузки всей системы при наименьших затратах в перспективе.

Введение рыночных механизмов в электроэнергетику стран СНГ требует упреждающей скоординированной разработки соответствующей нормативно-правовой базы и правил работы субъектов хозяйствования в электроэнергетике, особенно в части привлечения инвестиций.

Выводы

В настоящее время реформирование электроэнергетики осуществляется во многих странах. Этот процесс только начался. Ограниченный опыт работы в рыночных условиях не позволяет предвидеть в полной мере последствия этих реформ для экономики и населения проводящих их стран. Каждая страна ищет свой путь реформирования электроэнергетики и остается открытым вопрос: какой из них является оптимальным и как наилучшим образом организовать рыночное пространство?

При организации конкурентных рынков электроэнергии не решен пока ряд ключевых проблем, в том числе привлечение инвестиций и обеспечение сбалансированного развития объектов электроэнергетики. Реформирование систем управления, даже в странах с основательно подготовленной нормативно-правовой базой (Норвегии, США), привело к резкому сокраще-

нию инвестиций и объемов вводов генерирующих мощностей и передающих сетей, что отрицательно повлияло на надежность электроснабжения потребителей.

Образование независимых государств и реформирование электроэнергетики привели к коренным изменениям в структуре управления электроэнергетикой. Созданные механизмы управления оказались менее эффективными по сравнению с теми, которые были до распада СССР. Произошло ухудшение технико-экономических показателей производства электроэнергии, выросли расходы на транспорт электроэнергии и собственные нужды электростанций, произошло резкое снижение объемов инвестиций в развитие электроэнергетики и эффективности их использования; почти в 10 раз сократились ежегодные вводы новых и замещающих генерирующих мощностей и основных электрических сетей. Имеющийся негативный опыт реформирования электроэнергетики обуславливает острую необходимость весьма тщательного выбора путей дальнейшего ее реформирования.

Наиболее приемлемым для условий стран СНГ видится поэтапный переход на рыночные принципы. На первом этапе необходимо введение четко определенных правил работы для независимых производителей электроэнергии, стимулирующих их широкое развитие и введение системы ценообразования на основе концепции предельных затрат. Для условий России это может быть достигнуто организацией работы на федеральном и региональных рынках электрической энергии и мощности по схеме единственного покупателя. При этом, обязанности по обеспечению устойчивого развития, надежному и эффективному функционированию ЕЭС России в целом возлагаются на РАО "ЕЭС России", а региональных энергосистем соответственно – на АО-энерго.

Должна быть создана нормативно-правовая база электроэнергетики, определяющая ответственность всех участников регулирования и самого процесса производства, транспорта и распределения электрической энергии и обеспечивающая работу энергосистем при наименьших затратах.

В ближайшей перспективе целесообразна договорная (на многостороннем уровне) основа взаимоотношений стран СНГ в области электроэнергетики и контрактная (на двустороннем уровне) система при жестком выполнении сторонами обязательств в части обеспечения надежного функционирования энергообъединения государств Содружества. При этом должны быть существенно развиты механизмы взаимовыгодной совместной параллельной работы национальных энергосистем. По мере углубления интеграционных процессов в электроэнергетике и экономике стран СНГ можно рассматривать введение общего рыночного пространства в электроэнергетике.

Список литературы

1. *Strauss L.* The key characteristics of the present structure of Continental Europe's Electricity Industry. – Conference "Electricity structures in a changing Europe. Coherence, diversity and development". Vienna, 1992, November 24.
2. *Lionel Taccoen.* Exclusive rights and general interest tasks. – Conference "The outlook for Europe's electricity market". Brussels, 1992, March 17.
3. *An international view on competition and coordination.* – CIGRE-1992. Report 37 – 101.
4. *Sally Hunt, Graham Shuttleworth.* Unlocking the GRID. – IEEE Spectrum. July, 1996.
5. *Peter Faross.* The commission's view on the state of electricity competition policy in EU Member States. Joint seminar. The Internal Electricity Market. – EURELECTRIC, Brussels, 1996, 25 January.
6. *Andrew Fawcett.* Competition in the UK Electricity Market. – Conference: "Electricity structures in a changing Europe. Coherence, diversity and development". Vienna, 1992, November 24.
7. *Ray C., Salvaderi L., Barinov V., Pinto M., Blackman T., Casazza J., Lokke K.* Impact of different regulation structures on generation and transmission planning / Report from Working Group 37.20, CIGRE-1998.
8. *The Changing Structure of the Electric Power Industry: An Update* / EIA Energy Information Administration, USA, 1996.
9. *Melvin I. Olken, Hans B. Puttgen, Volzka D. R.* Restructuring and regulation of the Electric Utility Industry in North America: Challenges and Opportunities / Electra, Special Issue, 2000.
10. *Casazza J.* Computers, software and reliability / Computers Applications in Power, 2000, № 3, July.
11. *Human Leonard S.* Transmission, congestion, pricing and incentives. – IEEE Power Engineering Review, 1999, August.
12. *Richard D. Christic, Ivar Wangensteen.* The Energy Market in Norway and Sweden: Introduction. – IEEE Power Engineering Review, 1998, Vol. 18, Number 2.
13. *Richard D. Christic, Ivar Wangensteen.* The Energy Market in Norway and Sweden: the Spot and Futures Markets. – IEEE Power Engineering Review, 1998, Vol. 18, Number 3.
14. *OPENING UP to choice.* The single electricity market. – European Commission, 1999.
15. *Баринов В. А.* Структуры управления и рыночные отношения в электроэнергетике. – Электричество, 2000, № 1.
16. *The benefits and deficiencies of energy sector liberalization.* – World Energy Council, 1998.
17. *Richard D. Tabors S.* Lessons from the UK and Norway. – IEEE Spectrum. 1996, August.
18. *Seeley Karl, Lawarree Jacques, Chen-Ching Liu.* Analysis of electricity market rules and their effects on strategic behavior in a noncongestive grid. – IEEE Trans. on Power Systems. 2000, Vol. 15, February.
19. *Glende I., Gjerde O., Sletten T., Vognild L. H., Ween H. O.* The impact of authority regulation on system operation and development in Norway. – CIGRE-2000. Report 37 / 38 / 39 – 205.
20. *Kvennas O., Gjengedal T.* Premises for a well-functioning deregulated power market. – CIGRE-2000. Report 37 / 38 / 39 – 204.
21. *Jason Makansi.* California's electricity crisis rooted in many failings. – IEEE Spectrum, 2001, February.
22. *Schweppe Fred C., Caramanis Michael C., Tabors Richard D., Bohn Roger E.* Spot pricing of electricity. – Kluwer Academic Publishers. Boston / Dordrecht / London. 2000.
23. *Xiaomeng L.* Transmission system planning, operation and interconnection prospects in the changing process of electricity industry in China. – CIGRE-2000. Report 37 / 38 / 39 – 101.
24. *Djanguirov V. A., Barinov V. A.* Planning and operation of the CIS interconnected power systems in conditions of power industry reforming. – CIGRE-2000. Report 37 / 38 / 39 – 208.
25. *Волков Э. П., Баринов В. А., Маневич А. С.* Основные направления развития электроэнергетики России с учетом долгосрочной перспективы и совершенствования рыночных отношений. – Изв. Академии наук. Энергетика, 2000, № 5.
26. *Reliability Assessment 2000 – 2009.* – North American Electric Reliability Council. 2000, October.

Интеграционные процессы при создании энергетическими и топливными предприятиями простого товарищества

Говсиевич Е. Р., канд. эконом. наук., Кузнецов В. А., Мельников А. П., инженеры, Хажеев М. И., канд. эконом. наук, Эдельман В. И., доктор эконом. наук

НИИ экономики энергетики – РАО “ЕЭС России” – ОАО Бурятэнерго

Эффективные механизмы защиты от кризисных явлений с целью надежного топливообеспечения ТЭС и снижения затрат на производство электрической и тепловой энергии – необходимое условие функционирования и развития энергетики РФ в условиях становления рыночных отношений.

Одним из таких механизмов является долгосрочное производственно-экономическое сотрудничество между ТЭС и топливными предприятиями [1, 2].

Анализ мирового опыта использования указанного сотрудничества в отраслях ТЭК (США, Германия, Испания и др.) показывает высокую эффективность совместного управления топливным и энергетическими предприятиями [3].

При этом достигается :

снижение затрат на добычу топлива и выработку электроэнергии;

увеличение отпуска электроэнергии;

сокращение расходов на заработную плату, вспомогательные службы, ремонты и прочее.

Эффективность объединения энергетических и топливных предприятий зависит от его организационно-правовой формы.

Возможны следующие организационно-правовые формы долгосрочного производственно-экономического сотрудничества энергетических и топливных предприятий [4]: акционерное общество (единое юридическое лицо); дочернее акционерное общество; холдинг; филиал; простое товарищество и др.

Незначительный отечественный опыт формирования энергоугольных компаний (ЭУК) в России связан с созданием в 1997 г. ЗАО ЛуТЭК на основе объединения Приморской ГРЭС и Лучегорских угольных разрезов.

Учредителями компании являются: РАО “ЕЭС России”, которому принадлежит 56,3% акций, и ОАО Приморскуголь, владеющее 43,7%.

В настоящее время накоплен трехлетний опыт работы рассматриваемой компании, анализ которого необходим для оценки эффективности и перспективности рассматриваемой формы интеграции энергетических и угольных компаний в ТЭК Российской Федерации.

Показатели предприятий, входящих в ЭУК до объединения (1997 г.) и ЗАО ЛуТЭК после объединения (1998 – 2000 гг.), представлены в табл. 1.

Из табл. 1 следует, что в 1998 г. технико-экономические показатели ЗАО ЛуТЭК существенно улучшились, что свидетельствует об эффективности интеграции, в том числе:

увеличился полезный отпуск электроэнергии с 3330 до 3560 млн. кВт·ч (на 11%);

удельный расход топлива на отпуск электроэнергии снизился с 416 до 410 г/(кВт·ч);

себестоимость электроэнергии снизилась с 348 до 266 руб/(тыс. кВт·ч);

теплота сгорания лучегорского угля увеличилась с 1600 (в 1997 г.) до 1730 ккал/кг (на 8%);

добыча лучегорского угля увеличилась с 1280 до 1430 тыс. т условного топлива (на 12%).

При этом уже в 1998 г. по сравнению с 1997 г. в организации работы ЗАО ЛуТЭК были допущены серьезные просчеты, которые впоследствии привели к относительному ухудшению показателей ЭУК.

К указанным просчетам, нарушившим условия расширенного воспроизводства добычи угля в ЗАО ЛуТЭК, относятся:

снижение коэффициента вскрыши от 13,4 т до 9,8 м³/т условного топлива при увеличении добычи угля;

полное отсутствие капложений в угольные разрезы из прибыли;

не соответствующее условиям расширенного воспроизводства снижение среднего отпускного тарифа на электроэнергию от 417 до 367 руб/(тыс. кВт·ч), приведшее к дефициту прибыли.

В 1999 г. по ряду показателей произошло дальнейшее улучшение технико-экономических показателей ЗАО ЛуТЭК.

Однако в 1999 и 2000 гг. сохраняются недостатки в организации работы ЗАО ЛуТЭК и начинают появляться признаки ухудшения технико-экономических показателей ЭУК.

Одной из основных причин ухудшения работы ЗАО ЛуТЭК является неправильная тарифная политика, не учитывающая специфику энергоугольной компании и приравнивающая ее по рентабельности к ТЭС.

Заниженные тарифы приводили к недополучению средств, необходимых для организации производства угля и энергии в ЗАО ЛуТЭК в размере, как минимум, 70 млн. руб. в 1998 г., 310 млн. руб. в 1999 г. и 454 млн. руб. в 2000 г.

Анализ представленных данных показывает, что ухудшение технико-экономических показателей ЗАО ЛуТЭК не является следствием интеграции Приморской ГРЭС и Лучегорских угольных разрезов. В процессе работы ЗАО ЛуТЭК происходила форсированная эксплуатация угольных разрезов без достаточного выполнения всех затрат на расширенную добычу угля, которая была бы невозможна при раздельном функцио-

Т а б л и ц а 1

Изменение технико-экономических показателей предприятий, входящих в ЗАО ЛуТЭК до и после объединения

Показатель	1997 (раздельное функционирование)	1998	1999	2000 (прогноз)
I. Энергетическая часть				
Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	3850	4100	5020	4410
Расход электроэнергии на собственные нужды ^{***} , млн. кВт·ч	457/11,9	447/10,9	533/10,6	515/11,7
Отпуск электроэнергии с шин, млн. кВт·ч	3390	3650	4490	3895
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г/(кВт·ч)	416	410	411	414
Потери электроэнергии и расход на производственные нужды ^{***} , млн. кВт·ч	60/1,8	90/2,5	140/3,1	100/2,6
Полезный отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч	3330	3560	4350	3795
Тариф на отпуск электроэнергии, руб/(тыс. кВт·ч)	417	367	300	393
Себестоимость электроэнергии, руб/(тыс. кВт·ч)	348	266	257	359
Отпуск тепла с коллекторов, тыс. Гкал	280	265	207	208
Удельный расход условного топлива на отпуск теплоэнергии, кг/Гкал	194	193	194	197
Потери теплоэнергии в сетях ^{***} , тыс. Гкал	23,0/8,2	22,6/8,5	22,6/10,9	15,9/7,6
Полезный отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал	257	243	185	192
Тариф на отпуск теплоэнергии, руб/Гкал	181	182	150	196
Себестоимость теплоэнергии, руб/Гкал	172	140	127	173
Расход мазута ^{***} , тыс. т	53,2/4,9	32,5/2,8	27,1/1,9	33,8/2,8
ФЗП с начислениями, млн. руб.	126	145	207	240
	126*	79*	82*	76*
% себестоимости энергии	10,5	14,7	18,2	17,3
Реализация продукции, млн. руб.	1437	1354	1338	1523
Себестоимость продукции, млн. руб.	1200	984	1140	1390
Балансовая прибыль, млн. руб.	232	370	194	134
Рентабельность, %	19,3	37,6	17,0	9,6
Капвложения, млн. руб.	47	32	87	80
	47*	17*	35*	25*
млн. дол.	8,1	3,3	3,5	2,7
II. Угольная часть				
Добыча угля, тыс. т условного топлива	1280	1430	1810	1480
Удельная себестоимость угля, руб/т условного топлива	328	316	293	367
Цена угля, руб/т условного топлива	532	316	293	367
Коэффициент вскрыши, м ³ /т условного топлива	13,4	9,8	7,5	10,0
Расход дизельного топлива, тыс. т	34,6	21,2	19,3	26,0
Теплота сгорания, ккал/кг	1600	1730	1790	1610
ФЗП с начислениями, млн. руб.	98	119	192	250
	98*	64*	76*	79*
% себестоимости угля	23,3	26,3	36,2	46,0
Реализация продукции, млн. руб.	681	452	530	543
Себестоимость продукции, млн. руб.	420	452	530	543
Балансовая прибыль, млн. руб.	261	0	0	0
Рентабельность, %	62,1	0	0	0
Капвложения, млн. руб.	110	129	182	220
	110*	70*	72*	70*
млн. дол.	19,0	13,3	7,4	7,3
Итого				
ФЗП с начислениями, млн. руб.	227	264	399	490
	227*	143*	158*	155*

Себестоимость продукции, млн. руб.	1620	1440	1670	1930
Балансовая прибыль, млн. руб.	493	370	194	134
Рентабельность, %	30,4	25,7	11,6	6,9
Капвложения, млн. руб.	157	161	263	300
	157*	87,3*	104*	95,3*
	млн. дол.	27,1	16,6	10,7
Дефицит прибыли**, млн. руб.	0	70	310	454
Дефицит тарифа, руб/(тыс. кВт·ч)	0	20	71	120
Необходимый тариф, руб/(тыс. кВт·ч)	417	387	371	513

* Приведено к ценам 1997 г.

** Определен при условии сохранения суммарной рентабельности угольной и энергетической части на том же уровне, что и до интеграции (1997 г.).

*** В знаменателе указаны данные в процентах.

нировании Приморской ГРЭС и угольных разрезов Лучегорский-1 и Лучегорский-2. В результате сохранился бы дефицит полезного отпуска электроэнергии от Приморской ГРЭС, который имел место до создания ЗАО ЛуТЭК. Была бы невозможной работа Приморской ГРЭС при таких низких тарифах на отпуск электроэнергии, какие были установлены ЗАО ЛуТЭК в 1998 – 2000 гг.

Ухудшение финансово-экономического положения ЗАО ЛуТЭК также связано со снижением платежей со стороны ОАО Дальэнерго, через которое производятся расчеты за отпущенную и потребленную энергию.

Кроме того, на негативные последствия работы ЗАО ЛуТЭК повлияли ошибки менеджмента в стратегии управления компанией.

Таким образом, работа ЗАО ЛуТЭК в неблагоприятных финансово-экономических условиях более отчетливо выявила эффективность интеграции и показала, что энергоугольные компании могут служить эффективной основой для создания ТЭС-генераций при реформировании РАО “ЕЭС России”.

В настоящее время при активном участии РАО “ЕЭС России” создаются две энергоугольные компании – УралТЭК и БурТЭК.

НИИ экономики энергетики выполнена комплексная оценка экономической эффективности создания ЭУК, которая включает в себя следующие этапы:

1. Разработку технико-экономического обоснования объединения энергетического и угольного предприятий.

2. Оценку стоимости бизнеса предприятий до и после объединения.

3. Определение основных показателей бизнес-плана создания и развития компании на ближайшую перспективу.

В табл. 2 приведены значения годовой дополнительной прибыли и прироста стоимости бизнеса создаваемых энерготопливных компаний.

Из табл. 2 следует, что ожидаемая дополнительная прибыль при создании ЭУК колеблется от 8,2 до 64 млн. дол., а прирост стоимости бизнеса компании при объединении составит от 2 до 20 млн. дол.

Наибольший эффект, связанный с долгосрочным производственно-экономическим сотрудничеством, может быть получен при создании акционерного обще-

ства, при котором достигается максимальная степень интеграции и единства интересов контрагентов поставки топливных ресурсов [5], однако при существенных различиях условий работы энергетических и угольных предприятий для определения оптимального баланса интересов производителей электрической, тепловой энергии и топлива и накопления конкретного опыта производственно-экономического сотрудничества на начальных этапах целесообразно использовать промежуточные “мягкие” формы интеграции.

Одной из наиболее “мягких” промежуточных организационно-правовых форм долгосрочного производственно-экономического сотрудничества является простое товарищество, особенности которого рассматриваются далее.

Простое товарищество (договор о совместной деятельности) – гражданско-правовой договор, на основании которого участники объединяют свои вклады без потери юридической самостоятельности для осуществления совместной деятельности в целях получения прибыли или достижения иной цели, не противоречащей закону [6].

В простом товариществе:

каждый участник является отдельным юридическим лицом;

прибыль и убытки распределяются пропорционально вкладам участников;

возможен свободный выход каждого участника из состава товарищества с возвратом их вклада (в натуральном или стоимостном выражении), но с компенсацией другим сторонам реального ущерба, возникшего вследствие этого, и при подаче соответствующего заявления не позднее чем за три месяца до даты предполагаемого выхода;

совместный бухгалтерский баланс ведется на балансе одного из участников (как правило, того, кто занимается сбытом конечной продукции);

уплата налогов и приравненных к ним платежей производится отдельно каждым участником после распределения дохода;

каждый участник данного простого товарищества может одновременно участвовать в других простых товариществах;

при управлении каждый участник (юридическое лицо) обладает только одним голосом вне зависимости от вклада в совместный капитал;

при совершении сделки необходимо согласие всех участников товарищества;

не требуется получение разрешений государственных органов регистрации на создание простого товарищества.

Преимущества простого товарищества заключаются в:

самостоятельности и независимости участников; незначительных материальных (финансовых) и временных организационных издержках при создании простого товарищества;

широкой доступности в практике делового оборота методики оформления и учета простого товарищества.

К недостаткам простого товарищества можно отнести:

недостаточное законодательное урегулирование взаимоотношений между участниками;

отсутствие права выпускать акции и соответственно возможности привлекать от имени простого товарищества инвестиции для развития.

В табл. 3 приведены результаты сравнительного анализа некоторых условий, характеризующих эффективность объединения в виде акционерного общества (АО) и простого товарищества (ПТ).

В настоящее время рассматривается проект создания компании “Бурятский топливно-энергетический комплекс” (ПТ БурТЭК) в виде простого товарищества¹.

Основу указанного топливно-энергетического комплекса составляют следующие предприятия: ОАО “Гусиноозерская ГРЭС”; ОАО Бурятэнерго; ОАО “Тугнуйский угольный разрез”.

В настоящее время топливно-энергетический комплекс Республики Бурятия в целом испытывает острый кризис, связанный с низким уровнем функционирования, падением объемов производства энергоресурсов, отсутствием в республике платежеспособного спроса на топливо и энергию. Гусиноозерская ГРЭС имеет низкую рентабельность, обусловленную многолетним недоиспользованием ее производственной мощности вследствие ограниченности рынка сбыта электроэнергии. Цены на энергоресурсы в Республике Бурятия в настоящее время – одни из самых высоких в России.

¹ В статье использованы данные “Программы создания Бурятского топливно-энергетического комплекса (БурТЭК) в форме простого товарищества (ПТ)”.

В то же самое время Тугнуйский угольный разрез является перспективным рентабельным предприятием с большим экспортным потенциалом.

Кроме перечисленных участников, в ПТ БурТЭК предполагается вхождение РАО “ЕЭС России”, ОАО Востсибуголь и ООО “БУК” (Бурятская угольная компания).

Целесообразность создания ПТ БурТЭК обусловлена необходимостью мобилизации усилий всех заинтересованных сторон для обеспечения рентабельности работы всех предприятий, составляющих основу топливно-энергетического комплекса Республики Бурятия.

Хозяйственная цель ПТ БурТЭК состоит в получении прибыли от производства и сбыта электро- и теплоэнергии с использованием угля Тугнуйского разреза за счет:

обеспечения стабильной работы ОАО “Гусиноозерская ГРЭС” и ОАО Бурятэнерго;

увеличения поставок угля Тугнуйского разреза и железнодорожных перевозок;

решения проблемы неплатежей.

Организационной задачей ПТ БурТЭК является отработка вариантов и накопление опыта сотрудничества участников договора для возможной более тесной интеграции.

Вклады участников ПТ БурТЭК представлены в табл. 4.

Данные, приведенные в табл. 4, показывают, что при создании ПТ БурТЭК основные производственные фонды не задействуются как вклады в создание товарищества, что гарантирует права собственности каждого из участников при совместной производственно-экономической деятельности.

Неотъемлемой частью договора о простом товариществе (ПТ БурТЭК) является “Методический подход к оценке вкладов участником в совместную деятельность”.

Согласно рассматриваемому методическому подходу вклады участников договора (сторон) в простое товарищество определяются следующими принципами:

основу для определения вклада составляют затраты на производство конечной продукции;

конечной продукцией является реализованная электрическая и тепловая энергия, произведенная на тугнуйском угле;

вклад определяется двухмесячными затратами участников договора, что определяется средним периодом оборачиваемости оборотных средств;

вклады определяются в натуральном и стоимостном выражении;

Т а б л и ц а 2

Годовая дополнительная прибыль и прирост стоимости бизнеса создаваемых энерготопливных компаний, млн. дол.

Показатель	ЛуТЭК	БерТЭК	НазТЭК	БурТЭК	БорТЭК	УралТЭК	СахТЭК	ВладТЭК	АмурТЭК	ТомскТЭК (в различных конфигурациях)
Годовая дополнительная прибыль	8,3	9,8	20,0	8,2	21,1	64,0	14,0	22,5	49,0	4,6 – 5,6
Прирост стоимости бизнеса	–	–	2,0	20,0	–	–	–	–	5,3	28,0 – 283,0

вклады сторон, принимающих организационное участие, оцениваются экспертно или по согласованию сторон.

Вклад Тугнуйского разреза в ПТ БурТЭК в натуральном и стоимостном выражении определяется соотношениями (1) и (2)

$$V_{тр} = V_{ГОГРЭС}^{ту} + V_{Бурятэнерго}^{ту}, \quad (1)$$

где $V_{тр}$ – количество тугнуйского угля, поставленного для ПТ БурТЭК (вклад Тугнуйского разреза в натуральном выражении), тыс. т условного топлива; $V_{ГОГРЭС}^{ту}$ – количество тугнуйского угля, расходуемого на ГО ГРЭС для производства электро- и теплоэнергии, тыс. т условного топлива; $V_{Бурятэнерго}^{ту}$ – количество тугнуйского угля, поставленного Бурятэнерго, тыс. т условного топлива;

$$B_{тр} = V_{тр} C^{ту}, \quad (2)$$

где $B_{тр}$ – затраты на добычу тугнуйского угля, поставленного в ПТ БурТЭК (вклад Тугнуйского разреза в стоимостном выражении), тыс. руб.; $C^{ту}$ – удельная себестоимость добычи тугнуйского угля, руб/т условного топлива.

Вклад ГО ГРЭС в ПТ БурТЭК в натуральном и стоимостном выражении определяется соотношениями (3) – (7).

$$V_{эз}^{ту} = V_{ГОГРЭС}^{ту} V_{эз} / (V_{эз} + V_{тэ}), \quad (3)$$

где $V_{эз}^{ту}$ – количество тугнуйского угля, расходуемого для производства электроэнергии на ГО ГРЭС, тыс. т условного топлива; $V_{эз}$ – общее количество топлива,

расходуемого для производства электроэнергии на ГО ГРЭС, тыс. т условного топлива; $V_{тэ}$ – общее количество топлива, расходуемого для производства теплоэнергии на ГО ГРЭС, тыс. т условного топлива;

$$W_{ГОГРЭС}^{ту} = W_{ГОГРЭС} V_{эз}^{ту} / V_{эз}, \quad (4)$$

где $W_{ГОГРЭС}^{ту}$ – отпуск электроэнергии, произведенной из тугнуйского угля, с шин ГО ГРЭС, млн. кВт·ч; $W_{ГОГРЭС}$ – общий отпуск электроэнергии с шин ГО ГРЭС, млн. кВт·ч;

$$V_{тэ}^{ту} = V_{ГОГРЭС}^{ту} V_{тэ} / (V_{эз} + V_{тэ}); \quad (5)$$

где $V_{тэ}^{ту}$ – количество тугнуйского угля, расходуемого для производства теплоэнергии на ГО ГРЭС, тыс. т условного топлива;

$$Q_{ГОГРЭС}^{ту} = Q_{ГОГРЭС} V_{тэ}^{ту} / V_{тэ}, \quad (6)$$

где $Q_{ГОГРЭС}^{ту}$ – отпуск теплоэнергии, произведенной из тугнуйского угля, с коллекторов ГО ГРЭС, тыс. Гкал; $Q_{ГОГРЭС}$ – общий отпуск теплоэнергии с коллекторов ГО ГРЭС, тыс. Гкал;

$$B_{ГОГРЭС} = (W_{ГОГРЭС}^{ту} / W_{ГОГРЭС}) C_{ГОГРЭС}^{эз} - V_{эз}^{ту} C^{ту} + (Q_{ГОГРЭС}^{ту} / Q_{ГОГРЭС}) C_{ГОГРЭС}^{тэ} - V_{тэ}^{ту} C^{ту}, \quad (7)$$

где $B_{ГОГРЭС}$ – вклад ГО ГРЭС в ПТ БурТЭК в денежном выражении, тыс. руб.; $C_{ГОГРЭС}^{эз}$ – полная себестоимость электроэнергии, отпускаемой с шин ГО ГРЭС, тыс. руб.; $C_{ГОГРЭС}^{тэ}$ – полная себестоимость теплоэнергии, отпускаемой с коллекторов ГО ГРЭС, тыс. руб.

Т а б л и ц а 3

Сравнительная характеристика условий эффективности интеграции при образовании акционерного общества и простого товарищества

Условия эффективности интеграции	Акционерное общество	Простое товарищество
Поставки углей на ТЭС по сниженным ценам	Поставки углей на ТЭС по себестоимости	Поставки углей на ТЭС по внутрикорпоративным (трансфертным) ценам, которые выше себестоимости, но ниже рыночных цен
Поставки электро- и теплоэнергии топливным предприятиям по сниженным ценам	Поставки электро- и теплоэнергии топливным предприятиям по себестоимости (учитываются как расход на собственные нужды)	Поставки электро- и теплоэнергии топливным предприятиям по тарифам, утвержденным ФЭК (РЭК)
Обмен денежными потоками между энергетическим и топливным подразделениями	Свободный обмен денежными потоками между энергетическим и топливным подразделениями как между цехами одного предприятия	Обмен денежными потоками между энергетическим и топливным подразделениями с дополнительными налоговыми расходами
Гарантии стабильности топливообеспечения ТЭС и сбыта угольной продукции топливными предприятиями	Административное обеспечение гарантий стабильности топливообеспечения ТЭС и сбыта угольной продукции топливными предприятиями, как в едином предприятии	Обеспечение гарантий стабильности топливообеспечения ТЭС и сбыта угольной продукции топливными предприятиями на основе договора о создании простого товарищества
Участие энергетических и топливных предприятий в конкурирующих интеграционных процессах	Энергетические и топливные предприятия, образовавшие акционерное общество с единым юридическим лицом, не могут одновременно входить в состав других конкурирующих акционерных обществ	Энергетические и топливные предприятия, образовавшие простое товарищество, могут одновременно входить в другие, в том числе, конкурирующие, простые товарищества
Правовая самостоятельность энергетических и топливных предприятий при интеграции	Энергетические и топливные предприятия при интеграции теряют правовую самостоятельность, что способствует наибольшей экономической эффективности объединения	Энергетические и топливные предприятия при интеграции сохраняют правовую самостоятельность, что может снизить экономическую эффективность объединения

Вклад ОАО Бурятэнерго в ПТ БурТЭК в натуральном и стоимостном выражении определяется соотношениями (8) – (10).

$$W_{\text{Бурятэнерго}}^{\text{ту}} = W_{\text{Бурятэнерго}} \times W_{\text{Бурятэнерго}}^{\text{соб}} / (W_{\text{Бурятэнерго}}^{\text{соб}} + W^{\text{пок}}), \quad (8)$$

где $W_{\text{Бурятэнерго}}^{\text{ту}}$ – отпуск электроэнергии, произведенной из тугнуйского угля, с шин ТЭС ОАО Бурятэнерго, млн. кВт·ч; $W_{\text{Бурятэнерго}}$ – отпуск всей электроэнергии в ОАО Бурятэнерго, млн. кВт·ч; $W_{\text{Бурятэнерго}}^{\text{соб}}$ – отпуск с шин ТЭС электроэнергии, произведенной собственными силами в ОАО Бурятэнерго (вся электроэнергия производится из тугнуйского угля), млн. кВт·ч; $W^{\text{пок}}$ – количество покупной электроэнергии с ФОРЭМ, млн. кВт·ч.

$$Q_{\text{Бурятэнерго}}^{\text{ту}} = Q_{\text{Бурятэнерго}}, \quad (9)$$

где $Q_{\text{Бурятэнерго}}^{\text{ту}}$ – отпуск с коллекторов ТЭС ОАО Бурятэнерго теплоэнергии, произведенной из тугнуйского угля, тыс. Гкал; $Q_{\text{Бурятэнерго}}$ – общий отпуск с коллекторов ТЭС ОАО Бурятэнерго произведенной теплоэнергии, тыс. Гкал.

$$V_{\text{Бурятэнерго}} = C_{\text{Бурятэнерго}}^{\text{ээ}} - C^{\text{пок}} - C_{\text{сетей}} W^{\text{пок}} / (W_{\text{Бурятэнерго}}^{\text{соб}} + W^{\text{пок}}) - C_{\text{пр.прод.}} + C_{\text{Бурятэнерго}}^{\text{тэ}} - V_{\text{Бурятэнерго}}^{\text{ту}} C^{\text{ту}}, \quad (10)$$

где $V_{\text{Бурятэнерго}}$ – вклад ОАО Бурятэнерго в ПТ БурТЭК в стоимостном выражении, тыс. руб.; $C_{\text{Бурятэнерго}}^{\text{ээ}}$ – пол-

Т а б л и ц а 4

Вклады членов ПТ БурТЭК в совместную деятельность

Участник ПТ БурТЭК	Вклад в совместную деятельность
ОАО “Разрез Тугнуйский”	Часть угля, являющаяся энергетическим топливом для ОАО “Гусиноозерская ГРЭС” и ОАО Бурятэнерго
ОАО “Гусиноозерская ГРЭС”	Затраты на производство электро- и теплоэнергии
ОАО Бурятэнерго	Затраты на производство электро- и теплоэнергии
ОАО Востсибуголь	Профессиональный опыт, деловая репутация, организационное участие. Обеспечение эффективной работы разреза Тугнуйский с учетом увеличения объемов поставок угля. Вклад вносится в виде разработанного проекта
РАО “ЕЭС России”	Деловая репутация, деловые связи, организационное участие. Обеспечение продажи увеличенного объема электроэнергии на ФОРЭМ. Сохранение тарифов на электроэнергию, продаваемую на ФОРЭМ. Оптимизация финансовых потоков. Обеспечение своевременной оплаты денежными средствами за реализованную продукцию ПТ БурТЭК
ООО “БУК” (Бурятская угольная компания)	Деловая репутация, организационное участие. Обеспечение сбыта электроэнергии на местном уровне. Смягчение режима налогообложения. Обеспечение поддержки проекта ПТ БурТЭК исполнительной властью на уровне региона. Вклад вносится в виде разработанного проекта

Т а б л и ц а 5

Вклады сторон в ПТ БурТЭК

Наименование сторон	Вид вклада	Вклад в натуральном выражении	Вклад в стоимостном выражении, тыс. руб.			Удельный вес вклада, %
			Всего	В первый месяц	Во второй месяц	
ОАО “Разрез Тугнуйский”	Уголь	285 000 тыс. т	44 200	22 100	22 100	25,6
В том числе: ОАО “ГО ГРЭС”		146 000 тыс. т	22 600	11 300	11 300	13,1
ОАО Бурятэнерго		139 000 тыс. т	21 600	10 800	10 800	12,6
ОАО “Гусиноозерская ГРЭС”	Энергия:		54 300	27 150	27 150	31,5
	электрическая	258 млн. кВт·ч	48 900	24 450	24 450	
	тепловая	67 тыс. Гкал	5400	2700	2700	
ОАО Бурятэнерго	Энергия:		66 500	33 250	33 250	38,7
	электрическая	53 млн. кВт·ч	3900	1950	1950	
	тепловая	510 тыс. Гкал	62 600	31 300	31 300	
ОАО “Востсибуголь”	Организация		2500	1000	1500	1,4
РАО “ЕЭС России”	То же		2500	1000	1500	1,4
ООО “БУК”	“ ”		2500	1000	1500	1,4
ИТОГО			172 500			100,0

ная себестоимость полезного отпуска электроэнергии ОАО Бурятэнерго, тыс. руб.; $C^{\text{п.ок}}$ – затраты ОАО Бурятэнерго на покупку электроэнергии на ФОРЭМ, тыс. руб.; $C^{\text{сетей}}$ – затраты электрических сетей ОАО Бурятэнерго, тыс. руб.; $C^{\text{пр.прод.}}$ – затраты ОАО Бурятэнерго на производство прочей продукции, тыс. руб.; $C^{\text{ТЭ}}$ – полная себестоимость полезного отпуска теплоэнергии ОАО Бурятэнерго, тыс. руб.

Вклады участников с организационным участием в ПТ БурТЭК оцениваются экспертно по согласованию сторон.

Результаты оценки вкладов сторон в ПТ БурТЭК представлены в табл. 5.

Из схемы распределения результатов совместной деятельности в рамках ПТ БурТЭК, представленной на рисунке, видно, что расчет каждого участника с ПТ БурТЭК включает два основных этапа:

- покрытие расходов на совместную деятельность;
- получение своей доли прибыли.

Поскольку конечной продукцией ПТ БурТЭК является электрическая и тепловая энергия, тарифы на которую регулируются ФЭК РФ (РЭК), максимальный уровень рентабельности всех участников товарищества будет определяться рентабельностью ТЭС. В то же время при сложившейся практике организации предприятий угольной промышленности рентабельность угольных разрезов выше рентабельности ТЭС. Поэтому при организации ПТ БурТЭК необходима разработка конкретных механизмов сохранения в условиях государственного регулирования энергетики средней рентабельности производства энергии и топлива на уровне не ниже, чем при раздельном функционировании угольных и энергетических предприятий.

Выводы

1. Организационно-правовая форма в виде простого товарищества может быть эффективно использована в интеграционных процессах энергетических и угольных предприятий.

2. Возможности получения дополнительного эффекта за счет долгосрочного производственно-экономического сотрудничества энергетических и угольных предприятий в простом товариществе меньше, чем при образовании единого юридического лица.

3. Сохранение правовой самостоятельности участников простого товарищества создает благоприятные организационно-правовые возможности для более широкого и динамичного опробования рассматриваемой формы сотрудничества при производстве электрической, тепловой энергии и топлива.

4. Положительные результаты долговременного производственно-экономического сотрудничества энергети-



ческих и топливных предприятий в форме простого товарищества создают реальные условия для его преобразования в топливно-энергетическую компанию с единым юридическим лицом, в которой эффект от интеграции будет максимальным.

5. При отрицательных результатах долговременного производственно-экономического сотрудничества энергетических и топливных предприятий в форме простого товарищества отсутствуют организационно-правовые проблемы возврата членов простого товарищества к раздельному функционированию.

Список литературы

1. *Угольно-энергетические комбинаты – эффективная форма интеграции отраслей ТЭК* / Кузнецов В. А., Эдельман В. И., Говсиевич Е. Р., Фидель Э. Л. – Энергетик, 1998, № 10.
2. *Объективные предпосылки эффективности интеграции угольных и энергетических предприятий* / Кузнецов В. А., Эдельман В. И., Говсиевич Е. Р. и др. – Тр. НИИЭ, 1998.
3. *Мировой и отечественный опыт создания энергоугольных компаний* / Эдельман В. И., Говсиевич Е. Р., Кузнецов В. А., Алешинский Р. Е. – Энергетика, 2000, № 4.
4. *Новый Гражданский кодекс Российской Федерации. Краткий научно-практический комментарий*. Ростов-на-Дону: “Феникс”, 1995.
5. *Кузнецов В. А., Эдельман В. И., Говсиевич Е. Р.* Определение экономической эффективности совместного функционирования угольного и энергетического предприятий – Электрические станции, 1998, № 10.
6. *Гражданский кодекс Российской Федерации. Часть II*. М.: “Ось-89”, 1996.

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Анализ эффективности сжигания природного газа и бурого угля ухудшенного качества на котлах БКЗ-210-140Ф Челябинской ТЭЦ-2

Осинцев В. В., Кузнецов Г. Ф., кандидаты технических наук, Петров В. В., Сухарев М. П., инженеры

Челябинская ТЭЦ-2

Челябинская ТЭЦ-2 оборудована девятью котлами Барнаульского котельного завода БКЗ-210-140Ф, которые рассчитаны на сжигание челябинского бурого угля с теплотой сгорания 3600 – 3800 ккал/кг при зольности не более 30% и влажности до 13%. В настоящее время на ТЭС сжигают природный газ и уголь резкопеременного ухудшенного качества с теплотой сгорания 2450 – 3100 ккал/кг, зольностью более 40%, влажностью 18 – 26%. Годовое потребление угля незначительно, в топливном балансе ЧТЭЦ-2 составляет 15%, но в отдельные месяцы отопительного сезона оно увеличивается до 80%, а летом равно 0.

Сжигание низкосортного топлива не проходит бесследно для котлов: они, сильно загрязняясь, снижают выработку пара, ухудшают экологические показатели, требуют значительных затрат на поддержание в работе мельничного хозяйства, систем золошлакоочистки и гидрозолоудаления, нередко внеплановых остановов котлов на расшлаковку. Тем не менее, отказаться от потребления этого некондиционного топлива в полном объеме в ближайшее время вряд ли удастся, в связи с чем на Челябинской ТЭЦ-2 начата промышленная отработка рациональной системы сжигания топлива с широким диапазоном теплофизических свойств, обеспечивающей пониженный выход оксидов азота, минимальное загрязнение экранов шлаковыми отложениями и приемлемые технико-экономические показатели котлов.

В основу разработки положена технология ступенчатого ввода в топку потоков реагентов, в качестве опытно-промышленной базы – четыре котла первой очереди ТЭС, на которых произведено опробование различных вариантов выполнения и компоновки горелок и воздушных сопел.

Далее приводятся результаты опытно-промышленного опробования различных систем сжигания топлива, сравнение их с результатами, полученными ранее на котлах с горелками заводской поставки, и выводы о дальнейшем повышении эффективности и распространении новой технологии на ТЭС.

Серийный котел заводской поставки БКЗ-210-140Ф имеет П-образную компоновку газоходов с настенными испарительными трубными экранами в топке, барабан с системой сепарации в верхней части котла, четырехступенчатый пароперегреватель в поворотном газоходе (вторая ступень, примыкающая к топке, выполнена в виде ширм), экономайзер и воздухоподогреватель

в опускном газоходе. Основные параметры рабочей среды на котлах ЧТЭЦ-2 нормированы значениями:

давление перегретого пара 130 ± 5 кгс/см²;
температура перегретого пара 550 ± 5 °С;
температура питательной воды 230 ± 10 °С.

Пылесистема каждого котла осуществляет прямое вдувание пыли в топочную камеру; приготовление пыли производят в четырех молотковых мельницах, которые подключены к горелкам, размещенным на фронтальных стенах топки.

Топка котлов заводской поставки на первой очереди (ст. № 1 – 4) ЧТЭЦ-2 оборудована фронтальными прямоточными пылеугольными горелками, установленными на отметке примерно 12,0 м; пылевой канал горелочного устройства прямоугольного сечения подключен к вертикальной шахте молотковой мельницы; в пылевой канал встроены эжекционные сопла вторичного воздуха. На боковых стенах топочной камеры на отметке примерно 10,0 м размещены встречно-прямоточные газовые горелки (всего шесть горелок: по три на каждой из стен). На задней стене топки напротив пылеугольных горелок – шесть воздушных сопел. Размеры топочной камеры в плане 9,5 × 6,6 м, высота около 20 м.

Зона активного горения всех котлов была запроектирована на работу с очень высокими тепловыми напряжениями объема $q_v = 300$ кВт/м³ и сечения $q_F = 2,3$ МВт/м². В соответствии с появившимися гораздо позднее нормами [1] допустимым параметром по условиям шлакования для бурого угля является $q_F^H \leq 1,75$ МВт/м². Таким образом, уже изначально котлы ЧТЭЦ-2 относились к разряду проблемных из-за неадаптированности к шлакующим свойствам минеральной части сжигаемого твердого топлива. В отсутствии специальных мероприятий даже при сжигании челябинского угля проектного качества с $Q_H^P \geq 3600$ ккал/кг; $W^P \leq 13\%$; $A^C \leq 30\%$ безопасная тепловая нагрузка (паропродуктивность) котлов могла быть ограничена $D_{\text{шт}} = (q_F^H/q_F)D_H \approx (1,75/2,3) \times 210 \approx 160$ т/ч. При активной периодической паровой обдувке поверхностей нагрева в топке и механической расшлаковке экранов и ширм удавалась длительная эксплуатация котлов на угле при нагрузке до 170 т/ч.

На первом этапе (на котле ст. № 4) произведено опробование традиционной системы ступенчатого сжигания топлива организацией ввода топлива через горелки с коэффициентом избытка воздуха меньше 1,0

и подачей дожигающего воздуха над горелками через специально смонтированные сопла.

Возможность подачи воздуха через газовые горелки на боковых стенах и сопла на задних экранах существенно расширяли возможность технологии и диапазон исследования режимов работы топочного устройства [2].

На втором этапе (на котле ст. № 1) осуществлена замена встроенных эжекционных сопел в пылеугольных каналах прямооточных горелок на прямооточно-дутьевые сопла, вынесенные к периферии амбразуры. Здесь верхние сопла горелок выполняли функцию одновременно вторично-дожигающих потоков [2].

Наконец, на третьем этапе (на котле ст. № 2) перешли к системе сжигания топлива с высокоэффективными многофункциональными горелочными устройствами, оборудованными индивидуальными асимметричными щелевыми каналами для ввода в топку пыли и газозооной смеси. Конструктивная особенность системы – “зеркальное” размещение пылевых и газозооных каналов на фронтальной стене топки относительно ее оси симметрии – позволяла использо-

вать воздух из газовых горелок в качестве не только дожигающих потоков, но и защиты боковых экранов от активного загрязнения шлаком [3].

При отработке систем сжигания топлива по стандартным методикам [4, 5] оценивались технико-экономические показатели котла, изучался характер развития факела, теплообмена, проводился анализ загрязнения стен топки шлаком, состава отводимых продуктов сгорания, проб угля, шлака, золы, для чего использовались как штатные приборы и устройства, так и переносные отсосные зонды. В частности, газовый анализ велся по приборам ГХМ с прокачкой проб через химреактивы и по электронному газоанализатору “ТЕСТО-350”; анализ на содержание NO_x в реперных опытах дублировался по контрольной методике [6, 7]. Контроль светимости факела осуществлялся по переносному пирометру, температура на выходе из топки определялась прямым замером, а также по прямому и обратному тепловым балансам топки и пароперегревателя [5]. Подробный химический анализ состава шлаков и золы исходного челябинского угля выполнен в лаборатории топочных режимов Уральского теплотехниче-

Т а б л и ц а 1

Показатель	Система сжигания газа						
	Исходная		После реконструкции				
Котел ст. №	1 – 4	6 – 9	1	2	3	4	5
Тип горелок	Прямоточные	Вихревые	Прямоточные				
Режим работы горелок:							
скорость воздушного потока w_b , м/с	35	25	35	20	20	25	25
коэффициент избытка воздуха	1,1	1,05	1,1	1,0	1,0	0,9	-
Долевое распределение воздушных потоков:							
газовые горелки q_r	0,9	-	0,8	0,6	0,6	0,8	-
вторичное дутье пылеугольных горелок $q_{вт}$	0,05	1,0	0,15	0,3	0,3	0,02	-
заднее дутье $q_{зд}$	0,05	-	0,05	0,1	0,1	0,03	-
фронтное дутье $q_{фр}$	-	-	-	-	-	0,15	-
тангенциальное дутье $q_{танг}$	-	-	-	-	-	-	1,0
Параметры факела:							
степень выгорания топлива в конце зоны активного горения $\psi''_{ар}$	0,98	0,99	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97
температура максимальная в ядре горения (по пирометру) T''_{max} , °С	1300	1450	1310	1300	1300	1350	1350
температура на выходе из топки (по балансу тепла) T''_t , °С	1110	1120	1065	1040	1045	1090	1120
Кoeffициент тепловой эффективности экранов ψ_3 , [5]	0,50	0,5	0,55	0,6	0,6	0,55	0,65
Показатели работы котла:							
потери тепла, %:							
с уходящими газами q_2	5,7	5,4	5,2	4,9	5,0	5,5	5,5
с химнедожогом q_3	-	0,05	-	-	-	-	-
КПД котла $\eta_{ка}^{бр}$, %	93,7	93,95	94,2	94,5	94,4	93,7	93,9
Концентрация оксидов азота C_{NO_x} в отводимых продуктах сгорания при $\text{O}_2 = 3\%$, мг/м ³	280	390	90	110	110	140	150

Примечание. Паровая нагрузка $D_n = 210$ т/ч; скорость выхлопа газовых струй $w_r = 120 \div 150$ м/с.

ского института под руководством доктора техн. наук А. Н. Алехновича и канд. техн. наук В. В. Богомолова.

Анализ эффективности различных систем сжигания топлива осуществлялся по результатам проведения опытов с подачей на котлы природного газа с $Q_H^P = 8008$ ккал/м³ и Челябинского бурого угля с рабочими характеристиками У1 ($Q_H^P = 2450$ ккал/кг; $A^C = 47\%$; $W^P = 25\%$) и У2 ($Q_H^P = 3050$ ккал/кг; $A^C = 40\%$; $W^P = 8\%$) при работе оборудования на максимально допустимых безопасных нагрузках.

Основные отличия в работе котлов с проектными и модернизированными системами сжигания топлива приведены в табл. 1, 2, из рассмотрения которых следует, что более высокие экономические и экологические показатели соответствуют режимам подачи в топку природного газа. В частности, на всех котлах, сжигающих газ, КПД брутто ($\eta_{ка}^{бр}$) выше на 3,5 – 4,5%, а

концентрация оксидов азота в продуктах сгорания в 3,5 – 4,5 раза ниже аналогичных показателей, характеризующих пылеугольные режимы выработки пара. Основной вклад в тепловые потери дают выводимые в атмосферу потоки уходящих газов ($q_2 = 4,9 \div 5,7\%$ при сжигании газа и $q_2 = 6,1 \div 8,8\%$ при сжигании угольной пыли) и с механическим недожогом, появляющимся в режимах сжигания твердого топлива ($q_4 = 0,8 \div 1,2\%$). Последний показатель – в пределах нормы для бурых углей [1, 5] и на всех котлах примерно одинаков.

Можно выделить характерные области максимального загрязнения шлаковыми отложениями всех топок: зона активного горения по всему периметру, задняя стена до нижнего ската пережима и центральные участки ширм.

Имеет место прогрессирующий рост загрязнения топки с повышением паровой нагрузки котлов (рис. 1, а). В частности, при сжигании ухудшенного

Т а б л и ц а 2

Показатель	Система сжигания угля (У1/У2)					
	Исходная		После реконструкции			
Котел ст. №	1 – 4	6 – 9	1	2	3	4
Тип горелок	Прямоточные	Вихревые	Прямоточные			
Максимальная безопасная паровая нагрузка, развиваемая котлом, $D_{пп}^{max}$, т/ч	$\frac{135}{160}$	$\frac{135}{160}$	$\frac{150}{80}$	$\frac{165}{190}$	$\frac{165}{190}$	$\frac{145}{170}$
Режим работы горелок при $D_{пп}^{max}$:						
скорость выхлопа потока аэросмеси в амбразуре $w_{ам}$, м/с	2	20	10	14	14	1,5
скорость вторичного дутья $w_{вт}$, м/с	16	25	25	22	22	14
коэффициент избытка воздуха α_r	1,1	1,25	1,1	1,1	1,1	0,9
Долевое распределение воздушных потоков:						
мельницы q_m	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
вторичное дутье $q_{вт}$	0,2	0,4	0,2	0,3	0,3	0,10
заднее дутье $q_{зд}$	0,1	–	0,1	0,1	0,1	0,05
сброс через боковые газовые горелки q_r	0,1	–	0,1	–	–	0,05
дополнительное дутье через фронтальные сопла $q_{фр}$	–	–	–	–	–	0,20
Параметры факела:						
степень выгорания топлива в конце зоны активного горения ψ''_{ag}	$\frac{0,86}{0,90}$	$\frac{0,90}{0,93}$	$\frac{0,86}{0,90}$	$\frac{0,90}{0,92}$	$\frac{0,90}{0,92}$	$\frac{0,84}{0,88}$
температура факела в конце зоны активного горения (по пирометру) T''_{ag} , °С	$\frac{1280}{1330}$	$\frac{1290}{1340}$	$\frac{1300}{1330}$	$\frac{1220}{1240}$	$\frac{1220}{1250}$	$\frac{1280}{1320}$
температура на выходе из топки (по балансу котла) T''_r , °С	$\frac{1100}{1090}$	$\frac{1130}{1110}$	$\frac{1080}{1070}$	$\frac{1075}{1050}$	$\frac{1070}{1045}$	$\frac{1090}{1080}$
Коэффициент тепловой эффективности экранов ψ_s [5]	0,33	0,3	0,4	0,45	0,45	0,35
Показатели работы котла:						
потери тепла с уходящими газами q_2 , %	$\frac{8,8}{7,9}$	$\frac{7,9}{7,2}$	$\frac{8,3}{7,6}$	$\frac{7,2}{6,3}$	$\frac{7,1}{6,1}$	$\frac{8,6}{7,7}$
КПД котла $\eta_{ка}^{бр}$, %	$\frac{89,7}{90,6}$	$\frac{90,6}{91,3}$	$\frac{90,2}{90,9}$	$\frac{91,3}{92,2}$	$\frac{91,4}{92,4}$	$\frac{89,9}{90,8}$
Концентрация оксидов азота C_{NO_x} в отводимых продуктах сгорания при $O_2 = 6\%$, мг/м ³	800	1200	450	390	390	450

П р и м е ч а н и е. Потери тепла с химнедожогом $q_3 = 0\%$, с мехнедожогом $q_4 = 0,8 \div 1,2\%$.

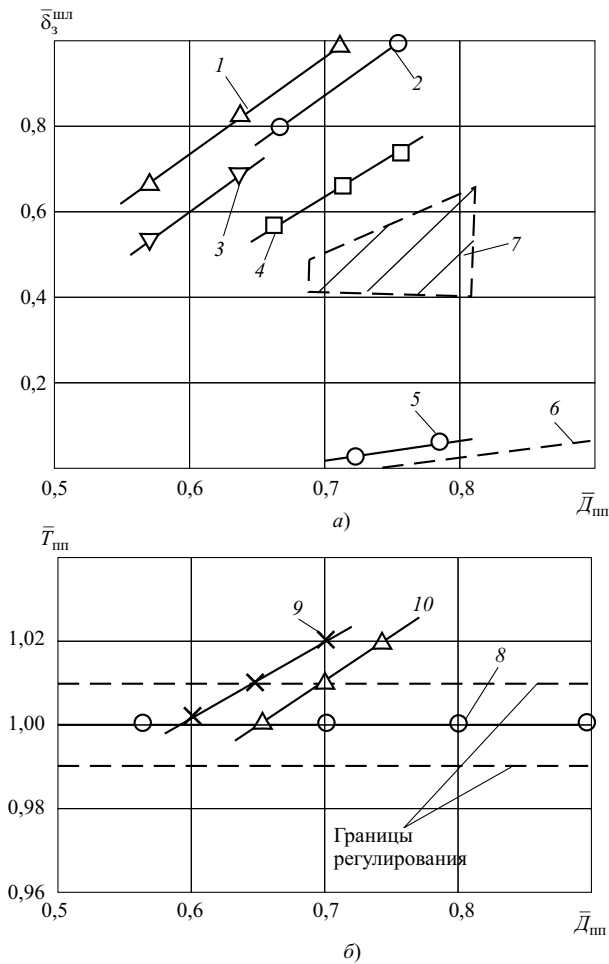


Рис. 1. Влияние относительной паровой нагрузки ($D_{ппн} = \bar{D}_{ппн} / D_{ппн}^{ном}$) на степень загрязнения задней стены ($\delta_3^{шл} = \bar{\delta}_3^{шл} / \delta_3^{max}$) и степень отклонения температуры перегретого пара ($T_{ппн} = \bar{T}_{ппн} / T_{ппн}^{ном}$) при сжигании угля:

a – изменение степени загрязнения при $\delta_3^{max} = 150$ мм; *б* – степень отклонения температуры при $T_{ппн}^{ном} = 550^\circ\text{C}$:

1, 2 – котлы ст. № 1 – 4 с заводскими горелками при сжигании угля соответственно У1 и У2; 3, 4 – котел ст. № 4 после реконструкции при сжигании У1 и У2; 5, 6 – котлы ст. № 2, 3 после реконструкции при сжигании угля типа У1 и У2; 7 – зона шлакования экранов котлов ст. № 1 после реконструкции

угля (У1) шлаковая масса на трубах в зоне активного горения увеличивается вдвое при переходе с нагрузки 135 до 160 т/ч. Примерно та же картина наблюдается при работе на более качественном топливе (У2), если нагрузка котла форсируется со 160 до 180 т/ч. Однако длительную работу котлов с исходными системами сжигания топлива в форсированных режимах не обеспечивали системы впрыскивающего пароохлаждения из-за расходных ограничений установок собственного конденсата (рис. 1, б).

Аппараты периодической паровой обдувки эффективно очищают экраны от шлака на малых нагрузках, но при ее повышении с очисткой экранов от отложений уже не справляются. При снижении нагрузки и увеличении коэффициента избытка воздуха поверхности на-

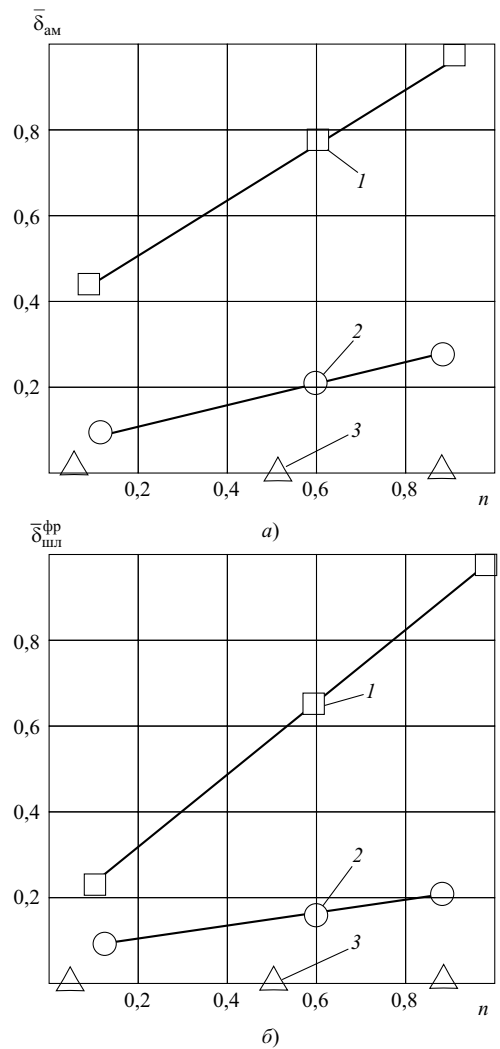


Рис. 2. Влияние степени износа мельничных бил (*n*) на степень заноса амбразуры ($\delta_{ам} = \bar{\delta}_{ам} / \delta_{ам}^{max}$) и степень загрязнения фронтальной стены ($\delta_{шл}^{фр} = \bar{\delta}_{шл}^{фр} / \delta_{шл}^{фр, max}$) при сжигании угля на котлах первой очереди после реконструкции:

a – степень заноса при $\delta_{ам}^{max} = 1,0$ м; *б* – степень загрязнения при $\delta_{шл}^{фр, max} = 1,0$ м:

1 – котел ст. № 4; 2 – котел ст. № 1; 3 – котлы ст. № 2, 3 с многофункциональными горелками

грева в топке саморасшлаковываются. Сохраняется небольшой слой вторичных отложений, периодически сдуваемый и вновь накапливаемый на стенах топки и ширмах. Абсолютная толщина вторичного слоя зависит от развиваемого уровня температуры факела, связанного с его аэродинамическими особенностями, конструктивным оформлением системы сжигания.

Степень загрязнения топочных экранов в свою очередь определяет эффективность радиационного теплообмена в топке, температуру факела в выходном окне, рабочий резерв пароохладителей и максимально возможные паровые нагрузки котлов при длительном сжигании угля (табл. 2). Для ведения расчетов теплообмена по нормам [5] вводится понятие “коэффициент тепловой эффективности экранов” (ψ_s), напрямую связан-

ный со степенью их загрязнения и схемой сжигания топлива (табл. 2).

Независимо от технологии сжигания газоходы заносятся золой, которую необходимо смывать при останове котлов через 3–4 недели. Этот период обычно продлевается за счет перевода котлов на газ. При работе на газе экраны постепенно очищаются, толщина наиболее прочных, обогащенных железом отложений (так называемый, “первичный” слой [1]) устанавливается на уровне 5–10 мм в зоне активного горения и до 100 мм и более на ширмах.

Раскрыть более полную картину протекания процессов в топках и определить направленность мероприятий по улучшению технико-экономических и экологических показателей котлов позволил подробный химический анализ золы угля и проб шлака (табл. 3).

Зола исходного угля включает основные ($O = \text{Fe}_2\text{O}_3 + \text{CaO} + \text{MgO} + \text{K}_2\text{O} + \text{Na}_2\text{O}$) и кислые ($K = \text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3 + \text{TiO}_2$) компоненты в соотношении $O/K \approx 0,2$, характерную рыхлую структуру, что в соответствии с традиционными представлениями о шлакуемости не должно вызывать опасений в части шлакования ширм при температуре до $T_2 \leq 1150^\circ\text{C}$ (соответствующей началу ее размягчения) и топок при температуре $T_3 \leq 1300^\circ\text{C}$ (начало шлакования) [1, 5]. Однако факельный характер протекания азотермоокислительного процесса обуславливает неравномерное изменение минеральной части топлива с неоднородным покомпонентным расслоением основных и кислых составляющих в отдельных частицах золы, различие активности их сепарации, оседания и закрепления на поверхностях нагрева с первичным и вторичным слоями отложений. В результате интегральная структура “задерживаемого” на трубах материала и соотношение в нем основных и кислых компонентов видоизменяются: в отобранных пробах шлака увеличена доля основных соединений, причем на ширмах она имеет максимальное значение. Здесь параметр $O/K = 1,14$ более чем вдвое превышает предельное значение ($O/K^{\text{пред}} = 0,5$); с учетом этого нормами [1] вводится ограничение на уровень температуры факела в зоне активного горения $T''_{\text{ар}} \leq 1250^\circ\text{C}$ и перед ширмами $T''_{\text{т}} \leq 1050^\circ\text{C}$.

Аэродинамические и тепловые особенности факела, связанные с конструкцией и режимом систем сжи-

гания, оказывают сильное влияние на технико-экономические и экологические показатели котлов.

Конструктивное оформление газовых горелок котлов ст. № 1–4 в виде смесительных камер реагентов обуславливало втягивание “фронта пламени” в глубь корпуса. Высокий уровень тепловых потоков непосредственно в амбразурах приводил к их быстрому обгоранию и необходимости замены горелок через 0,5–1 год. Для минимизации негативных последствий раннего зажигания газа в горелки вынуждены подавать максимально возможное количество воздуха, смещающего зону воспламенения к срезу амбразур.

Поскольку факел развивается вблизи экранированных скатов холодной воронки, он имеет невысокий уровень температуры ($T''_{\text{ар}} \approx 1300^\circ\text{C}$), затянута ($\psi''_{\text{ар}} \approx 0,98$). Уровень температуры в выходном окне топочной камеры $T''_{\text{т}} = 1110^\circ\text{C}$. При этом газ полностью выгорает ($\text{CO} = 0$); потери с уходящими продуктами сгорания достаточно высоки ($q_2 = 5,7\%$) из-за повышенного расхода организованно вводимого воздуха в горелки, а также сопла заднего дутья и вторичного воздуха (для охлаждения последних); КПД котла брутто $\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}} = 93,7\%$.

Подача в пригорелочную экзотермоградиентную зону концентрированных потоков реагентов с большим содержанием балластного азота приводила к образованию сопутствующих вредных продуктов – оксидов азота, суммарная концентрация которых сохраняется в зонах активного горения, на участке охлаждения топки выше горелок, за котлом [8]. Ввод практически всего воздуха через горелки в количестве, более чем достаточном для полного сгорания газа с коэффициентом избытка $\alpha_{\text{т}} \geq 1,1$, обуславливал уровень концентрации оксидов азота $C_{\text{NO}_x} \geq 280 \text{ мг/м}^3$. Возможность режимного воздействия на выход NO_x снижением расхода исходного окислителя и компенсации последнего потоками, вводимыми через сопла заднего дутья и вторичного воздуха пылеугольных горелок (т.е. организация ступенчатого сжигания газа), из-за низкой надежности газовых горелок практически отсутствовала.

Подача в топку пылевых потоков производилась с большой долей мельничного воздуха ($q_{\text{м}} = 0,6$); снижение ее влечет “завалы” мельниц дробленным углем с бо-

Т а б л и ц а 3

Материал	Компоненты									$\frac{\Sigma O}{\Sigma K}$
	Кислые			Основные					SO ₃	
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	TiO ₂	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	K ₂ O	Na ₂ O		
Зола:										
по [5]	50	25	–	13	7	2	1,5	1,5	–	0,33
угля отбора	55,18	26,75	1,54	8,11	2,64	2,7	2,55	0,54	–	0,198
пыли за мельницей	52,92	19,38	0,95	16,8	3,6	3,03	1,75	1,58	–	0,365
Шлак:										
под горелками	54,53	23,76	1,37	11,74	2,61	2,14	2,21	1,14	0,51	0,249
с экранов в зоне активного горения	0,95	21,52	1,27	15,74	3,63	2,69	1,92	1,78	0,5	0,349
с экранов перед ширмами	48,87	19,69	1,23	18,98	5,41	2,91	1,51	1,73	0,67	0,438
с ширм	30,77	11,52	1,08	32,5	10,55	1,31	0,97	4,3	7,01	1,14

льшим содержанием влаги и минеральных включений (породы). Для ведения режимов с минимальным загрязнением стен топочной камеры было организовано перераспределение дожигающих потоков воздуха в следующих долевых соотношениях: сопла вторичного воздуха $q_{вт} = 0,2$; сопла заднего дутья $q_{зд} = 0,1$; газовые горелки $q_r = 0,1$.

Нагрузка котлов при сжигании твердого топлива типа У2 была ограничена $D_{пп} = 135$ т/ч, а при подаче в топку пыли угля типа У2 – $D_{пп} = 160$ т/ч. Эти ограничения связаны с активным шлакованием топок и ширм.

Низкая скорость выхлопа потоков пылевоздушной смеси из горелок (см. табл. 2) и значительный диффузорный угол раскрытия амбразур инициировали сильные циркулирующие течения в нижней части пылевых каналов, сепарацию на под горелок и примыкающие экраны крупнофракционной пыли, занос амбразур и зашлаковку горелок и экранов. Толщина слоя шлака со стороны горелок при длительной эксплуатации котла на пыли достигала 1,0 и более метров (рис. 2). Расшлаковка этих образований осуществлялась только механическим путем с помощью “пик”. При этом нередки завалы и поломки шнеков систем гидрозолоудаления. Толщина вторичных отложений на боковых стенах в зоне активного горения и задней стене до пережима доходила до 100 – 150 мм (рис. 1). Циркуляция среды в горелочных амбразурах вызывала раннее зажигание летучих и мелочи пыли с выделением большого количества тепла, попадающего на сопла вторичного воздуха, что приводило к деформации и обгоранию последних с необходимостью замены уже через 1 год после установки.

В этих условиях работа системы сжигания характеризовалась уровнем температуры факела $T''_{ар} = 1280 \div 1330^\circ\text{C}$ и $T''_{т} = 1090 \div 1110^\circ\text{C}$, что выше нормативных значений [3]; степень выгорания факела в конце зоны активного горения $\psi''_{ар} = 0,86 \div 0,9$; расчетное значение $\psi_3^y \approx 0,33$. Уровень концентрации оксидов азота при выбранном распределении воздушных потоков по соплам вторичного воздуха, заднего дутья и газовым горелкам составил примерно 800 мг/м^3 , КПД котла брутто $\eta_{ка}^{бр} = 89,7 \div 90,6\%$. Довольно низкие значения $\eta_{ка}^{бр}$ связаны с высокими тепловыми потерями $q_2 = 7,9 \div 8,8\%$ из-за больших избыточных расходов воздуха через заднее дутье и газовые горелки, уменьшающих активность процесса шлакования в топке.

Первая реальная попытка перехода к новой технологии ступенчатого сжигания топлива путем активного воздействия на протекание экзотермоградиентных процессов изменением концентрации окислителя и азотного балласта в зоне воспламенения горелочного факела была предпринята на котле ст. № 4. Чтобы обеспечить возможность работы горелок в режиме ступенчатого сжигания топлива, была изменена конструкция газогорелочных устройств. Новое устройство позволяло реализовывать прямоточный выхлоп газовых струй через амбразуру попутно воздушному потоку и решало проблему надежности. Кроме того, на фронтальной стене установлены дополнительные сопла дожигающего воздуха.

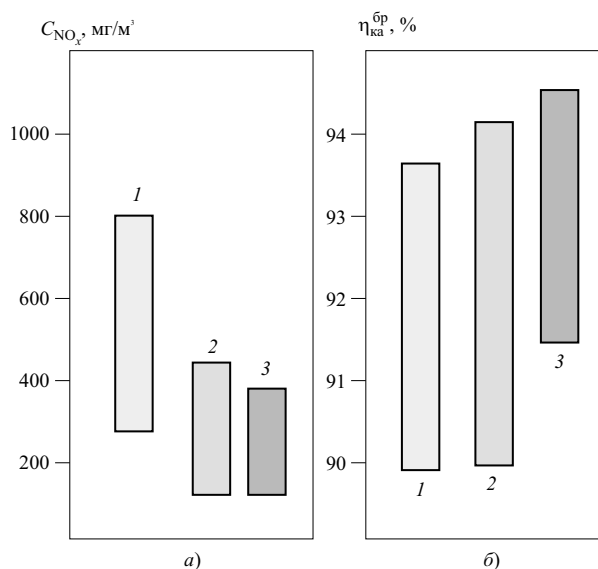


Рис. 3. Эксплуатационные диапазоны колебания основных показателей работы котлов первой очереди ЧТЭС-2 до и после реконструкции:

а – концентрация оксидов азота; б – КПД котла брутто:

1 – котлы с заводскими горелками; 2 – котлы ст. № 1, 4 после реконструкции; 3 – котлы ст. № 2, 3 с multifunctional горелками

Долевым перераспределением воздушных потоков между соплами пылеугольных горелок и дополнительного дожигающего воздуха (в соответствии с данными табл. 1, 2) достигнуто существенное снижение концентрации C_{NO_x} до 450 мг/м^3 при сжигании угольной пыли. Характер горения изменился. Граница начала светимости пылеугольного факела сместилась к центру топки. Продолжалось образование крупных фрагментов шлака на стенах с горелками, со снижением интегрального импульса пылевоздушных потоков из пылеугольных горелок снизилась активность шлакования задней стены.

Размер шлаковых гребней из вторичных отложений на стене с пережимом коррелируется с качеством сжигания угля и развиваемой паровой нагрузкой котла. В частности, при подаче в топку пыли угля типа У1 паровая нагрузка ограничена $D_{пп} = 145$ т/ч, а толщина отложений в пределах 100 мм; при вводе через горелки пыли твердого топлива типа У2 – $D_{пп} = 170$ т/ч, толщина слоя вторичных отложений 70 – 80 мм. В условиях “затянутого” факела, но менее зашлакованной топки параметры $T''_{ар} = 1280 \div 1320^\circ\text{C}$; $T''_{т} = 1080 \div 1090^\circ\text{C}$; $\psi''_{ар} = 0,84 \div 0,88$; $\psi_3^y = 0,35$; $q_2 = 7,7 \div 8,6\%$ и $\eta_{ка}^{бр} = 89,9 \div 90,8\%$.

При сжигании газа также наблюдается затянутость горения. Факел в зоне выхлопа из горелок “потемнел”, “фронт пламени” (граница видимого свечения) сместился в топку от амбразур примерно на 1,0 м. Дополнительная подача организованных потоков воздуха в сопла на фронтальной стене привела к азотно-кислородному обеднению в зоне воспламенения (во фронте пламени), что сказалось на уровне концентрации образующихся

оксидов азота, которая снизилась до 140 мг/м^3 при работе всех шести горелок. Возможность дополнительного снижения C_{NO_x} выявилась при переходе на работу четырех примыкающих к стенам горелок, когда через отключенные (по газу) центральные горелки подаются часть воздуха.

Реально по условиям сажеобразования и появления в дымовых газах СО в центральные горелки можно подавать воздух в количестве не более 15 – 20% его рабочего расхода, что дает снижение концентрации NO_x до 125 мг/м^3 . Наличие СО в продуктах сгорания является индикатором начала роста концентрации бенз(а)пирена [9, 10]. Для современных ТЭС появление химнедожога топлива недопустимо. Как и в случае с пылевым факелом, можно проследить более активное охлаждение газов в топке вследствие повышенной эффективности экранов $\psi_3 = 0,55$ (против $\psi_3 = 0,5$ до реконструкции). В целом получено незначительное приращение КПД котла брутто $\Delta\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}} \approx 0,2\%$ со снижением на ту же величину тепловых потерь с уходящими газами.

Чрезмерно затянутый характер горения топлива в топке небольших размеров, сильное шлакование пылеугольных горелок и продолжающееся активное загрязнение стен привели к выводу о целесообразности использования горелочного воздуха в качестве вторично-дожигателя одновременно. Для реализации этого предложения была изменена конструкция пылеугольных горелок котла ст. № 1 с уменьшением проходного сечения амбразуры и вынесением воздушных сопел из ее центральной области к периферии над и под пылевым каналом. При этом большая часть вторично-дожигателя потока (больше или равно 3/4) подается через верхние сопла. Скорость выхлопа потока пылевоздушной смеси в топку увеличена примерно в 5 раз.

При сжигании пыли сохранена высокая доля воздуха, подаваемого на мельницы $q_m = 0,6$ (для исключения “завалов” топливом); доля вторично-дожигателя дутья $q_{\text{вт}} = 0,2$; заднего дутья $q_{\text{зд}} = 0,1$; сброса через газовые горелки $q_r = 0,1$. Повышенный расход воздуха через газовые горелки связан с необходимостью дожигания крупных частиц угля, уходящих в шлаковый провал, поскольку относительно небольшое количество воздуха, вводимого через нижние сопла пылеугольных горелок, с этой задачей не справлялось.

Более того, при работе на повышенных паровых нагрузках его было недостаточно и для выдувания из амбразуры крупных топливных частиц, начинающих активно сепарировать на под пылевого канала при износе мельничных бил более 30%. В этот период на экранах под горелками начинали формироваться значительные шлаковые наросты, достигающие линейных размеров 200 – 300 мм, но примерно в 5 раз меньше фрагментов под горелками до реконструкции.

При толщине вторичных отложений шлака на боковых стенах в зоне активного горения и на задней стене 40 – 50 мм (при относительно чистом, незагрязненном фронтальном экране) выбрана безопасная для длительной эксплуатации максимальная паровая нагрузка котла: 150 т/ч при сжигании угля типа У1 и 180 т/ч при подаче в горелки топлива типа У2. Зафиксированы характерные для этих нагрузок параметры топочного

процесса: $T''_{\text{ар}} = 1300 \div 1330^\circ\text{C}$; $T''_{\text{т}} = 1070 \div 1080^\circ\text{C}$; $\psi''_{\text{ар}} = 0,86 \div 0,9$; $\psi''_3 = 0,4$. Общие характеристики котла при этом: $q_2 = 7,6 \div 8,3\%$; $\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}} = 90,2 \div 90,9\%$; $C_{\text{NO}_x} = 450 \text{ мг/м}^3$.

При сжигании природного газа воздушные потоки в сопла и горелки распределяются в соотношении: $q_r = 0,8$; $q_{\text{вт}} = 0,15$; $q_{\text{зд}} = 0,05$. Параметры $T''_{\text{ар}} = 1310^\circ\text{C}$; $T''_{\text{т}} = 1065^\circ\text{C}$; $\psi_3 = 0,55$; $q_2 = 5,2\%$; $\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}} = 94,2\%$; $C_{\text{NO}_x} = 90 \text{ мг/м}^3$.

Как видим, значения практически всех параметров топки и котла ст. № 1 лучше аналогичных значений, характеризующих работу котлов до реконструкции. Достигнуты весьма неплохие показатели выхода NO_x . Однако в связи с постоянными срывами в подаче переувлажненного топлива (зависающего в бункерах, течках питателей), “завалами” мельниц моноугольные режимы на котлах практикуются в исключительных случаях. Обычно, чтобы предотвратить обрывы факела в топке, организуют подсветку газом или мазутом с тепловой долей до 15%. В отдельные зимние периоды, когда необходимо форсировать тепловую нагрузку “любой ценой”, доля газа достигает 50% (так называемое, совместное сжигание газа и угольной пыли).

Реализуются нерасчетные режимы с максимально завышенными нагрузками котлов, на которых обеспечивается выработка пара с нормированными параметрами. В этих режимах проявляется очевидная аэродинамическая неадаптированность топочных камер к бинному топливоиспользованию, особенно ярко на котлах первой очереди с разнесенными по боковым и фронтальной стене газовыми и пылеугольными горелками. Скорость протекания экзотермических реакций в газовом факеле значительно выше скорости окисления топлива в отдельных частицах. Введение газового пламени в зону формирования пылеугольного факела, обогащенную кислородом, приводит к “захвату” (эжекции) части последнего активно реагирующими высокоскоростными и высокотемпературными пересекающимися потоками.

Результатом взаимодействия разнородных факельных систем является активное размягчение минеральной составляющей твердых частиц с деформированием пористой структуры и ухудшением условий горения коксового остатка, что неминуемо влечет активизацию шлакования в топке, приводит к повышенному недожогу (особенно в шлаке и сепарирующих крупных частицах, в режимах, когда размол твердого топлива производится в мельницах при износе рабочих участков бил более или равном 30%).

Для минимизации негативных последствий совместного сжигания топлива и дальнейшего совершенствования технологии использования на котлах угольной пыли была предпринята попытка разработать многофункциональное горелочное устройство, адаптированное к различному виду топлива. Не останавливаясь подробно на всех этапах проведенной отработки устройства, сообщим конечные результаты наладки и технико-экономические показатели котлов ст. № 2, 3 с новыми горелками.

При подаче на котлы угольной пыли установлено доленое распределение воздушных потоков на мельницы $q_m = 0,6$; на сопла вторично-дожигающего дутья $q_{вт} = 0,3$; на сопла заднего дутья $q_{зд} = 0,1$. При этом достигается предельно-долгосрочная паровая нагрузка 165 т/ч, если используется топливо типа У1, и 190 т/ч при сжигании топлива типа У2. За счет увеличения скорости выхлопа пылевоздушного потока до 14 м/с и увеличения доли воздушного дутья через нижние сопла пылевого отсека горелок удалось устранить шлакование фронтных стен; снизился темп роста вторичных отложений в зоне активного горения, на задней стене с пережимом; толщина шлакового слоя, периодически сдуваемого при паровых обдувках, не превышает 10–20 мм. Характеристики топочного факела: $T''_{ар} = 1220 \div 1250^\circ\text{C}$; $T''_т = 1045 \div 1075^\circ\text{C}$; $\psi''_{ар} = 0,9 \div 0,92$; $\psi''_з = 0,45$, показатели работы котла: $q_2 = 6,1 \div 7,2\%$; $\eta_{ка}^{бр} = 91,3 \div 92,4\%$; $C_{NO_x} = 390 \text{ мг/м}^3$.

При сжигании газа, вводимого через многофункциональные горелки с фронта, сохраняется то же доленое распределение воздушных потоков, что и при сжигании пыли: $q_г = 0,6$; $q_{вт} = 0,3$; $q_{зд} = 0,1$. Топочные параметры: $T''_{ар} = 1300^\circ\text{C}$; $T''_т = 1040 \div 1045^\circ\text{C}$; $\psi_з = 0,6$; показатели работы котлов: $q_2 = 4,9 \div 5,0\%$; $\eta_{ка}^{бр} = 94,4 \div 94,5\%$; $C_{NO_x} = 110 \text{ мг/м}^3$.

Спутный характер развития системы прямоточных факелов многофункциональных горелок обеспечивает сохранность индивидуальных параметров в каждом из них на горизонтальном участке в зоне активного горения [8, 11, 12], исключает прямое аэродинамическое воздействие газового подсветочного пламени на участок воспламенения пылеугольного факела, сохраняя функцию радиационного теплового облучателя. Это позволило организовать бесшлаковочную подсветку газом через незапитанные пылью горелочные устройства в широком диапазоне ее тепловой доли: 0–75%. Длительная работа котла ст. № 2 с многофункциональными горелками в различных комбинациях ввода угольной пыли и газа на различных нагрузках подтверждает их более высокие технико-экономические и экологические показатели.

В табл. 1, 2 для сравнения приведены характеристики котла ст. № 5 с системой тангенциального соплового ввода газовых и воздушных потоков, а также котлов ст. № 6–9 с вихревыми горелками, которые уступают аналогичным показателям котлов с многофункциональными горелочными устройствами. Подробно описание систем сжигания котлов ст. № 5 и ст. № 6–9 приведено в [13, 14].

Выводы

1. Высокотемпературное факельное сжигание челябинского бурого угля ухудшенного качества на котлах БКЗ-210-140Ф с горелками заводской поставки сопровождается активным шлакованием топки, ограничениями паропроизводительности, характеризуется невысокими технико-экономическими показателями и значительным выходом оксидов азота с дымовыми газами, пониженной надежностью горелочных устройств.

2. Использование природного газа в качестве основного топлива существенно улучшает технико-экономические и экологические характеристики котлов; надежность исходной конструкции газовых горелок с участком предварительного смешения перед амбразурой очень невысокая.

3. Использование природного газа в качестве подсветочного топлива на котлах с исходной компоновкой пылеугольных горелок на фронтной, а газовых – на боковых стенах топки, активизировало шлакование топок.

4. Попытки режимного воздействия на характер развития факела с целью улучшения основных показателей горения и котлов из-за низкой надежности горелок не имели успеха.

5. Перевод котлов первой очереди Челябинской ТЭЦ-2 на технологию ступенчатого сжигания природного газа и челябинского угля ухудшенного качества позволил повысить их технико-экономические и экологические характеристики, уменьшить шлакование топок, повысить допустимую паропроизводительность агрегатов в период сжигания угольной пыли.

6. Анализ результатов испытаний котлов с различными системами, реализующими технологию по п. 5, позволил заключить, что в условиях топочных камер котлов БКЗ-210-140Ф наиболее эффективна система с многофункциональными горелками (рис. 3).

7. Дальнейшую работу по улучшению эксплуатационных характеристик котлов следует организовать в направлении минимизации температурного уровня пылеугольного факела многофункциональных горелок при подробном зондировании и анализе полей температуры, скорости, концентрации.

8. Решения о распространении технологии на другие котлы ЧТЭЦ-2 и о возможности сжигания на них другие угли целесообразно принимать с учетом п. 7 настоящих выводов.

Список литературы

1. *Проектирование* топок с твердым шлакоудалением (дополнение к нормативному методу теплового расчета котельных агрегатов). Руководящие указания. Л.: ВТИ – НПО ЦКТИ, 1981, вып. 42.
2. Пат. 2076998 (РФ). Способ работы вертикальной четырехгранной топки для совместного сжигания газообразного и пылевидного топлива / Осинцев В. В., Кузнецов Г. Ф., Петров В. В. и др. Оpubл. в Б. И., 1997, № 10.
3. Пат. 2143084 (РФ). Способ комбинированного сжигания природного газа, угольной пыли и газообразных продуктов термохимической переработки угля / Осинцев В. В., Кузнецов Г. Ф., Петров В. В. и др. Оpubл. в Б. И., 1999, № 35.
4. Трёмбовля В. И., Фигнер Е. Д., Авдеева А. А. Теплотехнические испытания котельных установок. М.: Энергия, 1977.
5. *Тепловой расчет* котельных агрегатов (нормативный метод). М. – Л.: Энергия, 1973.
6. *Сборник методик по определению концентраций загрязняющих веществ в промышленных выбросах*. Л.: Гидрометеониздат, 1987.
7. Штерн Е. Н. Контрольный метод определения окислов азота в дымовых газах. М.: Союзтехэнерго, 1978.
8. Хзмаян Д. М., Касан Я. А. Теория горения и топочные устройства. М.: Энергия, 1976.

9. *Перевод котла БКЗ-210-140Ф на технологию ступенчатого сжигания топлива* / Осинцев В. В., Джундубаев А. К., Гигин В. Я. и др. – Электрические станции, 1991, № 11.
10. *Перевод котла БКЗ-210-140Ф на технологию ступенчатого сжигания топлива* / Осинцев В. В., Джундубаев А. К., Гигин В. Я. и др. – Электрические станции, 1993, № 3.
11. *Совершенствование методов снижения температурных неравномерностей в топках с фронтальной компоновкой горелок* / Осинцев В. В., Осинцев В. В., Хидиятов А. М. и др. – Теплоэнергетика, 1990, № 4.
12. *Сжигание челябинского угля, природного, коксового и доменного газов в котлах ПК-14 ТЭЦ металлургического комбината* / Осинцев В. В., Осинцев В. В., Кузин В. И. и др. – Промышленная теплоэнергетика, 1989, № 12.
13. *Комбинированное сжигание природного газа и пыли челябинского угля в вихревых горелках* / Хидиятов А. М., Осинцев В. В., Шапин Н. М. и др. – Электрические станции, 1987, № 6.
14. *Перевод котла БКЗ-210-140Ф Челябинской ТЭЦ-2 на технологию сжигания природного газа с раздельным тангенциальным вводом реагентов в топку* / Осинцев В. В., Джундубаев А. К., Кузнецов Г. Ф. и др. – Электрические станции, 1994, № 7.

Об энергоустановках с пылеугольными котлами

Копсов А. Я., Штротберг Ю. Ю., кандидаты техн. наук, Понасечкин С. А., инж.

РАО «ЕЭС России» – АО «Фирма ОРГРЭС»

Уголь является старейшим энергетическим топливом как в нашей стране, так и во всем мире. Отношение же к нему энергетиков, особенно в нашем государстве, периодически менялось. Сейчас у нас наступили времена, когда, видимо, придется увеличить долю угля в структуре топлива для тепловых электростанций.

Несмотря на некоторое снижение доли использования угля в мировой энергетике, во многих странах пылеугольным электростанциям уделяется серьезное внимание.

Планируется ввод новых энергоблоков с пылеугольными котлами. Так, в [1] дана информация о том, что в Индонезии до 2002 г. предполагается сооружение новых пылеугольных блоков суммарной мощностью 7 млн. кВт, а в Южной Корее к 2006 г. будет введено 14 млн. кВт новых мощностей на угольных ТЭС, в том числе 20 блоков мощностью по 500 кВт. Новые котлы будут высокоэкономичными.

За последние 30 лет в отечественной теплоэнергетике очень сильно изменилась структура топлива, сжигаемого в котлах ТЭС. Это следует из данных [2], систематизированных в табл. 1.

Доля угля в структуре топлива на ТЭС за это время снизилась с 56,2 до 25,5% в 1992 г., затем несколько повысилась до 29,3% в 1998 г. После 1973 г. одновременно со снижением доли угля снизилась и доля мазута с 28,6 до 6,7% в 1999 г. Все это происходило за счет значительного увеличения доли газа в котельном топливе с 22,0 до 64,3%. Приведенные данные относятся ко всем энергоустановкам ТЭС; что же касается энергоблоков, то там картина несколько другая. В табл. 2 приведена информация по самым массовым энергоустановкам – энергоблокам мощностью 200 и 300 МВт, при этом использовались сведения [2] и [3].

На блоках мощностью 200 МВт с пылеугольными котлами за последние 14 лет доля угля в сожженном топливе менялась меньше, чем доля мазута. На пылеугольных блоках мощностью 300 МВт наблюдается некоторое увеличение доли угля в сожженном топливе.

Известно, что газомазутные котлы имеют много преимуществ перед пылеугольными, среди них экологичность и экономичность.

Преимущество в экономичности газомазутных котлов можно было наблюдать даже на стадии их освоения. Показатели работы двухкорпусных котлов блоков 300 МВт [3] за 1996 г. приведены далее.

	Котел	
	пылеугольный ТШП-110	газомазутный ПК-41
Удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию, г/(кВт·ч)	382,9	343,8
Расход электроэнергии на собственные нужды на выработку электроэнергии, %	7,0	4,7

Еще более убедительными являются показатели работы котлов одной и той же марки, но сжигающих различное по структуре топливо. Такие данные по котлам ТП-100 блоков мощностью 200 МВт [3] за 1996 г. приведены далее.

	Топливо, %	
	уголь – 96,8 мазут – 3,2	уголь – 47,0 газ – 53,0
Удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию, г/(кВт·ч)	387,0	350,0
Расход электроэнергии на собственные нужды на выработку электроэнергии, %	7,3	6,2
Наработка на отказ блока, ч	376,8	1383,2
Параметр потока отказов, отк/1000 ч	2,65	0,72

Такая же зависимость показателей работы энергоустановок от сожженного топлива сохраняется и в периоде полного освоения блоков и их длительной эксплуатации, что следует из табл. 3, в которой систематизированы сведения [2] и [3] по энергоблокам ТЭС мощностью 200 и 300 МВт.

На каком же уровне находятся энергетические блоки с пылеугольными котлами отечественных ТЭС, можно выявить из сравнения показателей их работы с показателями работы аналогичных блоков ТЭС США.

Т а б л и ц а 1

Год	Страна	Сожженное на ТЭС топливо, %			
		Уголь	Газ	Мазут	Прочее
1970	СССР	56,2	22,0	21,8	-
1971		53,5	22,8	23,7	-
1973		52,7	18,7	28,6	-
1974		53,4	18,6	28,0	-
1985		32,0	40,3	25,9	1,8
1986		31,5	43,6	23,2	1,7
1990		28,3	54,0	16,3	1,4
1991	Россия	26,9	59,5	13,4	0,2
1992		25,5	61,8	12,4	0,3
1997		28,2	62,8	8,7	0,3
1998		29,3	61,8	8,6	0,3
1999		28,8	64,3	6,7	0,2

Такие показатели отечественных конденсационных блоков (из [2] и [3]) с пылеугольными котлами за разные годы приведены в табл. 4.

В табл. 5 собрана информация (из [4] и [5]) о работе американских энергоблоков с пылеугольными котлами различной мощности также за разные годы.

Анализ сведений, приведенных в табл. 4, дает основания утверждать, что интенсивность использования всех российских блоков за период 1986 – 1999 гг. снизилась, так же, как и готовность блоков к работе. Исключение составляют лишь блоки мощностью 500 МВт, готовность которых за последние годы повысилась. Как положительное явление стоит отметить, что надежность отечественных энергоблоков не только не снизилась, но даже несколько повысилась. Снижение готовности блоков к работе можно объяснить увеличением времени нахождения энергоустановок в плановых ремонтах.

Т а б л и ц а 2

	Год	Сожженное топливо, %		
		Уголь	Газ	Мазут
Все энергоблоки 200 МВт	1962	63,0	37,0	-
	1963	58,0	42,0	-
	1964	69,0	26,0	5,0
	1965	67,0	24,5	8,5
	1966	72,0	24,0	4,0
	1974	66,7	18,9	14,4
	1985	43,1	39,5	17,4
1990	37,6	47,5	14,9	
1998	36,0	60,5	3,5	
1999	35,6	62,5	1,9	
Энергоблоки 200 МВт с пылеугольными котлами*	1985	71,4	12,0	16,6
	1988	68,6	16,6	14,8
	1990	66,4	15,8	17,8
	1992	68,8	24,7	6,5
	1998	71,1	26,9	2,0
	1999	70,9	27,8	1,3
Все энергоблоки 300 МВт	1971	44,0	9,0	47,0
	1985	37,5	40,1	22,4
	1990	35,1	44,5	20,4
	1998	29,1	53,0	17,9
	1999	28,6	60,4	11,0
Энергоблоки 300 МВт с пылеугольными котлами	1985	74,2	17,4	8,4
	1988	69,3	24,3	6,4
	1990	66,6	26,2	7,2
	1992	77,2	12,8	10,0
	1998	81,3	11,4	7,3
	1999	82,0	11,8	6,2

* На блоках, кроме угля, использовалось и другое твердое топливо.

Т а б л и ц а 3

Показатель	Год							
	1985		1990		1992		1999	
	Пылеуголь- ные котлы	Газомазутные котлы	Пылеуголь- ные котлы	Газомазутные котлы	Пылеуголь- ные котлы	Газомазутные котлы	Пылеуголь- ные котлы	Газомазутные котлы
Блоки 200 МВт								
Число энергоблоков	97	56	97	64	34	38	38	38
Удельный расход топлива, г/(кВт·ч)	368,6	341,5	373,4	344,4	371,3	339,2	364,2	342,1
Расход электроэнергии на собственные нужды на выработку электроэнергии, %	7,70	5,03	7,67	5,22	7,45	5,09	7,39	5,38
Блоки 300 МВт								
Число энергоблоков	75	79	81	83	27	50	27	50
Удельный расход топлива, г/(кВт·ч)	355,2	328,3	360,0	330,7	374,9	325,1	373,7	326,7
Расход электроэнергии на собственные нужды на выработку электроэнергии, %	5,67	3,21	5,47	3,31	5,99	3,31	6,10	3,47

Т а б л и ц а 4

Год	Страна	Мощность блоков, МВт	Число блоков с пылеугольными котлами	Показатель					Параметр потока отказов, отк/1000 ч	
				Коэффициент технического использования, %	Коэффициент использования установленной мощности, %	Коэффициент рабочего времени, %	Коэффициент неплановых простоев, %	Средняя наработка на отказ, ч		
1986	СССР	150 – 165	30	86,3	67,3					
		200	97	86,8	67,4					
		300	78	86,2	69,5					
		500	15	79,2	66,3	76,6	9,1	247	4,04	
1991		150 – 165	33	87,9				1,1	3502	
		200	109	82,6				4,1	857	
		300	82	84,4				3,6	909	
		500	16	69,0	53,4	67,5	20,7	216	4,63	
1992	Россия	800	6	79,7	36,0		3,4	618		
		150 – 160	17	87,7	42,3		0,8	3600		
		200	34	79,4	52,3		5,4	722		
		300	27	83,4	62,9		3,7	931		
1999		500	7	67,1	47,1	51,8	13,7	342	2,92	
		800	2	78,8	22,0		2,8	607		
		150 – 160	24	85,3			1,5	4619		
		200	38	80,6			4,5	1037		
1999	300	27	81,8			3,1	1196			
	500	7	78,1	31,5	41,3	5,2	723	1,4		
	800	2	73,1	40,0		3,1	620			

Анализ данных табл. 5 показывает, что за последние 15 лет практически все группы блоков США значительно повысили такие показатели, как готовность к работе, интенсивность использования и надежность.

Сравнение показателей наших и американских блоков с пылеугольными котлами позволяет сделать следующие выводы:

готовность к работе (на уровне 1997 – 1999 гг.) выше у энергоблоков США всех групп мощности;

надежность российских блоков мощностью 150,300 и 800 МВт несколько выше аналогичных по мощности блоков США, а надежность блоков 200 и 500 МВт практически одинаковая.

Необходимо отметить, что положительные возможности отечественных энергоблоков с пылеугольными котлами далеко не исчерпаны. В недалеком прошлом, например, в 1986 г., наши блоки по сравнению с американскими имели более высокие показатели по интенсивности использования, по готовности к работе и по надежности. Даже в последнее, трудное для российской энергетики время (большие простои в резерве, ухудшение качества углей), некоторые энергоустановки сохранили свои высокие показатели.

Так, энергоблоки мощностью 200 МВт Беловской ГРЭС с пылеугольными котлами ПК-40-1 в 1992 г. имели удельный расход топлива 339,3 г/(кВт·ч) и среднюю наработку на отказ 7757 ч, а в 1998 г. – 339,8 г/(кВт·ч) и 4473 ч соответственно.

Среди блоков мощностью 300 МВт высокой экономичностью выделялись энергоустановки Рефтинской ГРЭС с котлами П-39-2 (на экибастузском угле), которые имели удельный расход топлива в 1990 г. – 331,1 г/(кВт·ч), а в 1998 г. – 338,6 г/(кВт·ч). Высокой надежностью отличались трехсотки с котлами П-50, которые имели среднюю наработку блока на отказ в 1992 г. – 3448 ч, а в 1998 г. – 2442 ч.

Следует упомянуть и неплохие наработки на отказ в 1998 г. блока 500 МВт с котлом П-49 – 2578 ч и блоков 800 МВт с котлами П-67 – 1351 ч.

В заключение можно сказать, что отечественные энергоустановки с пылеугольными котлами вполне конкурентоспособны с зарубежными, но им необходимо уделять повышенное внимание.

Период необходимого увеличения доли угля в структуре топлива ТЭС может быть весьма продолжительным, поэтому техническое перевооружение энергетики должно быть направлено не в последнюю очередь на совершенствование энергоблоков с пылеугольными котлами. Научный и технический потенциал нашей науки и энергомашиностроения, с учетом громадного опыта эксплуатационников, вполне достаточен для создания в короткие сроки новых, более экологически чистых и экономичных энергоустановок с пылеугольными котлами мощностью 500 и 800 МВт. Необходимые инвестиции в эти крупные блоки должны быть обеспечены как РАО “ЕЭС России”, так и государством.

Т а б л и ц а 5

Год	Мощность бло- ков, МВт	Число блоков с пылеугольны- ми котлами	Показатель					Средняя нара- ботка на отказ, ч	Параметр пото- ка отказов, отк/1000 ч
			Коэффициент технического использования, %	Коэффициент использования установленной мощности, %	Коэффициент рабочего вре- мени, %	Коэффициент неплановых простоев, %			
1982	100 – 199	241	82,09	47,01	66,06	5,84			
	200 – 299	108	84,75	59,56	77,42	4,76			
	300 – 399	81	78,15	50,90	70,97	7,83			
	400 – 599	140	78,75	53,59	73,24	6,96			
	600 – 799	67	79,45	60,39	77,03	7,40			
	800 – 999	19	77,39	57,54	74,72	10,59			
1986	100 – 199	248	83,99	47,51	65,49	4,33			
	200 – 299	114	83,49	58,53	75,78	4,53			
	300 – 399	88	78,32	49,13	68,42	7,17			
	400 – 599	150	80,40	53,97	74,14	5,90			
	600 – 799	82	80,85	61,38	78,38	6,64			
	800 – 999	20	84,57	64,94	80,15	5,78			
1991	100 – 199	251	85,46	49,59	67,98	3,27	807,3	1,24	
	200 – 299	114	84,07	59,54	76,09	3,70	745,7	1,34	
	300 – 399	90	83,10	55,84	76,46	4,35	544,4	1,84	
	400 – 599	156	82,05	61,01	78,35	5,31	565,7	1,77	
	600 – 799	91	84,68	66,09	82,26	4,13	741,4	1,35	
	800 – 999	25	87,96	61,54	78,10	4,01	768,9	1,30	
1992	100 – 199	251	86,33	50,64	68,41	3,00	906,0	1,10	
	200 – 299	114	85,39	60,95	77,10	4,38	709,5	1,41	
	300 – 399	89	82,66	55,75	74,31	4,17	604,7	1,65	
	400 – 599	157	81,50	60,39	77,67	4,58	612,9	1,63	
	600 – 799	91	85,12	66,48	82,55	3,59	859,7	1,16	
	800 – 999	25	87,78	63,24	77,85	2,88	743,3	1,35	
1997	100 – 199	244	88,31	58,93	80,11	2,99			
	200 – 299	112	87,17	65,42	84,50	4,03			
	300 – 399	87	85,23	61,63	81,54	5,33			
	400 – 599	162	84,65	66,08	82,73	5,19			
	600 – 799	90	87,51	71,79	87,10	4,48			
	800 – 999	25	88,34	73,37	87,86	3,02			

Список литературы

1. *Краткая информация*. – Электрические станции, 1998, № 4.
2. *Обзор показателей топливоиспользования тепловых электростанций за 1970, 1971, 1973, 1974, 1985, 1986, 1990, 1991, 1992, 1997, 1998, 1999 гг. М., ОРГРЭС.*
3. *Анализ работы энергетических блоков тепловых электростанций за 1964, 1966, 1969, 1971, 1974, 1986, 1991, 1992, 1998, 1999 гг. М., ОРГРЭС.*
4. *Generating Availability Report 1989 – 1993. Availability Performance of Electric Generating Units in North America. June, 1994, NERC.*
5. *Generating Unit Statistical Brochure. 1993 – 1997. September, 1998. Generating Availability Data System. NERC.*

О некоторых особенностях распределения примесей в водяном объеме котла ТП-87

Горбуров В. И., Зорин В. М., доктора техн. наук, Катковский С. Е., Колечкин Г. И., Крестов В. Б., Сергеев В. В., Хлебников А. А., инженеры

МЭИ – ТЭЦ-11, ТЭЦ-20 АО Мосэнерго

Новые положения организации водного режима, сформулированные в [1] на основе обработки результатов многочисленных расчетных исследований и теплотехнических испытаний барабанных котлов различных типов, подчеркивают особое значение конструктивного оформления водяного объема для установления в нем некоторого распределения концентраций примесей, которое, в свою очередь, определяет скорости поступления примесей к парогенерирующим поверхностям нагрева и чистоту пара.

Как показали теплотехнические испытания, конструктивное оформление в сочетании с режимными факторами может приводить к существенному росту концентраций примесей в одном из выносных циклонов-сепараторов пара (ВЦ) котла ТП-87. На электростанциях страны установлено и длительное время эксплуатируется не менее 60 котлов этого типа. По данным [2] число повреждений испарительных поверхностей нагрева на этих котлах только в 1998 г. равнялось 18. Одна из причин повреждений – сверхнормативные отложения на поверхностях нагрева, которые могут обуславливаться нарушениями водного режима. Только на

электростанциях АО Мосэнерго работают 13 котлов ТП-87. Поэтому проблема выяснения причин возможных отклонений от норм водного режима при эксплуатации котлов указанного типа и разработка рекомендаций по их предотвращению достаточно актуальна.

Конструктивное оформление парогенерирующей части котла ТП-87 является симметричным и показано на рис. 1 (за исключением контуров циркуляции, подсоединенных к барабану). Генерация пара происходит по ступенчатой схеме испарения с тремя конструктивно оформленными ступенями: первая ступень – барабан котла (чистый отсек); вторая ступень – ближайшие к барабану по ходу котловой воды выносные циклоны (ВЦ2 и ВЦ3 на рис. 1; полусолевые отсеки); третья ступень – крайние ВЦ, из которых выводится непрерывная продувка котла (солевые отсеки).

Из симметричности конструктивного оформления котла и одного из основных постулатов классической теории ступенчатого испарения – об идентичности качеств котловой воды ступени и ее продувочной воды – следовал вывод о равенстве концентраций примесей в солевых отсеках, расположенных у обоих торцов бара-

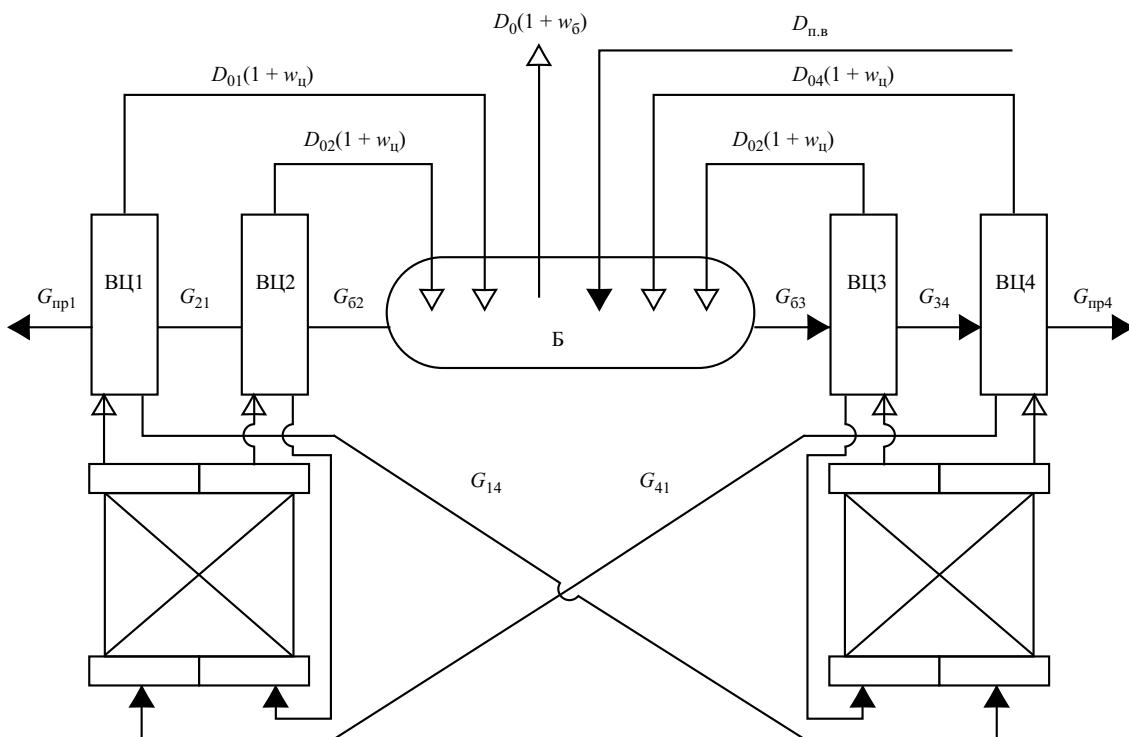


Рис. 1. Схема соединений сепарационных устройств котла ТП-87:

Б – барабан; ВЦ1, ВЦ2, ВЦ3, ВЦ4 – выносные циклоны-сепараторы пара

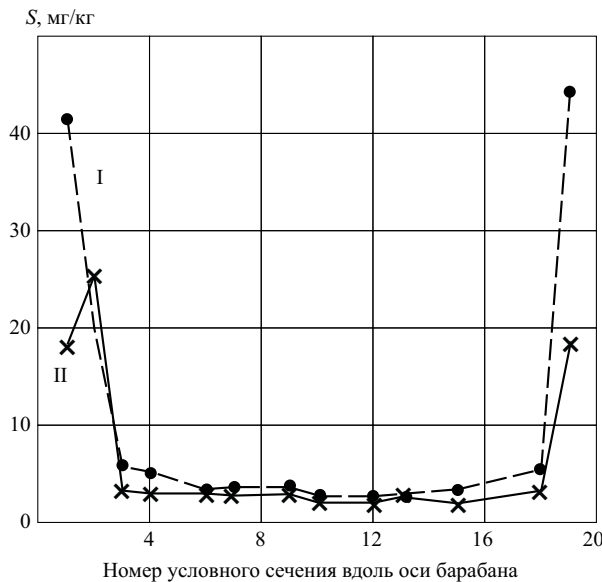


Рис. 2. Распределение общего содержания вдоль продольной оси барабана котла ТП-87:

цифры 1, 2, 18, 19 на горизонтальной оси соответствуют ВЦ1, ВЦ2, ВЦ3, ВЦ4 (рис. 1); I – паропроизводительность $D_0 = 347$ т/ч, продувка $p = 0,0095$; II – паропроизводительность $D_0 = 261$ т/ч, продувка $p = 0,01$

бана при равенстве расходов из них продувочной воды. Однако практика эксплуатации показала ошибочность такого вывода. Для устранения перекосов в концентрации примесей были предложены линии выравнивания концентраций: часть воды к парообразующим поверхностям нагрева, подключенным к одному из крайних ВЦ (например, левого), подавалась из другого крайнего ВЦ (правого) и наоборот. Заметим, что устранение перекоса в концентрации примесей возможно и другим путем: увеличением расхода непрерывной продувки из циклона, где примесей больше, и уменьшением расхода продувки из циклона с меньшим содержанием примесей при неизменном суммарном расходе. И этот способ, на наш взгляд, более естествен.

Особенностью котла ТП-87 является то, что в контур циркуляции, подключенный по пароводяной смеси к одному из крайних ВЦ, 100% воды поступает из другого ВЦ по линии выравнивания концентраций, т.е. контуры циркуляции обоих солевых отсеков (ВЦ1 и ВЦ4) включены по схеме полного перемешивания. Оказывается, что такое подключение контуров циркуляции солевых отсеков может иметь неприятные последствия для одного из полусолевых отсеков.

На рис. 2 показано распределение общего содержания по длине барабана и в выносных циклонах в стационарных режимах номинальной и сниженной нагрузки для котла ТП-87 ст. № 7 ТЭЦ-11 АО Мосэнерго. Из рис. 2 видно, что при сниженной нагрузке концентрация примесей в левом промежуточном ВЦ (полусолевом отсеке) становится в 1,5 раза больше, чем в крайнем ВЦ (солевом отсеке); отношение концентраций фосфатов в этих циклонах равнялось 1,6.

На рис. 3 показан график отношений концентраций примесей (общее содержание) в левых ВЦ S_1/S_2 в

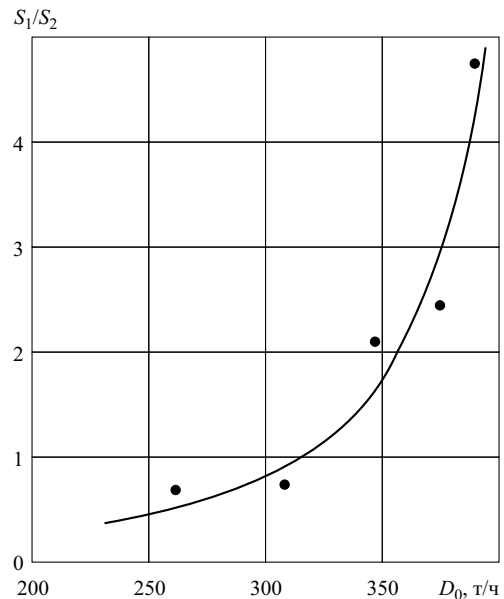


Рис. 3. Отношение концентраций примесей в левых солевом и полусолевом отсеках котла ст. № 7 ТЭЦ-11 при различной паропроизводительности

зависимости от паропроизводительности котла. Разброс точек относительно усредняющей кривой можно объяснить точностью проведенных химических анализов. По данным рис. 3 можно сделать вывод (и это подтверждают прямые измерения), что с уменьшением паропроизводительности котла содержание примесей в левом промежуточном циклоне ВЦ2 возрастает, так как в крайнем ВЦ1 оно практически не изменялось, поскольку не изменялся относительный расход непрерывной продувки ($p \approx 0,01$). При равенстве расходов воды в контурах циркуляции крайних ВЦ1 и ВЦ4 и $p = 0,01$ отношение S_1/S_2 должно оставаться неизменным и равным (по расчету) 5, без учета выноса примесей с паром, или 4,7 при влажности пара, отводимого от ВЦ, $\omega_{ц} = 0,02$.

Еще более удручающие результаты были получены при испытании на ТЭЦ-11 котла ст. № 8 того же типа. После снижения паропроизводительности котла с 406 до 260 т/ч и более 10 ч работы на сниженной нагрузке электропроводимость воды в правом промежуточном выносном циклоне достигла 1740 мкСм/см (при нагрузке, близкой номинальной, она равнялась 12,5 мкСм/см). Концентрация кремнекислоты SiO_2 увеличилась с 0,75 до 7,9 мг/кг. В левом промежуточном ВЦ электропроводимость воды составила лишь 33 мкСм/см, и при этом сохранилось примерно на том же уровне отношение электропроводимостей воды в этом ВЦ и в барабане.

Отметим здесь, что указанные повышенные содержания примесей в воде промежуточных ВЦ не могли быть замечены эксплуатационным персоналом ТЭЦ-11, так как из этих циклонов отбор проб воды для химических анализов не производился ввиду отсутствия пробоотборных линий.

В результате теплотехнических испытаний котла ТП-87 ст. № 11 ТЭЦ-20 АО Мосэнерго также был сделан вывод о возможности значительного увеличения

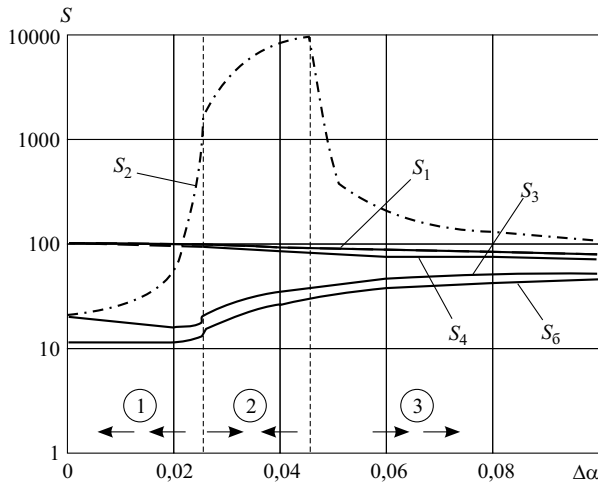


Рис. 4. Расчетные концентрации примесей в барабане котла и выносных циклонах, отнесенные к концентрации в питательной воде, в зависимости от разности расходов воды $\Delta\alpha = \Delta G/D_0$ в контурах циркуляции ВЦ1 и ВЦ4

содержания примесей в воде левого промежуточного ВЦ при его работе на сниженных нагрузках. Особенность этого котла заключается в том, что пробоотборные линии из промежуточного и крайнего выносных циклонов с каждой стороны барабана объединены в одну. При этом нет гарантии, что в общем потоке расход воды из каждого ВЦ составляет 50%. Таким образом, результаты химических анализов проб могут рассматриваться как некоторая усредненная характеристика качества воды в крайнем и промежуточном ВЦ. Так, в частности, при снижении паропроизводительности котла с 420 до 260 т/ч и после более 10 ч работы на сниженной нагрузке концентрация кремнекислоты в левых ВЦ возросла с 0,2 до 0,74 мг/кг при практически неизменном относительном значении непрерывной продувки котла.

Приведенные здесь факты могут иметь только одно объяснение. Если паропроизводительности крайних ВЦ близки по своим значениям, но к одному из них воды поступает больше (от другого ВЦ, см. рис. 1), чем отводится от него по водоопускной трубе, то в этом случае избыток поступившей воды (сравнительно небольшой) должен быть компенсирован уменьшением расхода из промежуточного ВЦ. Вода, отводимая из промежуточного ВЦ в крайний, есть продувка первого. При ее уменьшении содержание примесей в ВЦ начинает возрастать. Если избыток циркуляционной воды в крайнем ВЦ достиг определенного значения, расход воды из промежуточного ВЦ в крайний становится равным нулю, и его “продувка” реализуется только уносом примесей влажным паром. При дальнейшем увеличении избытка циркуляционной воды направление потока воды меняется на противоположное: она начинает течь от крайнего ВЦ к промежуточному. Далее возможно изменение направления потока воды и в трубке между барабаном котла и промежуточным ВЦ.

Для подтверждения сказанного была составлена система уравнений баланса примесей. Уравнения для барабана котла и каждого из ВЦ составлялись в соответствии с рис. 1 и в предположении $G_{41} - G_{14} \geq 0$. Все

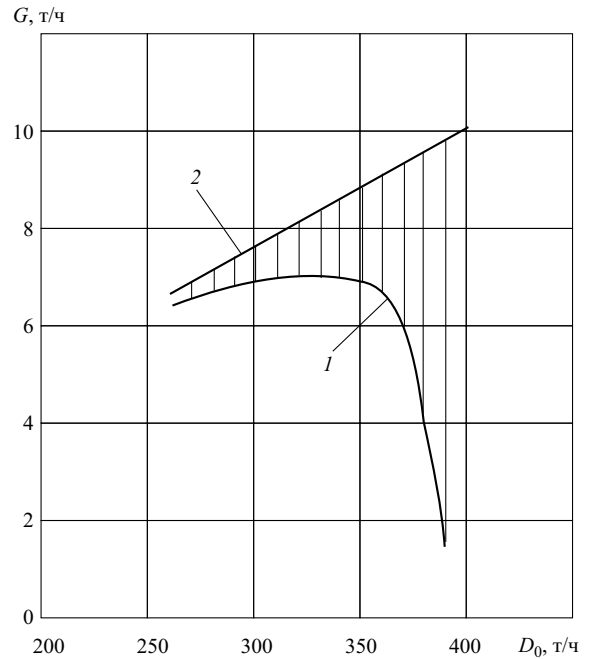


Рис. 5. Расчетные кривые зависимостей от паропроизводительности котла избытка расхода воды ΔG (1), поступающей к ВЦ1 от ВЦ4, и необходимого расхода G_0 (2) для работы ВЦ1, построенные для котла ТП-87 ст. № 7, ТЭЦ-11 АО Мосэнерго

уравнения были приведены к безразмерному виду путем деления всех членов на $D_0 S_{п.в}$ (D_0 – паропроизводительность котла, $S_{п.в}$ – концентрация примесей в питательной воде).

Таким образом, относительный расход воды

$$\alpha_{и} = D_{и}/D_0;$$

$$s_{и} = S_{и}/S_{п.в.},$$

где $S_{и}$ – абсолютное значение концентрации примесей, а индекс “и” заменяется в уравнениях индексами потоков или элементов сепарационных устройств котла в соответствии с рис. 1.

Уравнения имеют следующий вид:

для барабана котла

$$\alpha_{п.в} + \sum_{i=1}^4 \alpha_i k_i s_i = k_6 s_6 + \alpha_{63} s_6 + a;$$

для крайнего левого выносного циклона ВЦ1

$$b + \alpha_{41} s_4 = (\alpha_1 k_1 + p_1 + \alpha_{14}) s_1;$$

для промежуточного ВЦ2

$$a = \alpha_2 k_2 s_2 + b;$$

для ВЦ3

$$\alpha_{63} s_6 = (\alpha_3 k_3 + \alpha_{34}) s_3;$$

для ВЦ4

$$\alpha_{34} s_3 + \alpha_{14} s_1 = (\alpha_4 k_4 + p_4 + \alpha_{41}) s_4.$$

Относительные расходы воды определялись по уравнениям материального баланса: питательной воды

$$\alpha_{п.в} = 1 + \omega_6 + p_1 + p_4;$$

перетока между барабанами и ВЦ2

$$\alpha_{62} = \alpha_{21} + \alpha_2(1 + \omega_2);$$

перетока между ВЦ2 и ВЦ1

$$\alpha_{21} = p_1 + \alpha_1(1 + \omega_1) - \Delta\alpha;$$

перетока между барабаном и ВЦ3

$$\alpha_{63} = \alpha_{34} + \alpha_3(1 + \omega_3);$$

перетока между ВЦ3 и ВЦ4

$$\alpha_{34} = p_4 + \alpha_4(1 + \omega_4) + \Delta\alpha;$$

циркуляционной воды в контуре ВЦ4

$$\alpha_{14} = K_{ц4}\alpha_4;$$

циркуляционной воды в контуре ВЦ1

$$\alpha_{41} = \alpha_{14} + \Delta\alpha.$$

Кроме того, в приведенных уравнениях использованы следующие обозначения:

$$a = \begin{cases} \alpha_{62}S_6, & \text{если } \alpha_{62} \geq 0; \\ \alpha_{62}S_6, & \text{если } \alpha_{62} < 0; \end{cases}$$

$$b = \begin{cases} \alpha_{21}S_2, & \text{если } \alpha_{21} \geq 0; \\ \alpha_{21}S_2, & \text{если } \alpha_{21} < 0; \end{cases}$$

$k_6 = \omega_6 + k_p$; $k_i = \omega_i + k_p$; ω_6 и ω_i – соответственно влажность пара, отводимого из барабана и выносного циклона с номером $i = 1, \dots, 4$; k_p – коэффициент распределения примесей; $p_1 = G_{п1}/D_0$ и $p_4 = G_{п4}/D_0$ – относительные расходы непрерывной продувки; $K_{ц4}$ – кратность циркуляции в контуре ВЦ4; $\Delta\alpha = (G_{41} - G_{14})/D_0$ – варьируемый в уравнениях параметр, т.е. целью расчета будет ответ на вопрос: каким образом разность в расходах циркуляционной воды в контурах, подключенных к крайним ВЦ, влияет на содержание примесей в сепарационных устройствах котла: S_6 (в барабане) и S_1, S_2, S_3, S_4 (в выносных циклонах).

На рис. 4 показаны результаты расчетов, выполненных при следующих исходных данных:

$\omega_i \neq f(i) = \omega_{ц} = 0,01$; $\omega_6 = 0,005$; $k_p = 0,0$; $p_1 = p_4 = 0,005$; $\alpha_i \neq f(i) = \alpha_{ц} = 0,002$; $K_{ц4} = 8$ (значение, соответствующее сниженной нагрузке котла).

Пунктирными линиями на рис. 4 разграничены зоны с разными направлениями потоков воды (для каждой зоны обозначены стрелками) в патрубках между ВЦ2 и ВЦ1 (левая стрелка) и между ВЦ2 и барабаном (правая стрелка).

Зона 1 на рис. 4 характеризуется уменьшением продувки ВЦ2 от некоторого номинального значения (при

$\Delta\alpha = 0$) до нуля (при $\Delta\alpha = 0,0252$). Зону 2 (в диапазоне $\Delta\alpha = 0,0252 \div 0,0454$) можно назвать зоной “запирания” ВЦ2: примеси в этот циклон вносятся и из ВЦ1, и из барабана, а выносятся только с паром.

Зона 3, на наш взгляд, маловероятна. Она характеризуется увеличением продувки ВЦ2 в барабан котла с увеличением $\Delta\alpha$. Теоретически при очень больших различиях в расходах циркуляционной воды в контурах, подключенных к ВЦ1 и ВЦ4, наступает выравнивание концентраций примесей во всех частях водяного объема, и они становятся равными или близкими значению, определяемому расходом непрерывной продувки котла ($p_1 + p_4$).

Предположим, что условия проведения расчетов близки к условиям работы котла ст. № 7 ТЭЦ-11, результаты теплотехнических испытаний которого описаны ранее. Тогда, построив по данным рис. 4 зависимость S_1/S_2 от $\Delta\alpha$ и используя точки аппроксимирующей кривой рис. 3, можно определить соответствие значений $\Delta\alpha$ и D_0 , по которым рассчитать ΔG – разницу в расходах воды, поступающей от ВЦ4 к контуру циркуляции ВЦ1 и отводимой от ВЦ1 к контуру циркуляции ВЦ4. Иными словами, ΔG – избыток воды в ВЦ1, поступающий от ВЦ4. Полученные значения ΔG в зависимости от паропроизводительности котла показаны в виде графика рис. 5, на котором прямая линия – это зависимость расчетного расхода воды, который должен обеспечить паропроизводительность ВЦ1 и вывод из него непрерывной продувки, т.е.

$$G_p = \alpha_1 D_0(1 + \omega_{ц}) + p_1 D_0.$$

Если бы различий в расходах воды от ВЦ1 и ВЦ4 не было (при условии одинаковой их паропроизводительности), т.е. $\Delta G = 0$, то весь расход G_p при любой нагрузке обеспечивался перетоком воды от ВЦ2 к ВЦ1. В условиях $\Delta G \neq 0$ расход воды $G_{21} < G_p$. На рис. 5 видно уменьшение расхода G_{21} (вертикальные отрезки между кривыми ΔG и G_p), с которым из ВЦ2 выводятся примеси. Уменьшение расхода G_{21} ведет к увеличению содержания примесей в его водяном объеме, что и было зафиксировано теплотехническими испытаниями.

Для котла ст. № 8 ТЭЦ-11 значение общего солевого содержания в воде промежуточного ВЦ3 оказалось весьма большим (по сравнению с показателями других сепарационных устройств): электропроводимость воды равнялась 1740 мкСм/см при паропроизводительности котла 260 т/ч. Можно с уверенностью предположить, что при этой нагрузке расход ΔG превысил G_p для ВЦ3 и направление потока воды в трубке изменилось: вода стала поступать от ВЦ4 к ВЦ3, и ВЦ3 оказался без продувки.

Кроме упомянутых в данной статье котлов ТП-87, авторы сталкивались с подобными явлениями и на других электростанциях, но на котлах того же типа. На котлах, длительное время работавших на пониженных нагрузках, увеличение содержания примесей в воде полусолевого отсека приводило к значительным отложениям в парообразующих трубах соответствующих экранов поверхностей и даже к их разрывам в результате перегрева.

Одной из причин появления избытка воды ΔG в одном из крайних ВЦ котла ТП-87 может быть неравномерность тепловой нагрузки при сниженных паропроизводительностях. При этом увеличение содержания примесей в промежуточном (полусолевом) ВЦ возможно с той стороны барабана котла, с которой находится крайний ВЦ с большей паропроизводительностью, чем такой же ВЦ с другой стороны барабана.

Были проведены расчеты в следующих предположениях:

кратность циркуляции любого контура пропорциональна удельной тепловой нагрузке в степени 2/3;

при сниженной паропроизводительности котла удельная тепловая нагрузка контура одного из крайних ВЦ настолько превышает среднюю по котлу, насколько в другом крайнем ВЦ она меньше средней

$$\frac{q_1}{q_{\text{ср}}} = \frac{q_{\text{ср}}}{q_4} = b;$$

паропроизводительность котла равна 0,65 по отношению к номинальной (260/400).

Расчеты показали, что $\Delta G \approx 6$ т/ч может быть достигнуто при $q_1/q_{\text{ср}} \geq 1,25$, что представляется маловероятным, имея в виду, что уменьшение нагрузки на обследованных котлах производилось уменьшением общего расхода газа к горелочным устройствам. При $q_1/q_{\text{ср}} = 1,1$ избыток расхода ΔG расчетом был получен равным 2,6 т/ч ($\Delta\alpha = 0,01$), что, судя по рис. 4, явно недостаточно для заметного повышения концентраций примесей в одном полусолевом ВЦ.

Основной причиной появления избытка воды ΔG в одном из крайних ВЦ котла ТП-87 авторы считают гидравлическую нетождественность водоподводящих труб от крайних выносных циклонов к контурам циркуляции (экранам). Причиной появления гидравлической нетождественности могут быть различные факторы: несимметричные схемы отмычки контуров циркуляции, различные условия для образования отложений, разные работы, которые проводились на котле с элементами контуров циркуляции крайних ВЦ, включая ремонтные работы. Все упоминавшиеся в статье котлы

работают уже длительное время, и за динамикой развития гидравлической нетождественности авторы проследить не имели возможности. Вполне возможно, что в начальный период эксплуатации этих котлов описываемых повышенных концентраций примесей на них не было. Вероятно, в процессе эксплуатации изменялись гидравлические характеристики и других контуров циркуляции, но они не имели столь явных и нежелательных последствий. Что касается контуров циркуляции крайних ВЦ, то важным здесь явилось не столько изменение их гидравлических характеристик, а именно то, что эти изменения были неодинаковыми.

Один из основных выводов данной статьи заключается в том, что для котлов с конструктивной схемой, аналогичной описанной, необходим контроль содержания примесей не только в чистом и солевом отсеках, но и в полусолевом. При этом пробоотборные линии должны быть выведены из каждого ВЦ отдельно. Целесообразны также вырезки из парообразующих труб, гарантированно входящих в контур циркуляции полусолевого ВЦ, с качественным и количественным анализом отложений. При обнаружении резкого увеличения концентраций примесей работа котла с пониженной нагрузкой должна быть ограничена. Разработка конкретных мер для устранения нежелательных явлений и с учетом особенностей того или иного котла, как правило, возможна после соответствующих его теплехимических испытаний.

Для тех котлов, на которых авторами проводились исследования, была предложена сравнительно простая схема их модернизации. Теплехимические испытания котлов, проведенные после их модернизации, показали отсутствие повышения концентраций примесей в выносных циклонах во всем эксплуатационном диапазоне нагрузок.

Список литературы

1. Зорин В. М., Горбуров В. И. Об организации водного режима в паропроизводящих установках. – Теплоэнергетика, 2000, № 6.
2. Обзор повреждений тепломеханического оборудования электростанций с поперечными связями и тепловых сетей РАО "ЕЭС России". М.: ОРГРЭС, 1999.

Противопожарная система для турбоагрегатов энергоблоков ТЭС¹

Жаров А. П., инж., Беликова Н. З., Келлер В. Д., Ржезников Ю. В., кандидаты техн. наук, Комаров В. А., инж.

Всероссийский теплотехнический институт

Повышенная пожароопасность машзалов ТЭС главным образом определяется возможностью аварий турбоагрегатов с выбросом и воспламенением масла и водорода. Этому способствуют физическое изнашивание оборудования, некачественный ремонт, ошибки персонала, отсутствие совершенных средств обнаружения и подавления загораний.

Согласно статистике на электростанциях мира с турбоагрегатами 150 МВт и более за последние 25 лет произошло 79 крупных пожаров. Из них 17 с обрушением перекрытия машзала. Погибло 7 человек.

Поскольку пожары на электростанциях с обрушением перекрытия машзала всегда причиняют большой ущерб, поиск и разработка новой противопожарной техники и технологии ведутся постоянно.

В целях повышения пожаробезопасности турбин во Всероссийском теплотехническом институте (ВТИ) создано огнестойкое турбинное масло марок Иввиоль и ОМТИ [1]. По этой же причине ВТИ стал основоположником применения воды в системах регулирования [2]. Разработанное в ВТИ и получившее широкое применение на турбоагрегатах мощностью 250 – 1200 МВт противоаварийное маслонабжение подшипников с помощью емкостей с маслом (резервных бачков), размещенных на крышках корпусов подшипников [3], является к тому же и весьма эффективным противопожарным мероприятием. При работе насоса системы смазки емкости заполнены маслом, запас которого рассчитан на обеспечение выбега роторов при сорванном вакууме с дозированной подачей в подшипники. Это позволяет останавливать турбоагрегат с отключенным насосом смазки, предотвращая тем самым интенсивную подпитку маслом очагов горения в случае аварийной разгерметизации системы смазки.

Применение воды и огнестойкого турбинного масла в системах регулирования всех турбин мощностью 250 – 1200 МВт, предназначенных для ТЭС, существенно снизило пожароопасность в машзалах. Однако угрозу пожаров, связанную с наличием нефтяного масла в системах смазки и уплотнений вала генератора (УВГ), устранить пока не удается. Огнестойкое масло в системе смазки в России применено пока на трех из 124 турбоагрегатов указанной мощности. Его широкому распространению препятствуют причины экономического плана.

Одним из наиболее перспективных решений, обеспечивающих пожаробезопасность турбогенераторов, является водяное или воздушное охлаждение вместо водородного, где отпадает необходимость и в маслосистеме УВГ. Но оно не может быть применено быстро,

так как невозможно за короткое время осуществить замену многочисленного парка находящихся в эксплуатации агрегатов.

В создавшихся условиях актуальность поиска и реализации эффективных и экономичных решений, снижающих пожароопасность турбоагрегатов совершенствованием технологии их эксплуатации и обслуживания в аварийной и пожароопасной ситуациях, не вызывает сомнений.

Установлено, что катастрофические для машзалов пожары инициировались в основном вибрационными разрушениями турбоагрегатов мощностью 300 – 500 МВт, произошедшими из-за обрыва рабочих лопаток роторов низкого давления. Обычно при обрыве под корень более четырех лопаток последней ступени ротора низкого давления от вибрации валопровода разрушаются два-три, а иногда и более подшипников, а также УВГ и маслопроводы. В результате на горячей поверхности турбины, паропроводы и площадки обслуживания выбрасывается 0,5 – 0,6 м³ масла из разрушенных резервных бачков, размещавшихся на крышках подшипников. Пожароопасность ситуации усугубляется еще и тем, что при действующем насосе системы смазки расход масла, поступающего в машзал из поврежденных напорных маслопроводов, составляет 30 – 50 л/с. К тому же в машзал будет попадать значительное количество водорода из генератора.

Известно, что на турбинах ЛМЗ разрушение крышки подшипника вызывает разрыв напорного маслопровода, подведенного к установленному на ней резервному бачку. Обычно сечение такого маслопровода в 5 – 9 раз больше сечения шайбы, ограничивающей расход масла через подшипник. Существенное изменение гидравлической характеристики сети, обусловленное разрывом напорного маслопровода, может привести к снижению давления в системе смазки до значения, соответствующего уставке сигнала на включение резервного и, возможно, аварийных насосов и существенно увеличению подпитки маслом очагов горения.

По расчетным оценкам ВНИИПО МВД РФ, горение пролитого масла на поверхности более 50 м², расположенной на уровне отметки обслуживания, опасно для перекрытия машзала. Разогрев несущих ферм до критической температуры (500°C) в таких случаях происходит менее чем за 8 мин. Но наибольшую опасность для ферм машзала представляет горение масла, фонтанирующего вверх дольше 1 мин.

Следовательно, при больших проливах масла и продолжительном действии масляных фонтанов обрушение перекрытия машзала должно произойти до прибытия пожарного подразделения, что и случалось в таких ситуациях.

¹ В порядке обсуждения. Р е д .

Обычно первичные очаги горения при пожаре в машзале возникают вследствие самовоспламенения масла, которое происходит при попадании его на горячие поверхности ЦВД и ЦСД турбины и паропроводов. Но в случае разгерметизации маслопроводов и подшипников ЦНД и генератора поджигателем масла может оказаться горящий водород. Для его воспламенения бывает достаточно искры.

Если при разгерметизации УВГ водород выходит в машзал через опоры турбогенератора, расход его зависит от степени повреждения УВГ и масляных уплотнений корпусов подшипников, а также от эффективности вытяжной трубы сливного коллектора смазки, через которую часть водорода удаляется за пределы машзала.

По расчетным оценкам, горение водорода около подшипников генератора опасно для перекрытия, когда пламя напрямую воздействует на него дольше 40 с, а расход сгорающего водорода не менее 0,1 кг/с.

Защитить перекрытие машзала от недопустимого нагрева в этом случае можно немедленным и безопасным удалением большей части содержащегося в генераторе водорода за пределы машзала.

Относительно взрывоопасности водородно-воздушной смеси в машзале существуют следующие мнения.

Свидетели катастрофических аварий турбоагрегатов отмечали, что слышали взрывы и хлопки, видели горящие факелы, достигавшие перекрытия машзала.

Объяснить это можно следующим. Разгерметизация генераторов при таких авариях происходила от мощных динамических воздействий роторов на УВГ и торцевые щиты статоров с выделением тепла и искр. Поэтому вышедший водород немедленно воспламенялся и возникала ударная волна, сопровождаемая характерным хлопком. При анализе подобных аварий не было обнаружено достоверных данных, свидетельствующих о том, что силового воздействия от таких ударных волн достаточно, чтобы вызвать разрушения в машзале.

Теоретически можно допустить возможность и более мощных взрывов, вызванных образованием и воспламенением больших локальных скоплений водорода, однако на практике такие явления не наблюдались.

В отсутствие поджигателя выходящий в машзал водород должен через определенное время равномерно перемешаться с воздухом, и концентрация его в объеме машзала будет несоизмеримо ниже минимального предела, при котором смесь пожаро- и взрывоопасна.

Развитие пожара на электростанции и его последствия во многом зависят от предпринимаемых персоналом действий, оперативности прибытия пожарного подразделения, эффективности средств пожаротушения.

В машзалах отечественных электростанций нет автоматических установок пожаротушения. При ликвидации загораний аварийно выброшенных горючих веществ всегда подвергалась опасности жизнь эксплуатационного персонала, так как использовались средства, требующие прямого его участия в пожаротушении: лафетные стволы, подключенные к водопроводу, переносные и передвижные огнетушители. Люди попадали

в экстремальные условия, одним из которых было быстрое сильное задымление машзала.

Помимо невысокой эффективности традиционных способов пожаротушения ситуация усугубляется еще и тем, что при их применении попадание большого количества холодной воды на наиболее горячие поверхности турбины и паропроводов вызывает образование трещин в металле.

В настоящее время противопожарные мероприятия, касающиеся технологии обслуживания турбоустановки энергоблока в аварийной ситуации, в определенной последовательности объединены в системе предотвращения развития загорания масла [4]. В ней предусмотрена реализация действий персонала, защит и блокировок по немедленному останову турбоагрегата со срывом вакуума и последующему (через 60 с) отключению насосов системы смазки. Система приводится в действие ключом предотвращения развития пожара (КППП). Такими системами оснащены турбоагрегаты мощностью 250 МВт и выше, системы смазки и УВГ которых снабжаются нефтяным маслом насосами с электроприводами.

Однако практика показала, что при катастрофических авариях, когда в машзал в разных местах выбрасываются большое количество масла и весь водород, эта система малоэффективна. Главная причина – наличие задержки на 60 с с отключением масляных насосов, а также то, что удаление водорода из генератора осуществляется через трубопровод небольшого сечения с вентилями, имеющими ручное управление.

Чтобы при таких авариях эффективно бороться с пожаром, не подвергая опасности эксплуатационный персонал, необходимо прежде всего предотвратить его развитие, осуществив посредством автоматики оперативные мероприятия по еще более результативному сокращению выброса в машзал горючих веществ и обеспечению интенсивного первичного пожаротушения и огнепреграждения в направлении перекрытия.

С этой целью в ВТИ разработана система предотвращения развития пожара (пат. 2114998. Способ противопожарной защиты машинного зала электростанций), алгоритм которой включает в себя и алгоритм упомянутой системы предотвращения развития горения масла, реализуемый в частных случаях. В функциональных признаках новой системы отражена особенность защищаемого объекта – наличие в его технологическом процессе воды и пара – веществ, хорошо известных в противопожарной практике.

Одним из условий срабатывания системы с реализацией ее функций в полном объеме является подача сигнала защиты турбоагрегата по предельному уровню вибрации.

Все мощные турбоагрегаты оснащены соответствующей виброаппаратурой и защитой по предельному уровню вибрации с уставкой срабатывания 11,2 мм/с для любой опоры. Естественно, принятый предельный уровень вибрации какой-либо опоры турбоагрегата не свидетельствует о начале катастрофы. Но согласно нормативным документам в целях предотвращения возможной аварии в случае стремительного нарастания вибрации эксплуатация турбоагрегатов при указанном ранее уровне вибрации запрещена.

При наличии системы предотвращения развития пожара появление сигнала об отключении турбины и генератора защитой по предельному уровню вибрации позволит оператору воздействием на КПП в пожароопасной ситуации отключить без выдержки времени насосы системы смазки. Появление еще одного, дополнительного сигнала о быстром снижении давления водорода на величину, превосходящую допустимую по ПТЭ, например, на 0,03 МПа, свидетельствующее о разгерметизации системы охлаждения генератора, обеспечит при том же воздействии оператора на КПП быстрое удаление водорода из генератора за пределы машзала.

С этой целью в системе предотвращения развития пожара предусмотрено специальное устройство. Оно содержит тонкую перегородку, препятствующую выходу водорода в сбросную трубу во время нормальной эксплуатации энергоблока, и имеет абсолютную герметичность по отношению к водороду. Перегородка разрывается по команде, которая поступает от КПП. Аварийное освобождение генератора от водорода выполняется за 30 – 40 с. Устройство долговечно и не требует обслуживания.

Поскольку емкость демпферного бака (ДБ) системы УВГ позволяет обеспечить подачу масла к уплотнениям с номинальным перепадом давлений “масло – водород” и во время выбега ротора при неработающих насосах системы уплотнений (МНУ), то команда на отключение МНУ подается немедленно после открытия аварийного сброса водорода. Если выяснится, что УВГ разрушены настолько, что подаваемое в них из ДБ масло выливается в машзал, то в такой ситуации прекращается подача масла и из ДБ.

В системе предотвращения развития пожара помимо мероприятий, ограничивающих выброс в машзал масла и водорода, предусмотрено активное первичное тушение и огнепреграждение в наиболее опасных зонах горения. С этой целью используется технологическая среда аварийно останавливаемого энергоблока – горячая вода.

Результаты проведенных исследований на экспериментальной установке показали, что при подаче к очагам горения масла и водорода под соответствующими углами струй горячей воды из емкости, в которой параметры воды составляют 0,7 МПа и 160°C, над очагами формируется огнепреграждающий пароводяной шатер, который препятствует распространению пламени вверх. Шатер образуется благодаря мелкодисперсному распылению горячей воды. При выходе в атмосферу струи вскипающей воды происходит мгновенное взрывное дробление ее паром на капельки размером 10 – 15 мкм. На парообразование расходуется 10%, а мелкодисперсному распылению подвергается 40% воды.

Попадая в пламя, капельки мгновенно испаряются, отбирая тепло. В результате резко снижается температура парогазового потока, поднимающегося вверх, уменьшается активность окисления еще несгоревшего водорода и масла.

По данным ВНИИПО [5] мелкораспыленная вода с начальной температурой 150°C на расстоянии 0,5 м от

распылительных устройств ожоговых явлений у людей не вызывает.

Теоретически при сгорании 1 кг водорода может превратиться в пар 50 кг мелкораспыленной горячей воды; при сгорании 1 кг турбинного масла – только 17 кг.

Таким образом, при пожаре, в котором может сгореть 500 – 700 кг масла и 20 – 25 кг водорода, для огне тушения и создания огнепреграждающих шатров над опасными очагами может потребоваться 20 – 25 м³ горячей воды.

Действие распылителей горячей воды около очагов горения должно продолжаться до ввода основных средств пожаротушения прибывшим оперативным подразделением Государственной пожарной службы.

На аварийно-остановленном энергоблоке горячая вода необходимых параметров всегда имеется в достаточном количестве в баке-аккумуляторе деаэрата. Полезная емкость бака-аккумулятора термического деаэрата турбоустановки мощностью 300 МВт составляет 100 – 140 м³. Температура горячей воды в баке-аккумуляторе равна 164°C, что соответствует избыточному давлению в деаэрате, равному 0,6 МПа (6,0 кгс/см²).

При аварийном отключении энергоблока с немедленной остановкой конденсатных и питательных насосов постепенное опорожнение бака-аккумулятора не приводит к резкому снижению давления в деаэрате благодаря частичному вскипанию оставшейся воды. Таким образом, длительное время обеспечивается питание распылителей горячей водой, расход которой практически равен расчетному.

Чтобы с большей гарантией обеспечить подачу воды в необходимом количестве, распылители устанавливаются только в тех местах, где пламя ничем не экранируется, и поэтому воздействие огня на перекрытие наиболее активно. К таким местам относятся следующие зоны: пространство около переднего подшипника ЦВД, пространство между ЦВД и ЦСД, а также пространство около подшипников генератора.

Итак, в качестве краткого резюме необходимо отметить следующее.

Пуск системы предотвращения развития пожара инициируется воздействием оператора на КПП при наличии возгорания, которое нельзя ликвидировать доступными противопожарными средствами.

Алгоритм системы полностью реализуется только при совокупности следующих факторов:

срабатывание защиты турбоагрегата по предельному уровню вибрации;

фиксация интенсивного снижения давления водорода в генераторе.

Если эти факторы отсутствуют, система действует, как уже известная система предотвращения развития загорания масла, которой в настоящее время оснащены все турбоагрегаты мощностью 250 МВт и выше.

Если имеет место только первый фактор, то система обеспечивает срыв вакуума и без выдержки времени отключает рабочие насосы системы смазки с запретом на автоматическое и ручное включение резервного и аварийных насосов смазки.

Если имеют место и первый, и второй факторы, то система не только без выдержки времени отключает рабочие насосы системы смазки с запретом на автоматическое и ручное включение резервного и аварийных насосов смазки и обеспечивает срыв вакуума, но реализует и другие функции:

при быстром снижении давления водорода в генераторе на 0,03 МПа открывает устройство быстрого удаления водорода и отключает работающий МНУ с запретом на автоматическое и ручное включение резервного и аварийного МНУ;

дает разрешение на подачу горячей воды к распылителям;

дает разрешение на отключение демпферного бака системы УВГ.

Приведенный ранее вариант системы в настоящее время создается на Конаковской ГРЭС.

Дальнейшая перспектива совершенствования противопожарной системы – полная автоматизация. Объективная оценка ситуации, оперативность и адекватность принятых мер степени опасности должны быть обеспечены совокупностью соответствующего набора достоверных сигналов-извещателей загораний масла и водорода и сигнала об отключении турбины и генератора по уровню вибрации, при котором неизбежны повреждения с разгерметизацией масло- и водородсодержащих систем.

При обрыве более четырех лопаток последних ступеней низкого давления турбин К-300-240 виброскорость опор ЦНД может превышать 45 мм/с. Однако ориентироваться на такое значение даже в целях пожаробезопасности пока не позволяет то, что в штатной виброаппаратуре задействована эксплуатационная шкала измерений до 15 мм/с. Поэтому в качестве компромиссного варианта сигнала об обрыве группы лопаток ЦНД допустимо, на наш взгляд, рассматривать сигнал об одновременном скачкообразном повышении вибрации всех опор цилиндров низкого давления по двум направлениям (вертикальному и поперечному) до 14 мм/с.

В дальнейшем предполагается также более полно реализовать уникальное свойство паротурбинного энергоблока – возможность применения его технологической среды (пар и вода) для подавления пожара в начальной фазе.

Как уже было отмечено, флегматизирующее влияние пара на горение масла [6] и водорода используется при организации шатров из мелкодисперсной воды и пара.

Другая возможность применения пара для флегматизации горения масла основана на том, что после закрытия клапанов, через которые подается пар в турбину, ЦВД может достаточно продолжительное время быть под давлением пара, сообщаясь с промперегретелем паропроводами “холодных” ниток. Это позволяет организовать выпуск пара из ЦВД к подшипникам № 1, 2 через концевые уплотнения путем прекращения

его отсоса из уплотнений и отмены сигнала на открытие клапанов, через которые обычно при однобайпасной схеме на останавливаемой турбине пар сбрасывается из промперегревателя в конденсатор.

Этот способ может быть задействован, если нет противопоказаний, связанных с попаданием в этом случае части пара в ЦНД.

Помимо рассмотренных противопожарных мероприятий активного и профилактического действия для защиты несущих ферм перекрытия машзала могут использоваться и, так называемые, пассивные средства.

В настоящее время имеются покрытия вспучивающегося типа, которые существенно повышают огнестойкость металлоконструкций.

Существенными недостатками таких покрытий являются трудоемкость нанесения на фермы перекрытия машзала, недолговечность, снижение эффекта защиты при прямом воздействии пламени.

Выводы

1. Реализация системы предотвращения развития пожара, благодаря которой уменьшены аварийные выбросы в машзал масла и водорода и применено огнетушение и огнепреграждение с использованием горячей воды из тепловой схемы аварийно-останавливаемого энергоблока, обеспечивает защиту перекрытия машзала до ввода в действие основных средств огнетушения прибывшим пожарным подразделением.

2. При наличии совершенных технических средств обнаружения загораний в машзалах ТЭС и противопожарной вибрационной защиты турбоагрегатов система предотвращения развития пожара может стать полностью автоматической.

3. Дальнейшее совершенствование противопожарной системы предполагает более полное использование технологической среды аварийно-останавливаемого блока (вода и пар) в целях борьбы с горением масла и водорода.

Список литературы

1. *Огнестойкие турбинные масла* / Под ред. Иванова К. И. М.: Химия, 1974.
2. *Водяная система регулирования паровых турбин* / Веллер В. Н., Киракосянц Г. А., Левин Д. М., Лыско В. В. М.: Энергия, 1970.
3. *Жаров А. П.* Предупреждение аварий подшипников паровых турбин. М.: Энергия, 1974.
4. *Сборник распорядительных документов по эксплуатации энергосистем. Теплотехническая часть, п.3.9.* М.: ОРГРЭС, 1991.
5. *Огнетушащая эффективность перегретой воды при объемном пожаротушении. Тактика и процессы пожаротушения* / Кузьмин В. Г., Никулин В. С., Безродный И. Ф., Гилетич А. Н. М.: ВНИИПО, 1989.
6. *Аханченко А. Г.* Основы пожарной безопасности металлургических предприятий. М.: Металлургия, 1982.

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

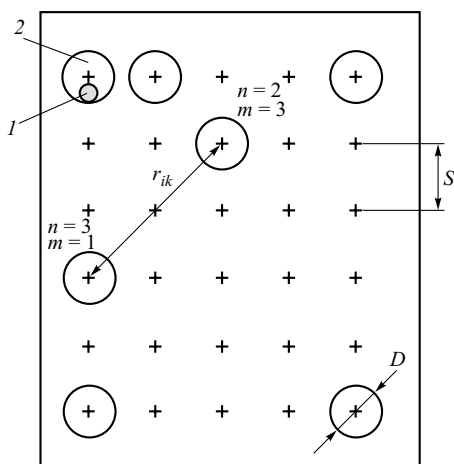
Определение допустимого тока нагрузки кабелей, проложенных в блоках

Холодный С. Д., доктор техн. наук, Крачко В. А., инж.

Фирма ОРГРЭС

В Правилах устройства электроустановок (ПУЭ) приведены рекомендации для выбора токов в кабелях, проложенных в бетонных блоках различной конструкции (конфигурации отверстий). Рекомендовано 10 групп блоков с числом отверстий (каналов) от 3 до 30. Предполагается, что все отверстия в блоках загружены одинаковыми кабелями с одинаковой нагрузкой. При этих условиях для каждого отверстия предусмотрен соответствующий коэффициент места или конкретные токи для кабелей с сечением жил 95 мм² напряжением 10 кВ и даются поправочные коэффициенты на другие сечения жил, напряжение и среднесуточный коэффициент загрузки. Токи рассчитаны при удельном тепловом сопротивлении земли $\sigma_3 = 0,8^\circ\text{C} \cdot \text{м/Вт}$ и температуре окружающей среды $T_0 = 15^\circ\text{C}$.

Эти рекомендации основаны на экспериментальных данных, полученных в ВЭИ до 1940 г. Аналогичные данные, полученные из зарубежных публикаций, приведены в [1]. Рекомендации ПУЭ рассчитаны на стандартные размеры блоков с диаметром отверстий $D = 100$ мм и расстояниями между осями отверстий $S = 150$ мм. Однако в общем случае размеры блоков могут быть иными, не все отверстия в блоках загружены кабелями, возможна прокладка разных кабелей с разными сечениями жил. Допустимая температура изоляции кабелей с бумажной изоляцией с 1984 г. увеличена. Расчетное удельное сопротивление при прокладке в земле рекомендовано принимать равным $1,2^\circ\text{C} \cdot \text{м/Вт}$. Предложена также методика МЭК [2], но и она не учитывает все перечисленные факторы. В связи с этим предлагается более универсальная методика расчета допустимого тока нагрузки.



На рисунке изображен блок с размерностью $N = 6, M = 5$, где N – число горизонтальных “строк”, а M – число вертикальных “столбцов”.

В середине блока показано отверстие с номером $n = 2, m = 3$.

В отверстиях 2 расположен кабель 1. Предполагаем, что блок находится в грунте, причем верхний ряд отверстий (оси отверстий) расположен на глубине L_1 от поверхности грунта. Кабели располагаем только в двух внешних слоях отверстий, в примере рисунка отверстия $n = 3, m = 3$ и $n = 4, m = 3$ всегда не содержат кабелей. В частных случаях некоторые другие отверстия (кроме четырех угловых) также могут быть без кабелей.

Представим температуру жилы кабеля с номером i в виде суммы перепадов температуры

$$v_{ji} = T_{ji} - T_0 = v_{oi} + v_i; \tag{1}$$

$$v_{oi} = T_{ji} - T_i = v_{ji} - v_i, \tag{2}$$

где $v_i = T_i - T_0$; T_i – температура поверхности канала блока; T_0 – температура окружающей среды.

Величины v_i представим в виде суммы

$$v_i = \sum_{k=1}^z P_k R_{ik}, \tag{3}$$

где P_k – мощность потерь энергии в кабелях с номером k ; R_{ik} – взаимные тепловые сопротивления кабелей с номерами i и k .

Номер кабелей “ k ” изменяется в пределах от 1 до полного числа кабелей z , проложенных в блоке. Номер i также изменяется в этих же пределах, таким образом, получим систему из z уравнений (3).

Для величины v_{oi} справедлива формула

$$v_{oi} = T_{mi} - T_i = P_i R_{Tji}; \quad P_i = 3(I_i)^2 R_{ji}, \tag{4}$$

где $R_{Tji} = R_{ти} + (1 + Y_{об})(R_{тп} + R_{тв})$; $R_{ти}$ и $R_{тп}$ – тепловые сопротивления изоляции кабеля и его защитных покрытий; $R_{тв}$ – тепловое сопротивление теплопередачи между поверхностью кабеля и поверхностью канала блока; $Y_{об}$ – коэффициент потерь энергии в оболочке и броне кабеля; I_i – ток в жиле трехжильного кабеля; R_{ji} – электрическое сопротивление жилы кабеля при температуре жилы T_{ji} .

Наибольшие трудности представляет определение значения v_i . Если оно известно, то, приравняв $T_{ji} = T_{mi}$, значение тока определим по формуле

$$I_i = \sqrt{\frac{v_{oi}}{3R_{жи}R_{тжи}}} \tag{5}$$

В качестве T_0 принимают температуру поверхности грунта во время теплого сезона года. Для средней полосы $T_0 = 15^\circ\text{C}$.

Тепловое сопротивление $R_{ик}$ в [2] принято рассчитывать по формуле, основанной на принципе зеркального отображения блока от поверхности грунта

$$R_{ик} = \frac{\sigma_3}{2\pi} \ln \frac{r'_{ик}}{r_{ик}} \tag{6}$$

Выбор величин $r_{ик}$ и $r'_{ик}$ поясним на примере рисунка. Обозначим номером i кабель в канале с $n = 2$, $m = 3$, а номером k – кабель в ячейке с $n = 3$, $m = 1$. Тогда в качестве $r_{ик}$ примем расстояние между осями этих ячеек (по рисунку), а в качестве $r'_{ик}$ – расстояние между осью канала i и осью зеркального отображения канала k .

Формула (6) справедлива при условии, что удельные тепловые сопротивления блока и земли одинаковые, а поверхность грунта является поверхностью одинаковой температуры (“эквивалентной”). В действительности тепловой поток от всей группы кабелей настолько велик, что температура поверхности грунта непосредственно над блоком повышается на $3 - 5^\circ\text{C}$. Существенную часть сечения блока занимают каналы, заполненные воздухом, что значительно уменьшает эквивалентную теплопроводность материала блока, а это учитывается в опубликованной литературе.

Расчет эквивалентного удельного сопротивления материала блока $\sigma_{б3}$ проведен на основе определения теплового сопротивления между температурами поверхностей двух соседних каналов в блоке. Если принять удельное сопротивление бетона, из которого изготовлен блок $\sigma = 0,83^\circ\text{C} \cdot \text{м/Вт}$, то получим зависимость $\sigma_{б3}$ от отношения S/D .

S/D	$\sigma_{б3}$
1,5	1,73
1,75	1,34
2	1,13
2,5	1

Для стандартного блока $S/D = 1,5$ и значение $\sigma_{б3}$ будет существенно больше $\sigma_3 = 1,2^\circ\text{C} \cdot \text{м/Вт}$ и формула (6) неприменима.

В случае применения блоков с $S/D > 1,75$ можно использовать формулу (6).

Разделим кабели, проложенные в каналах блока, на три группы по допустимым токам нагрузки:

n_1 – число кабелей, проложенных во внешних каналах блока, кроме четырех угловых кабелей; $n_3 = 4$ – число угловых кабелей внешнего слоя; n_2 – число кабелей, проложенных во внутреннем (втором) слое канала блока.

Составим два уравнения для температуры жил кабелей первого $T_{ж1}$ и второго $T_{ж2}$ слоя.

$$v_{ж1} = T_{ж1} - T_0 = p_1 R_{тж1} + [p_1(n_1 + k_{31}n_3) + p_2 n_2] R_{тб}, \tag{7}$$

$$v_{ж2} - v_{ж1} = T_{ж2} - T_{ж1} = p_2 (R_{тж2} + n_2 R_{т2}), \tag{8}$$

где p_1 , p_2 и p_3 – мощности потерь энергии в кабеле из группы n_1 , n_2 и n_3 ; $k_{31} = p_3/p_1$; $R_{тж1}$ и $R_{тж2}$ – тепловые сопротивления кабелей первого и второго слоев. На основании экспериментальных данных примем $k_{31} = 1,2$.

Тепловое сопротивление между первым и вторым слоем определим по формуле

$$R_{т2} = \sigma_{б3}/\Pi_{ср}, \tag{9}$$

где $\Pi_{ср} = (\Pi_1 + \Pi_2)/2$ – средний периметр слоев; Π_1 и Π_2 – периметры по центрам каналов первого и второго слоя

$$\Pi_1 = (N + M - 2) \cdot 2S; \tag{10}$$

$$\Pi_{вп} = (N + M - 4) \cdot 2S. \tag{11}$$

Величины p_1 и p_2 определим из системы уравнений (7) и (8), приравняв температуры жил максимально допустимым значениям $T_{ж1} = T_{м1}$ и $T_{ж2} = T_{м2}$. Очевидно, что при $T_{м1} = T_{м2}$ величина p_2 равна нулю и допустимый ток в кабелях второго слоя равен нулю. Поэтому для возможности пропускания тока по кабелям второго слоя температура жил первого слоя должна быть ниже $T_{м2}$. Таким образом, кабели первого слоя работают при температуре меньше, чем это допускают их конструктивные возможности. Если во втором слое проложить более нагревостойкие кабели $T_{м2} > T_{м1}$, то это дает возможность полного использования кабелей первого слоя.

Тепловое сопротивление блока определим по формуле

$$R_{тб} = \frac{\sigma_3}{2\pi} \ln \frac{2L_{ср}}{r_б}, \tag{12}$$

где $L_{ср} = L + NS/2$; $r_б = \Pi_1/\pi$; L – глубина залегания центров верхних каналов блока; $\sigma_3 = 1,2^\circ\text{C} \cdot \text{м/Вт}$.

Если заданы значения $T_{ж1} = T_{м1}$ и $T_{ж2} = T_{м2}$ ($T_{м2} > T_{м1}$), то из уравнения (8) получим p_2 , подставив

Т а б л и ц а 1

Сопротивление	U , кВ	Сечение жилы, мм ²								
		25	35	50	70	95	120	150	185	240
$R_{тж}$, $^\circ\text{C} \cdot \text{м/Вт}$	6	1,356	1,261	1,194	1,051	0,977	0,931	0,899	0,832	0,789
	10	1,375	1,292	1,219	1,081	1,004	0,949	0,921	0,663	0,783
$R_{тв}$, $^\circ\text{C} \cdot \text{м/Вт}$	6	0,771	0,736	0,703	0,639	0,598	0,568	0,559	0,531	0,519
	10	0,72	0,692	0,664	0,606	0,572	0,546	0,535	0,509	0,456

Т а б л и ц а 2

<i>N</i>	4	5	6	5	3	4	6	8
<i>M</i>	4	4	4	5	3	3	3	3
<i>n</i> ₁	8	10	12	12	4	6	10	14
<i>n</i> ₂	4	6	8	8	1	2	4	6
<i>x</i> = <i>T</i> _м - <i>T</i> _{ж1} , °С	4,55	5,5	6	6,06	1,29	2,48	3,82	4,23
<i>I</i> ₁ , А	112,6	105	99	100	121,5	111,5	99	93,5
<i>I</i> ₂ , А	60	63	64	64,5	32	41	48,5	52,5
<i>K</i> ₁ = <i>I</i> ₁ / <i>I</i> ₀	0,507	0,472	0,445	0,45	0,545	0,502	0,445	0,421
<i>K</i> ₂ = <i>I</i> ₂ / <i>I</i> ₀	0,27	0,284	0,288	0,29	0,144	0,125	0,218	0,237
<i>I</i> _с , А	1635	1888	2130	2155	1052	1242	1617	2072
<i>z</i> = <i>n</i> ₁ + <i>n</i> ₂ + 4	16	20	24	24	9	12	18	24
<i>n</i> ₂ = 0; <i>I</i> _с	1410	1592	1830	1850	1032	1190	1500	1850
<i>n</i> ₂ = 0; <i>z</i>	12	14	16	16	8	10	14	18

которые в (7), найдем *p*₁. По значениям *p*₁ и *p*₂ из формул (13) и (14) получим токи *I*₁ и *I*₂.

$$I_1 = \sqrt{p_1 / (3R_{ж1})}; \tag{13}$$

$$I_2 = \sqrt{p_2 / (3R_{ж2})}. \tag{14}$$

Ток для угловых кабелей *I*₃ ≈ 1,1*I*₁.

Иногда ставится задача передать по группе одинаковых кабелей в блоке наибольший суммарный ток. В этом случае зададим значение *T*_{ж2} = *T*_{м2}, а значение *T*_{ж1} получим из решения задачи на экстремум.

Суммарный ток по всем кабелям в блоке

$$I_c = (n_1 + 4,4)I_1 + n_2I_2. \tag{15}$$

Обозначим *x* = *T*_{м2} - *T*_{ж1} из уравнения *dI*_с/*dx* = 0, получим в максимуме *x* и *I*_с.

Значения *R*_{ж1} и *R*_{ж2} определяем при соответствующей температуре жил *T*_{ж2} = *T*_{м2} и *T*_{ж1} = *T*_{м2} - *x*.

В табл. 1 приведены расчетные значения тепловых сопротивлений для трехжильных кабелей с бумажной пропитанной изоляцией марки АСБ или СБ на напряжение 6 и 10 кВ.

Токи для кабелей в различных каналах блоков удобно выразить через коэффициенты места

$$K_{би} = I_i / I_0, \tag{16}$$

где *I*_{*i*} – допустимый ток в канале с номером *i*; *I*₀ – ток для одиночного кабеля в трубе, проложенной в земле на глубине *L*.

В табл. 2 для кабелей групп *n*₁ и *n*₂ приведены токи, коэффициенты места и суммарные токи. При условиях: *L* = 0,7 м; *σ*₃ = 1,2°С · м/Вт, жила – медь, *T*_м = 70°С, *T*₀ = 15°С, *U* = 10 кВ.

Ток *I*₀ для одного трехжильного кабеля в трубе с диаметром *D*, проложенной в земле на глубине *L*, определим по формуле

$$I_0 = \sqrt{\frac{(T_m - T_0)}{R_{ж} [R_{тж} + (1 + Y_{об})(R_{тв} + R_{т3})]}}, \tag{17}$$

где *R*_{т3} = (*σ*₃/2π) ln(4*L*/*D*); *Y*_{об} < 0,03.

Значения *R*_{тж}, *R*_{тв} определим по табл. 1. В табл. 3 приведены расчетные значения *I*₀ для удельного теплового сопротивления изоляции *σ*_и = 5,5°С · м/Вт, *R*_{тж} = 1, *R*_{тв} = 0,572°С · м/Вт, *L* = 0,7 м, *D* = 0,1 м, медная жила сечением 95 мм², *U* = 10 кВ, *T*₀ = 15°С.

В табл. 4 приведены расчетные токи в медных жилах сечением 95 мм² в кабелях на напряжение 10 кВ для блоков различной конфигурации. Там же для сравнения приведены токи из таблицы ПУЭ. Учитываем, что токи в таблицах ПУЭ получены для значений *T*_м = 70°С, *σ*₃ = 0,8°С · м/Вт, поэтому их следует сравнивать с расчетными токами при таком же значении *σ*₃. Из сравнения этих значений следует, что токи по ПУЭ несколько выше расчетных, но в пределах погрешностей их определения можно признать их сопоставимыми. Это подтверждает применимость предлагаемого метода расчета токов.

Расчеты показали, что при условии максимальной пропускной способности для всей группы кабелей в блоке токи во втором слое должны быть значительно меньше, чем по рекомендациям ПУЭ. В табл. 4 приведены такие рекомендуемые токи для блоков при *σ*₃ = 1,2°С · м/Вт и *T*_м = 70°С. Там же приведены суммарные токи для этих условий. Из этих данных следует, что прокладывать кабели во внутреннем слое блоков неэффективно. Таким образом, для применения следует рекомендовать данные для наружного слоя

Т а б л и ц а 3

<i>σ</i> ₃ , °С · м/Вт	<i>R</i> _{т3} , °С · м/Вт	<i>T</i> _м , °С	<i>R</i> _ж , 10 ⁻⁴ Ом/м	<i>I</i> ₀ , А	Условия прокладки
0,8	0,523	60	2,17	270	В земле
1,2	0,794	70	2,25	258	“ ”
0,8	0,425	60	2,17	220	В земле в трубе
1,2	0,637	70	2,25	222	То же
0,8	0,425	60	2,17	191	По ПУЭ в блоке
1,2	0,637	60	2,17	205	В земле в трубе

блока из табл. 4 при $\sigma_3 = 1,2$ и отсутствии кабелей во внутреннем слое блоков ($n_2 = 0$). По данным для значений I_c можно выбрать конфигурацию блока для получения заданного I_c при наименьшем числе кабелей

$$I = abcI_{\text{таб}}, \quad (18)$$

где $I_{\text{таб}}$ – ток из табл. 4 при $\sigma_3 = 1,2$.

Допустимая температура жил кабелей на напряжение 1 – 6 кВ равна 80°C , а значение $R_{\text{тж}}$ практически не отличается от сопротивления кабелей на напряжение 10 кВ. Для таких кабелей коэффициент $b = 1,07$. Для кабелей на напряжение 10 кВ $b = 1$.

Коэффициент a выбираем в зависимости от сечения жил кабелей из приведенных далее данных.

Сечение жилы, мм ²	Коэффициент a
25	0,55
35	0,64
50	0,75
70	0,88
95	1,0
120	1,11
150	1,23
185	1,35
240	1,51

Коэффициент c учитывает параллельно проложенный блок и его выбирают по рекомендации ПУЭ.

Таким образом, анализ по допустимым токам нагрузки для кабелей, проложенных в блоках, показыва-

ет, что прокладка кабелей во внутренних каналах блока неэффективна. При прокладке только по внешним каналам блока ток нагрузки определяем по формуле

$$I_0 = \sqrt{\frac{(T_M - T_0)}{R_{\text{ж}}[R_{\text{тж}} + (z + 0,8)R_{\text{тб}}]}}; \quad (18)$$

$$R_{\text{ж}} = K_T \rho_{20} / S_{\text{ж}}; K_T = 1 + \alpha_{20} (T_M - 20),$$

где ρ_{20} – удельное сопротивление металла жилы, Ом · мм²/м; $S_{\text{ж}}$ – сечение жилы, мм²; $R_{\text{тж}}$ – приведено в табл. 1; α_{20} – температурный коэффициент сопротивления для металла жилы.

Сопротивление $R_{\text{тб}}$ рассчитываем по формуле (12) с учетом выражения (10); z – фактическое число кабелей в блоке. Для угловых каналов ток умножаем на 1,1.

Методика расчета тока при циклическом режиме нагрузки является предметом отдельной публикации. В ее основу положен расчет температуры для массы блока при циклическом суточном графике тока нагрузки. Период цикла $\tau = 24$ ч, время протекания тока нагрузки τk_3 , время отсутствия тока $\tau(1 - k_3)$; k_3 – коэффициент загрузки. Для суточного цикла проникновение периодической составляющей температуры в глубину грунта составляет $\delta = 0,2 \div 0,25$ м. Для этой составляющей в нагревании участвует именно это кольцо грунта вокруг блока (его теплоемкость и тепловое сопротивление).

Для средней составляющей мощности потерь в кабелях блока температуру блока определяем по методам стационарного режима.

Т а б л и ц а 4

N	M	n ₁	n ₂	z	Расчетный ток при T _м = 70°C, σ ₃ = 0,8, А		Ток по ПУЭ при σ ₃ = 0,8, А			Рекомендуемый ток при T _м = 70°C, σ ₃ = 1,2, А			
					I ₁	I ₂	I ₁	I ₂	I ₃	I ₁	I ₂	I ₃	I _c
2	2	0	–	4	159	–	–	–	167	–	–	166	665
3	2	2	–	6	147	–	136	–	147	138	–	151	881
4	2	4	–	8	139	–	136	–	147	130	–	143	1090
6	2	8	–	12	128	–	135	–	143	118	–	130	1620
8	2	12	–	16	118	–	125	–	136	108	–	119	1770
3	3	4	1	9	129	29	132	118	140	122	32	134	1050
4	3	6	2	12	119	35	124	104	135	112	41	123	1240
6	3	10	4	18	102	43	116	81	133	99	49	109	1620
8	3	14	6	24	100	46	114	79	129	94	53	103	2070
3	3	4	–	8	133	–	135	–	143	124	–	136	1030
4	3	6	–	10	124	–	124	–	140	115	–	126	1190
6	3	10	–	14	114	–	124	–	135	104	–	114	1500
8	3	14	–	18	110	–	118	–	135	100	–	110	1850
4	4	8	4	16	122	54	118	100	135	113	60	124	1635
5	4	10	6	20	105	59	114	79	129	105	63	115	1890
6	4	12	8	24	102	61	114	79	129	99	64	109	2130
5	5	12	8	24	102	61	114	76	129	100	65	110	2155
4	4	8	–	12	131	–	124	–	135	114	–	125	1410
5	4	10	–	14	126	–	124	–	135	111	–	122	1590
6	4	12	–	16	124	–	124	–	135	111	–	122	1830
5	5	12	–	16	124	–	124	–	135	113	–	124	1850

Т а б л и ц а 5

Размерность блока MN	Сечение жилы, мм ²	K _ц при коэффициенте загрузки k _з				
		0,85	0,75	0,667	0,5	0,333
2 × 2	25	1,035	1,055	1,085	1,14	1,21
	95	1,038	1,065	1,095	1,16	1,24
	240	1,04	1,07	1,1	1,175	1,265
4 × 4	25	1,05	1,09	1,125	1,215	1,36
	95	1,055	1,095	1,13	1,24	1,41
	240	1,065	1,105	1,14	1,25	1,44

С учетом этих положений рассчитан коэффициент увеличения тока нагрузки при циклическом режиме. Значение K_ц приведено в табл. 5 для размерностей блока 2 × 2 и 4 × 4.

$$I_{ц} = IK_{ц}, \quad (20)$$

где I – ток для стационарного режима (по табл. 4 для σ_з = 1,2).

Выводы

Показано, что прокладка кабелей во внутренних каналах блоков нецелесообразна. Кабели сле-

дует прокладывать только по каналам наружного периметра блоков.

Предложена новая методика расчета допустимых токов нагрузки в кабелях, проложенных только во внешних каналах блоков, с учетом коэффициентов загрузки кабелей в стационарном режиме и при циклических режимах нагрузки кабелей.

Список литературы

1. Горшков П. Н. Основы техники кабелей сильного тока. М.–Л.: ГЭИ, 1940.
2. Публикация МЭК № 287 IEC, 1982.

Атлас ветров России

Безруких П. П., канд. техн. наук, Ландберг Л., инж., Старков А. Н., доктор мат. наук

Минтопэнерго РФ – Национальная лаборатория Рисо (Дания) – Российско-Датский институт энергоэффективности

В 2000 г. завершился фундаментальный проект по разработке Атласа ветров России [1] на основе международных стандартов, использованных в Атласе ветров Европы [2]. Работа по созданию Атласа велась в течение 5 лет Российско-Датским институтом энергоэффективности (РДИЭЭ, г. Истра Московской области) совместно с Национальной лабораторией Рисо (г. Роскильде, Дания) под руководством Минэнерго России. Проект финансировался Датским энергетическим агентством. Атлас издан на 560 страницах формата А4 в твердом переплете, с цветными иллюстрациями и приложенной к нему дискетой с базой данных по 332 метеостанциям.

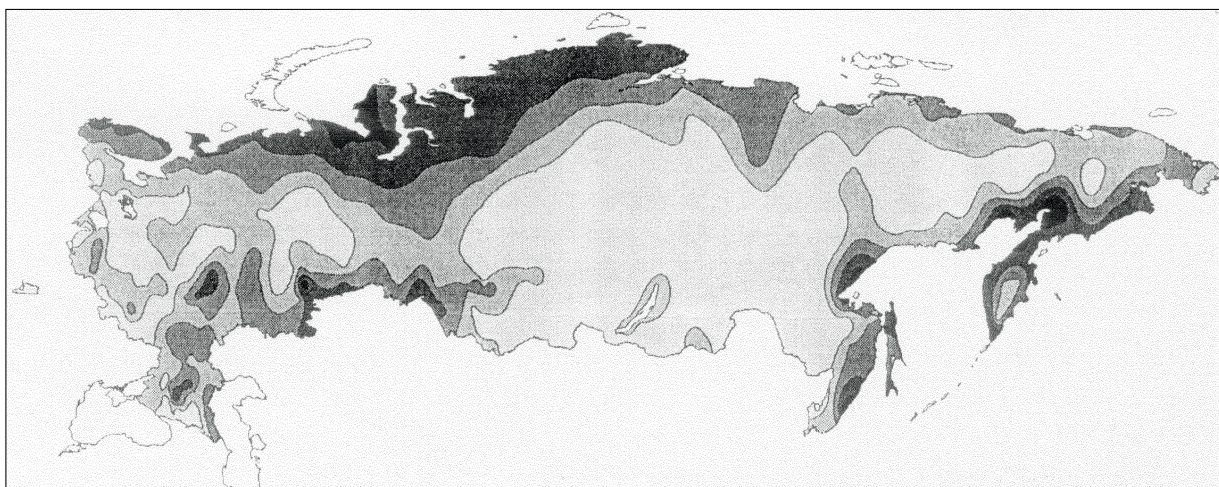
Успех столь масштабного проекта был бы невозможен без финансовой и научной поддержки датской стороны. Хорошо известно, что Дания является мировым лидером в производстве ветроэнергетических установок (ВЭУ). С другой стороны, лаборатория Рисо входит в тройку крупнейших научных центров мира в физике атмосферы, тестировании ВЭУ и оценке ветрового потенциала. Именно в лаборатории Рисо в 1989 г. был впервые разработан Атлас ветров Европы.

Стоит упомянуть, что несколько вариантов Атласа ветровых ресурсов России имелось и ранее [3], [4]. Все прежние карты ресурсов, как правило, были основаны

на средних многолетних скоростях ветра, измеренных в 30 – 60-е годы и отраженных в Справочнике по климату СССР [5]. При этом обработка данных сводилась к приведению показаний к стандартной высоте 10 м над уровнем земли (н.у.з.), поскольку высота измерительных приборов на метеостанциях может варьироваться в пределах 9 – 15 м н.у.з. В более современных исследованиях по отдельным регионам России (таким, как Карелия или Кольский п-ов) уже учитывались условия открытости метеостанций на основе классификации Милевского. Дело в том, что окружающие условия (характер рельефа, наличие построек, лесов и т.д.) существенно влияют на показания приборов и поэтому, безусловно, должны приниматься во внимание. Однако, поскольку классификация Милевского проводилась визуально (и, стало быть, субъективно), она не может служить надежным источником. К тому же со времени проведения классификации многие метеостанции были перенесены или застроены в их непосредственной близости.

Новый Атлас ветров составлен на основе следующих данных:

статистики о силе и направлении ветра, собранной в 70 – 90-е годы с 332 метеостанций России;



Зона	Закрытая местность		Открытая местность		Морской берег		Открытое море		Холмы и горы	
	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
	> 6,0	> 250	> 7,5	> 500	> 8,5	> 700	> 9,0	> 800	> 11,5	> 1800
	5,0 – 6,0	150 – 250	6,5 – 7,5	300 – 500	7,0 – 8,5	400 – 700	8,0 – 9,0	600 – 800	10,0 – 11,5	1200 – 1800
	4,5 – 5,0	100 – 150	5,5 – 6,5	200 – 300	6,0 – 7,0	250 – 400	7,0 – 8,0	400 – 600	8,5 – 10,0	700 – 1200
	3,5 – 4,5	50 – 100	4,5 – 5,5	100 – 200	5,0 – 6,0	150 – 250	5,5 – 7,0	200 – 400	7,0 – 8,5	400 – 700
	< 3,5	< 50	< 4,5	< 100	< 5,0	< 150	< 5,5	< 200	< 7,0	< 400

Пр и м е ч а н и е. 1 – средняя скорость ветра, м/с; 2 – средняя плотность энергии ветра, Вт/м².

сведений о переносах станций и изменениях высоты анемометра;

компьютерных карт местности в радиусе 5 – 10 км от каждой метеостанции.

Это позволило провести “очистку” метеоданных от окружающих условий и получить объективную картину ветрового режима с помощью программного комплекса WASP, разработанного в лаборатории Рисо [6]. В настоящее время такой способ оценки ветровых ресурсов является международным стандартом, используемым при строительстве ветроэнергетических станций (ВЭС).

Вкратце опишем процесс “очистки” данных от влияния местных условий. Предположим, что мы имеем статистику по скорости и направлению ветра, собранную в 1985 – 1994 гг. на метеостанции Николаевск-на-Амуре. Измерения показывают, что на высоте анемометра 13,7 м н.у.з. средняя скорость ветра в этот период составила 3,7 м/с. Однако нам важно не только среднее значение скорости, но и частотное распределение скорости ветра в каждом из 16 направлений [применяемые в настоящее время анемометры, как правило, фиксируют направление ветра по 16 секторам: С (север), ССВ (северо-северо-восток), СВ (северо-восток) и т.д.]. Из описания метеостанции мы узнаем, что она располагается в 3 км к З от города, в долине нижнего течения реки Амур в 1,5 км к С от уреза воды, а в 5 – 8 км к С, СВ и СЗ находятся горные хребты высотой до 400 м. Это приводит к существенному искажению ветрового потока: в розе ветров резко преобладают З и В направления (по ориентации долины реки). Кроме того, к Ю от станции протекает река шириной

несколько километров (наличие водной поверхности всегда ускоряет ветровой поток), а склоны горных хребтов покрыты хвойными лесами (что приводит к замедлению потока).

Разумеется, точный учет местных факторов невозможен без наличия компьютерной карты местности, которая может быть получена оцифровкой обычной топографической карты (скажем, масштаба 1 : 100 000) и которая отражает:

строение рельефа;

характер подстилающей поверхности (т.е. наличие водоемов, лесов, сельхозугодий и т.д.);

точное расположение метеостанции;

наличие близлежащих построек.

Обработка данных, как уже было сказано, проводится компьютерной программой WASP, основанной на знании законов пограничного слоя, геострофического трения, гидродинамической модели ветрового потока в холмистой местности, вертикального профиля ветра и т.д. Например, в случае со станцией Николаевск-на-Амуре анализ с помощью WASP показывает, что на высоте 50 м н.у.з. в условиях открытой ровной поверхности (класс шероховатости 1) средняя скорость ветра составляет 4,8 м/с, а над водной поверхностью (класс шероховатости 0) – 5,8 м/с.

Проведенные таким образом расчеты позволяют привести все метеоданные к стандартным условиям, получить характерные для каждого региона значения и построить достаточно объективную карту ветровых ресурсов. На рисунке изображено распределение ветровых ресурсов (средняя скорость ветра и средняя плотность энергии ветра) на высоте 50 м н.у.з. для пяти раз-

личных топографических условий. Из карты видно, что наибольший потенциал ветра имеется в прибрежных территориях Крайнего Севера и Дальнего Востока, а наименьший – в континентальной части Сибири.

В Атласе имеются более подробные цветные карты ресурсов с изображением административного деления, основных рек и городов. Имея в распоряжении такую карту, можно составить приблизительное представление о перспективах использования ветровой энергии в своем регионе. Более того, зная характер местности и используя достаточно несложные правила и таблицы, представленные в Атласе, можно внести поправку к региональным характеристикам и оценить среднюю скорость ветра в конкретном месте с несложными топографическими условиями. Например, зная региональные характеристики ветра, полученные со станции Николаевск-на-Амуре, можно в первом приближении оценить ветровой потенциал в любом населенном пункте, находящемся в прибрежной части Хабаровской области. Однако достоверная оценка ветрового потенциала на предполагаемом месте строительства ВЭС требует наличия компьютерной карты данной местности и решения обратной задачи: корректировки региональных характеристик с учетом местных условий (что опять-таки легко делается с помощью WAsP). Особое значение приобретает использование компьютера в условиях гористой местности или в черте города.

Кроме карт ветровых ресурсов, Атлас содержит обширную теоретическую часть и данные обработки для 200 станций. Данные по каждой станции представлены на двух страницах и включают:

- краткое физико-географическое описание станции, ее географические координаты и высоту над уровнем моря;

- картину рельефа, полученную из топографической карты;

- входную таблицу распределения скорости ветра по направлениям;

- розу ветров и гистограмму распределения ветра по скоростям;

- таблицу поправочных коэффициентов с учетом рельефа, шероховатости подстилающей поверхности и наличия затеняющих препятствий в каждом из 12 направлений;

- выходную таблицу регионально-репрезентативных характеристик ветра для пяти стандартных высот (10, 30, 50, 100 и 200 м) и четырех стандартных топографических условий.

Для всех 332 метеостанций входная и выходная таблицы содержатся на приложенной к Атласу дискете.

Особое внимание в Атласе уделено обсуждению такого явления, как снижение измеряемых скоростей ветра по сравнению с данными, представленными в [5] (что характерно для большинства континентальных метеостанций). Например, средняя измеренная скорость ветра на метеостанции Ново-Иерусалим (1 км к ЮЗ от РДИЭЭ) снизилась с 3,2 м/с (1936 – 1963 гг.) до 2,2 м/с (1985 – 1994 гг.). Этот феномен имеет несколько объяснений, таких как наличие векового хода, замена старых измерительных приборов (доска Вильда) на анемометры, интенсивная застройка окрестностей метеостанций и др. С другой стороны, это привело к

тому, что во многих регионах оценка ветровых ресурсов получилась более реалистичной по сравнению с предыдущими исследованиями.

Разумеется, достоверность любой карты ветровых ресурсов сильно зависит от плотности расположения используемых метеостанций. Равномерность покрытия территории России частично была достигнута тем, что в каждом из 89 субъектов Российской Федерации авторами Атласа выбиралась хотя бы одна метеостанция. К сожалению, за последние 15 лет сеть опорных метеостанций сократилась в 2 – 3 раза, и это (а также ограничения временного и финансового характера) не позволило привлечь для разработки Атласа большее число станций. Поэтому представляет интерес разработка уточненных карт ветровых ресурсов отдельных регионов. Заинтересованные организации могут обратиться в РДИЭЭ, имеющий доступ ко всем необходимым данным, лицензированную копию WAsP, а также большой опыт подобного рода.

Отметим другие возможности программы WAsP при наличии Атласа ветров и топографической карты местности:

- оценка ветрового потенциала каждого конкретного места;

- подбор оптимального места строительства ВЭС;

- подбор оптимального типа ВЭУ на основе имеющейся базы данных с мощностными кривыми более 50 различных ВЭУ западных фирм;

- прогноз годовой выработки электрической энергии, выбранной конкретной ВЭУ в заданном месте.

Таким образом, Атлас ветров рассчитан на следующие группы пользователей. Прежде всего, это научно-исследовательские и проектные организации, занимающиеся проблемами использования ветра для энергоснабжения. Сотрудники администраций субъектов Российской Федерации с помощью Атласа также смогут оценить реальность вклада ВЭУ в энергоснабжение подведомственных районов. Само собой разумеется, что Атлас окажется весьма полезным учебным заведением, готовящим специалистов в области возобновляемых источников энергии.

Атлас необходим, по нашему мнению, и производителям ВЭУ ввиду того, что лучшей рекламой для них является достижение ВЭУ запланированной выработки электроэнергии. А поскольку вырабатываемая электроэнергия зависит от скорости ветра в третьей степени, то, скажем, ошибка на 10% в определении скорости ветра приводит к ошибке на 33% в определении выработки. Кстати, любая западная фирма-производитель начинает обсуждение о возможной продаже ВЭУ с обсуждения вопроса о том, где она будет использоваться и какова там среднегодовая скорость ветра на высоте оси ВЭУ. И если эта скорость менее 5 м/с, то обсуждение вопроса прекращается, поскольку это пороговая величина эффективности ВЭУ.

Надеемся, что появление Атласа ветров в сочетании с современными компьютерными методами послужит более динамичному развитию российской ветроэнергетики.

Список литературы

1. *Атлас ветров России*/ Старков А. Н., Ландберг Л., Безруких П. П., Борисенко М. М. М.: РДИЭЭ – Рисо, 2000.
2. Troen I., Petersen E. L. European Wind Atlas. Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark, 1989.
3. Красовский В. Н. Ветроэнергетические ресурсы СССР и перспективы их использования: Атлас энергоресурсов СССР. М.: Энергоиздат, 1935.
4. Борисенко М. М., Стадник В. В. Атласы ветрового и солнечного климатов СССР. С-Пб.: Изд-во ГГО им. А. И. Воейкова, 1997.
5. *Справочник по климату СССР*. Л.: Гидрометеиздат, 1967 – 1969.
6. *Wind Atlas Analysis and Application Program: WAsP 7 / 0 Help Facility* / Mortensen N. G., Heathfield D. N., Landberg L., Rathmann O., Troen I., Petersen E. L. Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark. 2000.



Российско-Датский институт энергоэффективности (РДИЭЭ)

*приглашает заинтересованные организации
к сотрудничеству в области ветроэнергетики
и энергоаудита*

РДИЭЭ является разработчиком и дистрибьютером Атласа ветров России, а также владельцем лицензионной копии программы “Wind Atlas Analysis and Application Program” (WAsP). Мы имеем большой опыт в оценке ветровых ресурсов регионов и выборе оптимального места расположения ветроустановок.

Другие направления нашей работы:

- ✓ Ветроустановки, принципы устройства, монтажа, особенности эксплуатации
- ✓ Нормы безопасности, экологические требования
- ✓ Ветроэлектростанция, комбинированное использование ВЭС с другими НВИЭ
- ✓ Экологические показатели, сравнение с традиционными и другими НВИЭ
- ✓ Характеристика состояния использования энергии ветра в стране и в мире. Номенклатура выпускаемой продукции
- ✓ Сбор исходных данных, разработка ТЭО, рабочего проекта на установку для конкретного потребителя
- ✓ Выбор параметров оборудования, схем его использования. Методические указания по расчёту фундамента
- ✓ Энергоаудит объектов народно-хозяйственного назначения

Наш адрес: 143500, г. Истра-2 Московской области, ВНИЦ ВЭИ-РДИЭЭ
Телефон: (231)-46632 (из Москвы), (09631)-46632 (из других областей)
Факс: (231)-46821 (из Москвы), (09631)-46821 (из других областей)
Электронный адрес: RDIEE@istra.ru

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Система постоперативного анализа показателей работы оборудования электростанций

Брезгин В. И., Аронсон К. Э., кандидаты техн. наук, Бродов Ю. М., доктор техн. наук, Смирнов С. В., Петров В. Е., Колесников В. И., Осипов Н. Е., инженеры

Уральский государственный технический университет – ОАО Тюменьэнерго – Новосвердловская ТЭЦ – Верхнетагильская ГРЭС – Пермская ТЭЦ-14

Изменение условий работы энергопредприятий в последние годы привело к тому, что даже те электростанции, которые были спроектированы для работы преимущественно в базовом режиме, сейчас зачастую эксплуатируются в режиме существенно сниженных нагрузок, частых пусков и остановов. Усложнившиеся условия работы приводят к повышению ответственности персонала за принятие решений и повышению требований к качеству эксплуатации оборудования.

Несмотря на экономические трудности, на многих электростанциях в последние годы значительно вырос уровень оснащенности современными средствами обработки информации. Автоматизация оперативного контроля состояния и эксплуатации энергетического оборудования осуществляется широким внедрением вычислительной техники с использованием систем АСУ ТП. Одновременно с этим растут требования и к средствам и методам постоперативного контроля, к которым в широком смысле можно отнести следующие мероприятия: разработка и составление нормативных характеристик оборудования, оценка показателей работы оборудования по результатам проводимых регулярных испытаний и наладочных работ, ретроспективный анализ параметров работы оборудования, расчет технико-экономических показателей отдельных элементов оборудования и электростанции в целом.

Для решения задач постоперативного контроля авторами разработаны, реализованы и в течение нескольких лет находятся в эксплуатации два комплекса задач (КЗ):

расчет технико-экономических показателей;
контроль состояния оборудования.

Указанные КЗ работают на Пермской ТЭЦ-14 ОАО Пермэнерго, Верхнетагильской ГРЭС и Новосвердловской ТЭЦ ОАО Свердловэнерго, Сургутской ГРЭС-1 ОАО Тюменьэнерго. В силу различных обстоятельств на этих станциях набор эксплуатирующихся модулей различный; в наиболее полном объеме указанные комплексы задач эксплуатируются на Сургутской ГРЭС-1.

Данные КЗ рассматриваются авторами как элемент комплексной системы мониторинга состояния оборудования ТЭС.

В настоящей статье авторы не стремились показать различия эксплуатирующихся на различных электростанциях модулей. Предпочтение отдано максимально широкому описанию всех имеющихся возможностей комплексов задач, которые явились результатом много-

летней совместной работы авторов с персоналом перечисленных электростанций. В первую очередь, благодаря специалистам-энергетикам, работающим с описываемыми комплексами задач, удалось максимально полно учесть требования нормативных документов, сложилась структура программного обеспечения, базы данных и пользовательского интерфейса. (Авторы выражают особую благодарность специалистам Сургутской ГРЭС-1 Губачевой Е. А., Гусельникову В. Н., Кудрявцевой Е. А., внесшим значительный вклад в разработку и реализацию КЗ.)

Описываемые комплексы задач предназначены для автоматизации функций производственно-технических отделов электростанций – группы учета и группы (цех) наладки и испытаний, а потребителями информации являются начальники основных цехов и техническое руководство предприятия (главный инженер и его заместители).

Основные принципы, заложенные при разработке комплексов задач “Расчет ТЭП” и “Контроль состояния оборудования”, приведены далее.

1. *Разделение программного обеспечения на “базовое программное обеспечение” и “технологические модули”*. Этот принцип обеспечивает возможность тиражирования комплексов задач. При внедрении на новом объекте (электростанции) базовое программное обеспечение (БПО) устанавливается сразу после начала работы, так как оно не нуждается в адаптации к условиям электростанции. Технологические модули (ТМ), которые разрабатываются программистами-технологами совместно с конечным пользователем (инженером-технологом ПТО) после внедрения БПО, уникальны для каждой электростанции, так как не существует двух электростанций, на которых было бы установлено одинаковое оборудование и применены одинаковые схемные решения. Помимо ускорения процесса внедрения комплексов задач разделение программного обеспечения на БПО и ТМ позволило достичь большей специализации групп программистов и, как следствие, более высокого профессионального уровня разработок.

2. *Возможность самостоятельной модернизации технологических модулей пользователем*. Особенность работы персонала ПТО заключается в необходимости периодического пересмотра нормативных характеристик оборудования, корректировке алгоритмов расчета показателей, вызванных изменением схемы включения и/или схемы измерений. Описываемые комплексы за-

дач благодаря разделению программного обеспечения на БПО и ТМ (см. принцип 1) позволяют пользователю по мере необходимости не только вносить требуемые изменения в существующие технологические модули, но и самостоятельно разрабатывать новые. Процедура разработки и реализации комплексов задач на электростанциях предусматривает подготовку и обучение пользователя самостоятельной работе с КЗ.

3. *Возможность коллективной работы и разграничения доступа к данным.* Большой объем вводимой информации, огромное число рассчитываемых и анализируемых параметров обусловили необходимость коллективной работы персонала электростанции с описываемыми комплексами задач. В настоящее время эксплуатация комплексов задач на разных электростанциях происходит в составе локальных сетей различного типа: в среде Novell NetWare и Microsoft NT. В комплексах задач предусмотрена возможность одновременного ввода данных с нескольких рабочих станций, просмотра и редактирования введенных ранее данных несколькими инженерами одновременно и выполнения расчетов с использованием введенных ранее данных. При коллективной работе предусмотрено несколько уровней пользователей. Они различаются как по своему роду деятельности (техник, инженер, руководитель), так и по предоставленным правам в части возможности просмотра и редактирования данных. Разрешение конфликтов при коллективной работе достигается как средствами операционной системы сети, так и средствами самих комплексов задач.

4. *Интеграция с другими информационными системами, имеющимися на электростанции.* В настоящее время на многих электростанциях внедряются или уже функционируют различные информационные системы, такие, как финансовые, системы материально-технического снабжения, системы учета рабочего времени персонала и др. На тех электростанциях, где развитию информационных систем уделяют пристальное внимание (например, Сургутская ГРЭС-1 ОАО Тюменьэнерго), всерьез озабочены проблемами их интеграции. Эта интеграция необходима для обеспечения возможности доступа к данным, для их использования в других системах и, в частности, системах оперативной аналитической обработки. Интеграция возможна при соблюдении жестких требований к открытости разрабатываемых систем, соответствия их принятым стандартам, использовании программных продуктов других разработчиков, которые обеспечивают поддержку своих программ и признаны во всем мире. Описываемые комплексы задач полностью соответствуют этим требованиям.

5. *Сквозное использование данных.* Все данные, используемые в КЗ, как исходные, так и результаты расчета хранятся в единой базе данных. Это позволяет вводить данные только 1 раз. Кроме уменьшения объема вводимой информации, этот принцип исключает появление ошибок в результате повторного ввода. Если исходными данными для задачи "Б" являются результаты расчета задачи "А", то вводить их повторно не требуется (разумеется, если был выполнен расчет задачи "А"). Практика разработки и реализации подобных систем показывает, что, если какая-либо величина вво-

дится дважды, рано или поздно в базе данных появятся два различных значения этой величины и возникнет проблема отыскания среди них истинного.

6. *Хранение и обработка данных за любой отчетный период.* Продолжительность хранения данных напрямую связана с размером базы данных и ее структурой. Ограничения могут быть наложены и возможностями используемой СУБД. Разработчиками базового программного обеспечения была выполнена оптимизация структуры базы данных и всех составляющих ее таблиц. Это позволило удовлетворить требования правил технической эксплуатации по хранению данных о работе оборудования за период между капитальными ремонтами и потребности эксплуатационного персонала по обработке (расчете) данных на произвольном временном интервале (сутки, месяц, год и т.д.). Помимо формального выполнения правил технической эксплуатации это предоставляет возможность проанализировать изменение характеристик оборудования и показателей его работы в течение всего периода. В настоящее время база данных комплексов задач, находящаяся в течение нескольких лет в эксплуатации, например, на Сургутской ГРЭС-1, хранит сведения о работе всех шестнадцати энергоблоков станции.

7. *Настраиваемость групп оборудования.* Расчет и анализ технико-экономических показателей работы электростанции производится для различных групп оборудования в соответствии с требованиями соответствующих руководящих документов. Состав таких групп может меняться как в результате модернизации оборудования, так и в результате каких-либо организационных мероприятий. Например, в комплексе задач "Расчет технико-экономических показателей", функционирующем на Сургутской ГРЭС-1, выделены следующие группы оборудования:

- энергоблоки № 1 – 16;
- пускорезервная ТЭЦ;
- группа ТЭЦ-130 (энергоблоки № 12, 14, 15);
- котло-турбинный цех № 1;
- котло-турбинный цех № 2;
- группа конденсационных блоков;
- ГРЭС в целом.

При изменении состава группы (например, на Сургутской ГРЭС-1 энергоблок № 12, который относился к группе конденсационных блоков, после модернизации необходимо было перевести в группу ТЭЦ-130) следует переопределить ее в таблице групп оборудования и при необходимости откорректировать технологический алгоритм.

Описание модулей и функций комплексов задач. *Комплекс задач "Расчет технико-экономических показателей"* в настоящее время включает в себя следующие модули:

- сведение теплового баланса;
- расчет нормативного расхода топлива;
- расчет фактического расхода топлива;
- расчет показателей макета 15506 [1];
- расчет показателей по форме "Итоги работы ГРЭС".

Каждая из перечисленных технологических задач может быть запущена на расчет для любой группы оборудования на любом временном интервале с дискрет-

ностью 1 сут. Сроки представления информации устанавливаются действующими инструкциями [1] или соответствующими распорядительными документами РАО “ЕЭС России”. В реальности практика эксплуатации комплекса задач показала, что на сегодня расчеты выполняются на следующих временных интервалах: сутки, декада, месяц, квартал, полугодие, год.

В стадии разработки находится модуль расчета технико-экономических показателей работы оборудования на интервале 1 смена.

Каждый технологический модуль может быть запущен независимо от остальных, однако только при запуске всех модулей в определенной последовательности обеспечивается требуемая полнота и достоверность в расчете технико-экономических показателей.

Комплекс задач “Контроль состояния оборудования” в настоящее время включает в себя 13 технологических модулей по контролю за работой и расчету следующего оборудования и систем:

- конденсационная установка;
- система регенеративного подогрева питательной воды;
- испарительная установка;
- система подогрева сетевой воды;
- солевой занос проточной части турбин;
- пароводяные потери энергоблока;
- тягодутьевые механизмы;
- котельный агрегат;
- циркуляционные насосы;
- питательные насосы;
- тепловые потери через изоляцию турбины;
- тепловые потери через изоляцию котла;
- присосы в топку котла.

Каждый из технологических модулей предоставляет возможность анализа работы соответствующей единицы оборудования электростанции по результатам его испытаний. Такие испытания проводятся персоналом цехов (групп) наладки. Периодичность и объем проведения тех или иных испытаний регламентируются правилами технической эксплуатации оборудования и другими руководящими техническими документами. Особый интерес представляют испытания, проводимые до и после ремонтных работ. Анализ результатов таких испытаний позволяет оценить качество выполненных работ. Описываемый комплекс задач является не только инструментальным средством для обработки результатов испытаний, но и позволяет проанализировать их, дать оценку работы штатных средств измерения, обратить внимание пользователя на отклонения в работе оборудования, а в некоторых случаях указать на возможные причины этих отклонений.

Выявление причин неисправностей оборудования проводится с помощью специальных диагностических функций. Диагностические алгоритмы разрабатываются авторами совместно с персоналом станции. В качестве одного из этапов диагностических алгоритмов выступает экспертная система вероятностного типа, основанная на теореме Байеса [2, 3]. Эта система оперирует с субъективными оценками пользователя, с неполной или неоднозначной информацией. Оболочка экспертной системы включает в себя базу знаний, которая содержит в формализованном виде экспертную ин-

формацию о возможных нарушениях в работе элементов конкретного оборудования в условиях конкретной ТЭС и соответствующие этим нарушениям признаки, свидетельства с их априорными вероятностями, а также универсальный алгоритм обработки информации, основанный на формуле Байеса, с учетом цены каждого свидетельства по методу К. Нейлора [2, 3].

Авторами разработаны экспертные системы для конденсационной установки [4, 5], системы подогрева сетевой воды [6] и системы регенеративного подогрева питательной воды [7].

Описываемый комплекс задач на настоящий момент эксплуатируется с единственным способом ввода данных – ручным. Это связано с тем, что комплекс первоначально разрабатывался для автоматизации работ персонала цеха (группы) наладки в объеме обработки результатов испытаний оборудования и постоперативного анализа его работы. В настоящее время авторами разрабатывается третья версия комплекса, предназначенная для оперативного анализа состояния оборудования, для чего предусматривается автоматизированный ввод данных из АСУ ТП.

При разработке описываемого комплекса авторы придерживались принципов, перечисленных ранее. Интерфейс пользователя комплекса задач “Контроль состояния оборудования” почти полностью повторяет интерфейс “Расчет ТЭП” за исключением некоторых отличий, обусловленных особенностями решаемых задач. В силу данных обстоятельств описание функций каждого комплекса задач приводится далее в одном разделе, а упомянутые отличия в каждом конкретном случае акцентируются особо.

Описание функций комплексов задач. Решение задач технико-экономического анализа и контроля состояния оборудования обеспечивается выполнением следующих функций:

- ввод данных;
- обработка данных;
- ведение нормативно-справочной информации (НСИ);
- расчет показателей;
- просмотр данных;
- экспорт результатов;
- ретроспективный анализ.

Функция ввода данных. Основной вид ввода данных (по числу вводимых параметров) в эксплуатирующихся в настоящий момент комплексах задач – ручной. В первую очередь, это вызвано отсутствием на тех электростанциях, где работает описываемый комплекс, АСУ ТП в необходимом объеме. Часть параметров фиксируется на диаграммных лентах, поэтому в КЗ “Расчет ТЭП” предусмотрен также ввод данных с диаграммных лент с помощью дигитайзера. В качестве носителей информации могут быть использованы как ленточные, так и дисковые диаграммы. Модуль ввода данных с диаграмм может быть настроен на любые применяющиеся в энергетике диаграммы и первичные преобразователи. В случае необходимости при поставке этого модуля может быть оказана помощь в сертификации измерительных каналов и средств измерений, проведение аттестации в государственных органах стандартизации измерений.

Входной протокол для задачи "Расчет баланса"																	
Наименование блока: Блок 1										Интервал 01.12.2000 - 20.12.2000							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	19	26
Параметр													Значение	Ед.изм.	▲		
Зарегистрировать входные данные для блока ?													Нет				
Выработка электроэнергии блоком													83034.0	МВт*ч			
Расход Э/Э на СН турбины													314	МВт*ч			
Расход Э/Э на СН котла													3913	МВт*ч			
Расход Э/Э на тепловую установку														МВт*ч			
Отпуск электроэнергии													78808	МВт*ч			
Отпуск тепла внешнему потребителю														Гкал			
Выработка тепла котлом													178271	Гкал			
Число часов работы за период													480.00	час			
Выработка пара котлом													257404	т			
Отпуск тепла из отбора на осн. бойлер														Гкал			
Отпуск тепла из отбора на пик. бойлер														Гкал			
Расчетный расход топлива на выработку Э/Э													26418.0000				

Выход Расчет Закрыта Отметить все Заменить протокол

Рис. 1. Страничная форма протокола ввода данных

При вводе данных рекомендуется использовать сетевые возможности комплекса задач. При этом модуль ввода реализует одновременный ввод данных с нескольких рабочих мест с динамически настраиваемым для конкретного пользователя интерфейсом. Архитектура программного обеспечения позволила выделить ввод данных в отдельную функцию, не связанную непосредственно с проведением расчетов.

При ручном вводе данных пользователь самостоятельно может настроить порядок ввода данных в соответствии со своими предпочтениями. Выбирая группу оборудования, пользователь определяет номера блоков, которые будут представлены во входном протоколе. При этом предусмотрены две формы ввода – страничная и табличная. В страничной форме все параметры вводятся для одного блока, затем для другого. В табличной форме однотипные параметры можно вводить сразу во все блоки. На рис. 1 показана страничная форма входного протокола. В соответствии с принятым принципом сквозного использования данных параметры в комплексах задач необходимо вводить только 1 раз. При этом список параметров входного протокола может быть индивидуальным для каждого блока (группы).

В КЗ "Контроль состояния оборудования" входной протокол заполняется данными, введенными в последний сеанс работы, что облегчает пользователю выполнение данной функции. В КЗ "Расчет ТЭП" входной протокол инициализируется нулевыми (пустыми) данными. Пользователю предоставляются три возможности:

- ввести данные;
- восстановить данные за произвольный интервал времени (сутки и более);
- восстановить данные с предварительной обработкой.

В последней операции пользователь задает произвольный временной интервал. Модуль делает попытку

построить заданный интервал из имеющихся в базе данных. При успешной попытке ряд данных, имеющих соответствующий статус, предварительно обрабатывается (суммируется, средневзвешивается или усредняется) и входной протокол заполняется данными для нового временного интервала. В случае, если непрерывный интервал, заданный пользователем, построить нельзя, модуль выдает соответствующее предупреждение.

В настоящее время ведется разработка новой, третьей версии комплекса задач, работающей в технологии "Клиент-сервер". В качестве сервера данных предусматривается Microsoft SQL Server 7.0. Модуль ввода данных этой версии предусматривает наряду с перечисленными видами ввода данных еще один – непосредственный ввод данных из АСУ ТП. Внедрение третьей версии КЗ "Расчет ТЭП" планируется в 2001 г. на Сургутской ГРЭС-1, поскольку в настоящее время именно на этой электростанции имеется техническая возможность и по степени оснащенности вычислительной техникой станция входит в число наиболее благополучных в этом отношении.

Нормативно-справочная информация, используемая при расчете показателей, хранится в комплексе задач в таблицах для каждой группы оборудования. Вся нормативно-справочная информация разбита на три категории:

- константы;
- нормативные коэффициенты;
- справочные данные.

В качестве элементов первой категории рассматриваются константы для расчета нормативного расхода топлива, фактического расхода топлива и константы, характеризующие отдельные элементы оборудования.

Нормативные характеристики работы оборудования аппроксимированы полиномами. Степень полинома выбиралась такой, чтобы максимальная погрешность оценки параметра на всем диапазоне его измене-

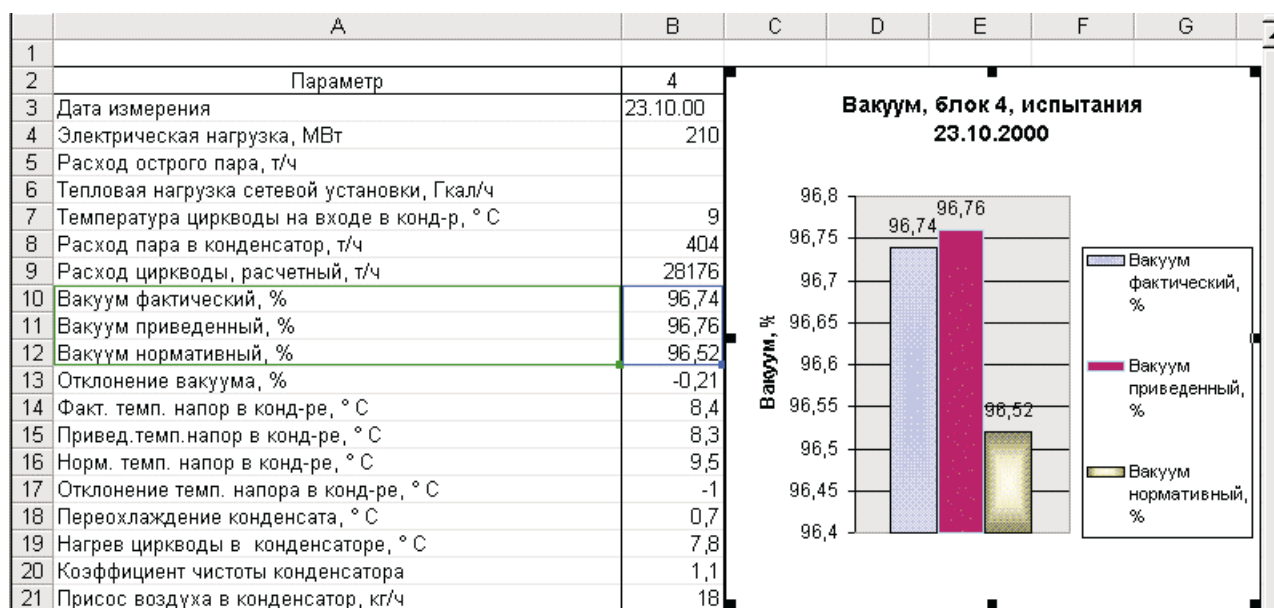


Рис. 2. Результаты расчета показателей (экспорт в Excel)

ния не превышала 0,1%. Коэффициенты полиномов, описывающих нормативные характеристики, включены в категорию “Нормативные коэффициенты”. Аппроксимация графиков нормативных характеристик выполняется с помощью отдельного сервисного приложения, входящего в комплект поставки базового программного обеспечения комплекса задач.

В состав нормативно-справочной информации включены также справочники по оборудованию электростанции. Эти данные в большей степени необходимы для обеспечения информационной поддержки руководителей разных звеньев. Набор данных, как правило, является уникальным по составу для каждой электростанции. Формат данных также зависит от наличия или отсутствия на электростанции других информационных систем и степени их взаимодействия между собой. В настоящее время на наиболее передовых в степени использования информационных технологий предприятиях ведутся работы по объединению всех информационных ресурсов в единую базу данных с возможностью не только получения информации по любым аспектам жизнедеятельности электростанции, но и использования ее в системах оперативной аналитической обработки и информационной поддержки принятия решений.

Функция корректировки граничных значений по своей сути является вспомогательной для выполнения задачи контроля достоверности входных данных. Она позволяет ввести граничные значения для любых параметров. При вводе данных происходит проверка вводимого значения и в случае выхода за установленные пределы его изменения пользователь получает предупреждение. Вводимый параметр можно исправить или проигнорировать предупреждения, подтвердив введенное ранее значение.

Функция настройки порядка представления параметров обеспечивает пользователю реализацию возможности настроить порядок ввода данных в соответствии со своими предпочтениями (см. функцию ввода

данных). Необходимость такой настройки связана не только с имеющимися различиями у групп оборудования (блоков), но и для обеспечения психологического комфорта пользователю.

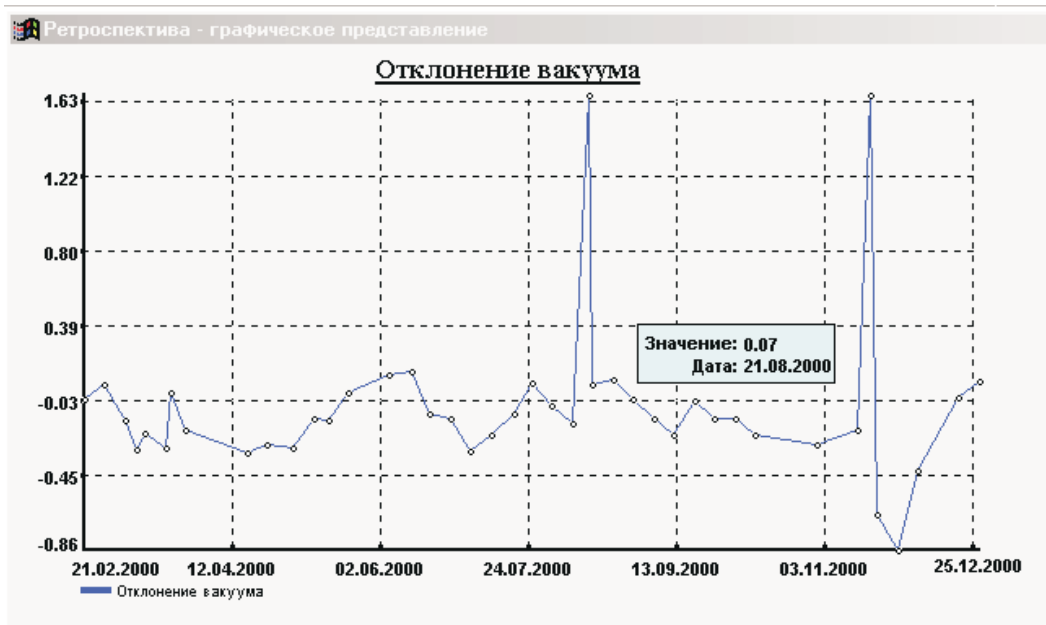
Благодаря максимальной простоте выполнения этой функции для настройки порядка поступления параметров входного протокола требуется минимальное время (при настройке используется технология “Drag and Drop” (перетащить и оставить) [8]).

Функция просмотра результатов расчета предоставляет возможность просмотреть результаты ранее выполненных расчетов. При этом возможен просмотр как для всех групп оборудования (блоков) одновременно, так и выборочно для любой группы (блока). Результаты выборки могут быть представлены в виде подготовленной экранной формы, текстового файла, либо экспортированы в другое приложение (например, в Excel). Экспорт в Excel предоставляет возможность анализа результатов расчета не только в виде таблиц, но и с помощью диаграмм и графиков, которые могут быть построены автоматически (если в этой форме заранее подготовлены шаблоны) либо вручную после окончания процедуры экспортирования данных. На рис. 2 показаны результаты обработки данных испытаний конденсатора блока.

Функция ретроспективного представления данных позволяет проанализировать не только сами результаты расчета, но и тенденции изменения любого анализируемого параметра. Функция ретроспективного анализа представлена в двух формах – табличной и графической. Ретроспективный анализ может быть выполнен для любой группы оборудования (блока) по данным измерений текущего месяца либо на любом, произвольно выбранном интервале. На рис. 3, а показана табличная форма представления ретроспективного анализа. Как и любая другая форма представления результатов расчетов, экранная форма может быть выведена на печать, в текстовый файл или экспортирована в другое приложение для дальнейшего анализа.

Ретроспектива - табличное представление					
Параметр	21.02.2000	28.02.2000	06.03.2000	10.03.2000	13.03.2000
Электрическая нагрузка, МВт	210	175	195	195	185
Расход острого пара, т/ч					
Тепловая нагрузка сетевой установки, Гкал/ч					
Температура циркуды на входе в конд-р, °С	5.5	5.8	6.8	8.5	8.2
Расход пара в конденсатор, т/ч	412	348	391	387	365
Расход циркуды, расчетный, т/ч	25297	25333	25557	23798	24829
Вакуум фактический, %	97.03	97.20	97.00	96.80	96.95
Вакуум приведенный, %	97.18	97.24	97.09	96.90	97.09
Вакуум нормативный, %	97.00	97.24	96.85	96.49	96.73
Отклонение вакуума, %	-0.04	0.04	-0.15	-0.31	-0.22
Факт. темп. напор в конд-ре, °С	9.3	9.0	9.4	7.8	8.2
Привед. темп. напор в конд-ре, °С	8.4	9.1	8.1	7.0	7.0
Норм. темп. напор в конд-ре, °С	9.4	9.1	9.5	9.1	9.0
Отклонение темп. напора в конд-ре, °С	-0.2	-0.1	-0.1	-1.3	-0.8
Переохлаждение конденсата, °С	-0.2	-0.7	1.5	0.1	0.4

а)



б)

Рис. 3. Результат ретроспективного анализа:

а – табличное представление; б – графическое представление

Графическая форма представления результатов ретроспективного анализа (рис. 3, б) дает возможность построения графиков для любых анализируемых параметров. При этом число одновременно выводимых на экран в виде графиков параметров ограничено двумя, так как опыт эксплуатации показал, что практический интерес представляет график изменения во времени какого-либо параметра или сопоставление его значения с нормативным.

Как и в случае табличного представления, график изменения параметров может быть построен для любой группы оборудования (блока) за текущий месяц либо на любом, произвольно выбранном интервале

времени. Для графического представления пользователь может выбрать границы представления по оси ординат для сопоставления данных по разным блокам в одинаковом масштабе.

Текущие разработки. Эксплуатация описываемых комплексов в течение нескольких лет на ряде электростанций выявила ряд общих закономерностей, которые показали направление дальнейшего развития. В первую очередь, это относится к известным особенностям развития информационных технологий – рост числа пользователей в вычислительной сети увеличивает нагрузку на устройства коллективного использования и снижает скорость работы компьютерного парка. За те

несколько лет, в течение которых авторы ведут технологическое сопровождение эксплуатирующихся комплексов задач, на всех без исключения электростанциях увеличилось число используемых персоналом компьютеров. (Конечно, темп роста эксплуатирующейся вычислительной техники на разных электростанциях различный. Наиболее впечатляет развитие информационных технологий на Сургутской ГРЭС-1 Тюменьэнерго. Однако тенденция этого процесса налицо на всех, даже небольших по установленной мощности энергопредприятиях.) Нагрузки на файловые серверы возросли многократно и скорость доступа к данным в условиях разросшихся вычислительных сетей стала серьезным препятствием на пути дальнейшего развития. Одновременно увеличиваются объемы данных, которые могут быть обработаны с помощью новых информационных технологий, что также не улучшает ситуацию со скоростью их передачи по коммуникационным каналам.

Появление новых информационных систем в составе вычислительной сети электростанции усложняет администрирование всей сети, увеличивает нагрузку на обслуживающий персонал и многократно повышает требования к надежности функционирования любой задачи. Цена потери данных в результате ошибки пользователя или сбоя в работе техники возрастает в геометрической прогрессии в зависимости от повышения сложности самой системы [9]. Вопросам сохранности данных приходится уделять все большее внимание.

Наряду с этим в вычислительной сети появляется все больше информации, которая требует обеспечения конфиденциальности и секретности. Это также усложняет работу по администрированию сети. Особая проблема – обеспечение синхронности данных. Одинаковые данные, используемые в разных информационных системах, должны быть по определению одинаковыми.

Все перечисленные факторы в той или иной мере уже стали актуальными при развитии информационных технологий на электростанциях. Известный во всем мире выход из сложившейся ситуации – это переход на технологию “Клиент-сервер” при разработке информационных систем. Поэтому в настоящий момент авторы готовят к внедрению в опытную, а затем и в промышленную эксплуатацию новую версию комплексов задач – версию 3.0, выполненную в технологии “Клиент-сервер” для сервера баз данных Microsoft SQL Server 7.0. С ее внедрением перечисленные проблемы найдут свое решение.

Вторым направлением текущих работ является разработка подсистемы оперативного ввода данных из АСУ ТП. Эта подсистема позволит не только сократить объем ручного ввода, увеличить скорость выполнения этой рутинной операции, высвободить персонал для, действительно, инженерного, творческого труда, но и обеспечить возможность качественного роста полноты и достоверности обработки данных. Как раз на основе реализации этого направления готовится к внедрению новая задача – расчет технико-экономических показателей работы оборудования на интервале 1 смена, которая наряду с другими возможностями позволит выполнить сравнительный анализ работы различных трудовых коллективов (вахт). Кроме того, запуск этой подси-

стемы позволит перейти к оперативному анализу состояния оборудования.

Третьим направлением текущих разработок являются работы, проводимые на Сургутской ГРЭС-1, в части интеграции другими подсистемами, в частности с подсистемами “Персонал” и “Эксплуатация”. Внедрение новых версий этих подсистем, выполненных в технологии “Клиент-сервер”, в сочетании с разрабатываемой версией 3.0 описываемых комплексов задач, позволит реально объединить информационные потоки и качественно повысить степень информационной поддержки принятия решений.

Перспективные разработки. Современная жизнь при управлении таким сложным хозяйственным объектом, как электростанция, заставляет руководителей принимать ответственные решения, связанные с перераспределением людских, технических и финансовых ресурсов в условиях нехватки времени на обдумывание. В такой ситуации цена ошибки становится чрезвычайно высокой и опасность серьезных последствий принимаемых решений усложняет и без того не простую жизнь руководителя. *Информированность* руководителя о всех аспектах деятельности его предприятия – о возможностях оборудования электростанции, о материальных, финансовых и людских потребностях ведущихся ремонтных работ, о финансовом положении предприятия, об эффективности работы оборудования и др. – зачастую становится *решающим фактором* в принятии решений.

Основными вопросами технологического аспекта функционирования электростанции являются технико-экономические показатели работы оборудования и фактическое состояние эксплуатирующегося оборудования. Комплексы задач “Расчет ТЭП” и “Контроль состояния оборудования”, описываемые в настоящей статье, в значительной степени обладают возможностями информационной поддержки с точки зрения этого аспекта. Другие информационные системы, например, подсистема материально-технического обеспечения, финансовая подсистема и подсистема анализа людских ресурсов в значительной степени обеспечат, с точки зрения соответствующих аспектов, информационную поддержку принятия наиболее ответственных решений.

Не секрет, что, например, с точки зрения финансиста и технолога, зачастую при решении какой-либо проблемы решение может быть не только различным, но и диаметрально противоположным. То же самое можно сказать и о других аспектах любой проблемы. Отсутствие специальных технологий для поддержки обоснованного принятия решения при анализе проблем, возникающих при управлении электростанцией, усложняет работу руководителя.

В настоящее время авторами в качестве наиболее перспективного направления работ принято дальнейшее развитие описываемых комплексов задач в соответствии с технологией оперативной аналитической обработки данных. В области информационных технологий в течение нескольких последних лет бурное развитие получило именно это направление, называемое On-Line Analysis Processing (OLAP) — системы оперативного анализа. Данная технология в настоящее время

мя является фактическим стандартом для информационной поддержки задач, решаемых верхним эшелонном управления крупных предприятий, и входит в стандарт ISO 9000, признанный правительством России обязательным для применения в разработке отечественных стандартов в области информационных технологий, контроля качества и технологий управления бизнесом. Основными особенностями OLAP-технологий являются [10]:

многомерный анализ имеющейся информации;

быстрый поиск информации на основе специально организованных баз данных и языка структурированных запросов.

До недавнего времени программные продукты для OLAP-технологий были недоступны для большинства российских предприятий из-за своей высокой стоимости. Однако в августе 1999 г. произошло событие в данной области, кардинально изменившее ситуацию [11]: фирма Microsoft выпустила новую версию сервера баз данных Microsoft SQL Server 7.0, которая опционально (бесплатно) содержит серверную часть OLAP-технологии: Microsoft SQL Server OLAP Service. Клиентской частью OLAP-технологии фирмы Microsoft является Excel 2000 из набора Microsoft Office 2000, который также является абсолютно доступным для российского покупателя.

Практическая реализация описанных комплексов задач на ряде электростанций Урало-Сибирского энергетического региона показала правильность выбранного направления в решении задачи автоматизации эксплуатационного контроля за работой оборудования электростанций.

Появившиеся технологические возможности в сочетании с накопленным опытом позволяют с оптимиз-

мом смотреть на перспективы развития информационных технологий в энергетике, что неминуемо должно привести к повышению точности и оперативности принимаемых решений, а в целом – к повышению эффективности, надежности и безопасности работы электростанций.

Список литературы

1. РД 34.08.552 – 95. Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования. М.: ОРГРЭС, 1995.
2. Нейлор К. Как построить свою экспертную систему. М.: Энергоатомиздат, 1991.
3. Экспертные системы. Принцип работы и примеры / Брукинг А., Джонс П., Кокс Ф. и др. – Радио и связь, 1987.
4. Бродов Ю. М., Аронсон К. Э., Ниренштейн М. Концепция системы диагностики конденсационной установки паровой турбины. – Теплоэнергетика, 1997, № 7.
5. Бродов Ю. М., Савельев Р. З. Конденсационные установки паровых турбин. М.: Энергоатомиздат, 1994.
6. Подогреватели сетевой воды в системах теплоснабжения ТЭС и АЭС / Бродов Ю. М., Великович В. И., Ниренштейн М. А. и др. Екатеринбург: УГТУ, 1999.
7. Теплообменные аппараты в системах регенеративного подогрева питательной воды паротурбинных установок / Бродов Ю. М., Ниренштейн М. А., Аронсон К. Э. и др. Екатеринбург: УГТУ, 1998.
8. Ресурсы Windows NT™: Пер. с англ. С.-Пб.: BHV – Санкт-Петербург, 1995.
9. Васкевич Д. Стратегии Клиент-Сервер. Киев: Диалектика, 1996.
10. Технология OLAP в системах исследования бизнеса. Обзор для руководителей. <http://www.interface.ru>
11. Найгель Пендс. Анализ рынка: Пер. с англ. <http://www.socio.newmail.ru/olapreport/market.htm>

ИНСТИТУТ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ ГОСУДАРСТВЕННЫХ СЛУЖАЩИХ


Российская академия государственной службы при Президенте Российской Федерации

Повышение квалификации и профпереподготовка руководящих работников и специалистов электроэнергетики (лиц. Минобразования РФ № 24-0050)
Адрес: 113035, Москва, Садовническая ул., 77, корп. 2, стр. 1, тел. (095) 953-2583
<http://www.ipkgos.ru>

Для предприятий, заключивших договор на обучение от 50 чел. в год, скидка на обучение и проживание в благоустроенном общежитии Института составит 20%, от 30 чел. 10% при условии своевременной оплаты

кафедра


«Ремонт и модернизация энергооборудования»
повышает квалификацию специалистов по ремонту всех видов энергетического оборудования ТЭС, ГРЭС, ПРП, по неразрушающему контролю оборудования, специалистов сварочного производства всех уровней по вопросам ремонта, восстановления, модернизации и надежности работы оборудования энергопредприятий, внедрения новых технологий и материалов, методов технической диагностики. Готовит к аттестации и аттестует специалистов сварочного производства на II и III квалификационные уровни и специалистов по неразрушающему контролю на I и II уровни с выдачей удостоверений Госгортехнадзора.

 (095) 953-0525

кафедра

«Эксплуатация электрических станций, сетей и систем»

осуществляет повышение квалификации руководителей, специалистов и инженеров энергетической отрасли: энергосистем, тепловых и гидравлических электрических станций (ТЭС и ГЭС), предприятий межсистемных и распределительных сетей (МЭС, ПЭС и РЭС), а также главных энергетиков энергосбыта и энергонадзора страны по всем вопросам, касающимся эксплуатации, управления и оптимизации режимов работы современного оборудования электростанций, энергосистем и промышленных предприятий отраслей народного хозяйства.

 (095) 953-3871

Московскому заводу “Изолятор” им. А. Баркова – 105 лет

Славинский А. З., доктор техн. наук, генеральный директор ЗАО “Московский завод “Изолятор” им. А. Баркова”

Свою историю завод Мосизолятор ведет с дореволюционных времен, когда в 1896 г. на окраине старейшего села Всехсвятское (ныне район станции метро “Сокол” в Москве) был построен небольшой деревянный завод, начавший производство изоляторов к телеграфным и телефонным проводам. Завод постепенно развивался, ширился ассортимент производимой продукции (кроме электротехнических изделий, была и санитарная посуда, и фарфоровые цветы...). В 20-е годы прошлого века, в годы выполнения страной плана ГОЭЛРО окончательно сформировалось главное направление деятельности предприятия – выпуск фарфоровых изоляторов для линий электропередачи высокового напряжения.

Шли годы. В стране возводились новые мощные электростанции, строились линии электропередачи, создавались энергосистемы, и завод “Изолятор” достаточно успешно удовлетворял потребности всех энергопредприятий страны. Продукция завода – высоковольтные вводы (проходные изоляторы) на напряжение 35, 110, 220, 330, 500, 750, 1150 кВ с бумажно-масляной, твердой и элегазовой изоляцией – была широко известна в СССР и за его пределами. В 80-х годах завод “Изолятор” экспортировал свою продукцию в 26 стран мира! Завод был практически монополистом!

Рыночные отношения, ворвавшиеся в нашу страну в 90-е годы, коренным образом изменили положение завода. В условиях жесткой конкуренции с зарубежными производителями высоковольтных вводов заводу пришлось отстаивать свои рынки сбыта.

В 1992 г. завод “Изолятор” стал акционерным обществом и ему было присвоено имя А. А. Баркова – директора завода, отдавшего предприятию 46 лет жизни, из них 25 лет он проработал директором.

Свое 100-летие в 1996 г. Мосизолятор отметил в достаточно сложной обстановке – это был упадочный период в истории завода: убытки, долги в бюджет, остановки предприятия, отпуска за свой счет, задержка зарплаты... Для выживания в этих условиях были необходимы коренные перемены. Мы наметили два основных направления развития предприятия – модернизация конструкции вводов с целью улучшения качества продукции и реконструкция предприятия. Также в новых условиях рынка нам надо было учиться по-новому работать с заказчиком, по-новому продавать свою продукцию.

Модернизация конструкций. В результате анализа данных о работе вводов в реальных условиях эксплуатации, накопленных на заводе за многие десятилетия, было принято решение о разработке новой серии высоковольтных вводов с твердой внутренней изоляцией. Эти вводы хорошо себя зарекомендовали и должны были заменить вводы с традиционной внутренней бумажно-масляной изоляцией.

Первыми из этой серии были сконструированы и внедрены в производство вводы на напряжение 110 кВ

для трансформаторов и масляных выключателей на весь номенклатурный ряд. Это позволило значительно повысить технический уровень и конкурентную способность продукции как на российском, так и на международном рынке.

При разработке новых конструкций мы вернулись к старой, давно забытой системе – приемке новой конструкции межведомственной комиссией (МВК). Для работы в МВК приглашаются специалисты различных энергопредприятий, департаментов РАО “ЕЭС России”, представители Мосэнерго, заводов, производящих трансформаторное оборудование (ЗТЗ, Тольяттинский трансформаторный завод), и представители энергосистем. Собирая эти комиссии, мы преследуем две цели: первая – согласовать со всеми заинтересованными сторонами новую конструкцию, что позволит избежать ошибок и недоразумений в эксплуатации, и вторая – представить нашу новую продукцию основным потребителям.

Вновь разрабатываемые вводы проходят полный цикл испытаний. Завод располагает всем необходимым комплексом оборудования (поверенного, аттестованного, сертифицированного, лицензированного), который нам самим позволяет быть на 100% уверенными в надежности выпускаемой продукции. Испытания, которые невозможно провести на заводе, мы проводим в других организациях, имеющих необходимую техническую базу, – это ВЭИ, ЭНИН, ВНИИЭ, НИИПТ, НИЦ ВВА и др. Для нас важно, – прежде, чем предложить новую конструкцию потребителю, самим убедиться, что за нее потом не придется краснеть. При разработке и внедрении в производство высоковольтного ввода 110 кВ для масляных выключателей были даже проведены испытания ввода в составе выключателя. Мы приобрели в Мосэнерго выключатель б/у, смонтировали его в НИЦ ВВА (Бескудниково) и провели все необходимые испытания.

Совсем недавно закончила работу МВК по приемке вводов с твердой изоляцией 150 кВ. Трансформаторов, на которых устанавливаются эти вводы в стране, не очень много, соответственно и вводов немного, но технология их изготовления на заводе отработана и конструкция доведена до высокого уровня надежности и конкурентоспособности.

Мы идем по пути развития и внедрения твердой изоляции на вводах 220 кВ. Уже имеются опытные образцы таких вводов для выключателей, они проходят испытания.

На заводе ведутся работы по отработке технологии изготовления вводов с отечественной RIP-изоляцией (такая изоляция получается путем пропитки крепированной бумаги эпоксидными компаундами). Это – изоляция более высокого класса, современная и надежная, с большим сроком службы. Она никогда раньше не использовалась в отечественных вводах. Несколько трансформаторных вводов 35 кВ с новой RIP-изоля-

цией, изготовленных на Мосизоляторе, уже находятся в опытной эксплуатации в Витебскэнерго. После сбора статистических данных опытной эксплуатации на заводе начнется подготовка серийного производства таких вводов. Это, несомненно, поставит Мосизолятор в один ряд со всеми современными производителями высоковольтных вводов, во всяком случае, в Европе.

Некоторое время назад по желанию заказчика были спроектированы и изготовлены вводы 35 кВ с полимерной внешней изоляцией (на основе кремнийорганических композиций), которые приняты в опытную эксплуатацию в сетях Мосэнерго. В кооперации с нашей наукой в этом направлении делаются дальнейшие шаги и мы надеемся, что опыт работы с этим совершенно нетипичным для завода, более 100 лет занимающегося фарфоровым производством, материалом позволит уже в этом году предложить заказчику принципиально новый вид продукции Мосизолятора.

С применением новых изоляционных материалов на заводе предпринята попытка расширения номенклатуры выпускаемой продукции в части производства кабельных муфт на различные классы напряжения. В 2001 г. мы должны сделать первые опытные образцы на 35, 110 кВ, а, может быть, и на более высокие классы напряжения, которые не имеют никаких аналогов в отечественном производстве.

Вводы новых серий, внедренные в производство, полностью взаимозаменяемы с вводами старых конструкций и без каких-либо усилий устанавливаются на оборудование взамен вводов, отработавших 25 – 30, а то и больше лет. Это является одной из наших принципиальных позиций – адаптация новых конструкций взамен старых без дополнительных усилий. Мы стараемся не перекладывать это на плечи эксплуатационников, что нам пока удается.

К слову сказать, вводы с твердой изоляцией, которые выпускаются взамен вводов с бумажно-масляной изоляцией, по цене не отличаются, что значительно повышает конкурентоспособность наших вводов, так как на Западе твердая изоляция стоит значительно дороже бумажно-масляной.

СКБ завода продолжает работы по совершенствованию существующих конструкций вводов. Вводы на классы напряжения 220, 330 кВ выпускаются сейчас без всем надоевших выносных компенсаторов давления (баков давления), вводы на 500 кВ со встроенными компенсаторами давления прошли МВК и готовы к серийному производству. Это не значит, что мы не будем выпускать вводы старой конструкции. По требованию заказчика это возможно.

Конструкторы оснащены всеми наиболее современными методами и инструментами. В СКБ имеется весь пакет программного обеспечения для того, чтобы в кратчайшие сроки разработать и подготовить производство новой серии (даже на нетипичные классы напряжения). Так, были разработаны для Ирака вводы на напряжение 72,5 кВ, для Бангладеш – 123 кВ, для Египта – 245 кВ. Сегодня специалисты завода способны любой заказ очень быстро превратить в комплект чертежей и, получив от заказчика подтверждение востребованности конструкции, приступить к подготовке производства.

Мосизолятор активно участвует в научно-технической жизни нашей страны и за рубежом. Наши специалисты участвуют в различных научно-технических и научно-практических конференциях и семинарах по вопросам диагностики и эксплуатации высоковольтного оборудования. Мы стараемся активно экспонировать свою продукцию на выставках и публиковать работы сотрудников предприятия.

Реконструкция основных фондов. Большие работы за последние пять лет были сделаны по реконструкции основных фондов. Все-таки такой солидный возраст предприятия подразумевает и солидный возраст зданий и сооружений и частично основного оборудования.

Жизнь доказала, что, если правильно подходить к эксплуатации оборудования, не бояться периодических небольших затрат на профилактический ремонт, то это выходит гораздо дешевле, чем, столкнувшись с серьезной аварией, тратить огромные деньги и время на восстановление.

Эксплуатирующаяся на заводе сегодня печь по обжигу фарфора типа “Вистра” уже превысила свой нормативный ресурс, однако бережное отношение и своевременная профилактика позволили нам отметить 500-й обжиг в этой печи! На протяжении ряда лет летом на один месяц останавливалось производство, мы уходили всем заводом в отпуск и проводили профилактику печи. Это давало возможность без сбоев работать целый год, позволило экономить средства и время. Потеря времени в настоящее время для нас недопустима. Стоит чуть замедлить движение вперед, рынок тут же реагирует и потерянные позиции приходится очень сложно отвоевывать.

Для того, чтобы этого избежать, мы еще в 1995 г. поставили себе задачу – иметь дополнительный источник финансирования работ по реконструкции и обновлению основного производства.

Из многих рассмотренных проектов в итоге был принят и осуществлен один – высвободить площади, которые можно сдавать в аренду.

На заводе был проведен тщательный анализ загруженности оборудования и высвобождены многие станки. Весь технологический процесс от этого не пострадал, а даже выиграл. Так, участок станков с ЧПУ у нас состоял из 15 единиц оборудования, а после анализа их осталось только три, при полном сохранении объема производственной программы. Просто мы стали более экономично их использовать, с большей нагрузкой и меньшей потерей во времени. Этот анализ был проведен практически по каждой технологической операции. В результате, за счет более рационального и эффективного использования заводских площадей, за счет более эффективного использования оборудования, за счет оптимизации транспортных потоков по внутрицеховым переделам нам удалось высвободить большие объемы площадей.

Был создан специальный проект реконструкции этих площадей, привлечены кредитные ресурсы, с помощью подрядных организаций и своими силами проведены ремонтные работы – и в результате завод имеет комплекс офисных помещений, которые сдаются в аренду. Договора на аренду заключаются с соблюде-

ем всех юридических норм. Таким образом, была создана абсолютно легальная схема бизнеса, который стал приносить доход. Сначала эти деньги шли на возврат кредита, но вот уже в течение двух лет это приносит прибыль. По нашей внутренней договоренности прибыль от аренды никогда не идет на выплату заработной платы, никогда эти деньги не пополняли оборотные средства. Целевое назначение использования прибыли от сдачи в аренду – это финансирование реконструкции и обновления основного производства.

На заводе уже отремонтированы и полностью модернизированы три цеха, продолжается реконструкция складских помещений, обновление парка оборудования и др. И сегодня состояние помещений, начиная от рабочих раздевалок, туалетов и душевых и кончая кабинетом директора, скажем так, близко к средневропейскому. Я побывал на многих электротехнических предприятиях за рубежом и с уверенностью могу сказать, что у нас ничуть не хуже!

Работа с заказчиком. Очень много времени на заводе уделяется работе с нашими заказчиками. На замечания, которые время от времени приходят от эксплуатирующих организаций по вводам, выпущенным на заводе много раньше, мы реагируем немедленно. Проводятся консультации, при необходимости выезжает бригада специалистов, осуществляется ремонт или замена ввода и др.

К сожалению, имеющиеся финансовые ресурсы у заказчика недостаточны для своевременной замены вводов, поэтому при заказе новых вводов мы предлагаем заказчику ориентироваться не на паспортные данные заменяемого ввода, а на его реальное состояние. На заводе имеется специальная служба, которая совместно с заказчиком проводит диагностику вводов в эксплуатации и дает реальную картину их состояния. С некоторыми региональными энергосистемами, отдельными сетевыми предприятиями у нас существует программа по проведению совместной диагностики, на базе которой формируется заказ.

При проведении диагностики не ставится цель забраковать как можно больше вводов для замены на новые и тем самым увеличить свой портфель заказов, а наоборот, – как на основе научно-технического обоснования оставить вводы в эксплуатации и продлить их ресурс. Мы иногда предлагаем такие варианты: как в рамках одного распроектирования, затратив очень небольшие средства, продлить ресурс работы вводов.

Вот уже три года на заводе существует специальная программа капитального ремонта в условиях завода вводов, отработавших значительный срок в эксплуатации. Многие энергосистемы стараются производить ремонт вводов непосредственно у себя. Однако мы знаем, что уровень этих работ практически невозможно оценить, так как даже при очень хорошо отлаженной технологии ремонта в энергосистеме, на месте, невозможно произвести такие электрические измерения и испытания, которые мы производим после ремонта на заводе.

При ремонте вводов на заводе производится замена основной изоляции, всех узловых уплотнений, масла, проводятся технологическая обработка и полный комплекс испытаний, после чего мы даем тот же срок ком-

мерческой гарантии, что и для нового ввода такого же класса. Стоимость такого ремонта составляет 40 – 50% стоимости нового ввода и заказчику это очень выгодно. В 2000 г., например, было изготовлено четыре новых ввода 750 кВ, а отремонтировано пять. Такая деятельность завода является весомым аргументом в конкурентной борьбе.

Коммерческая деятельность. За те пять лет, которые прошли в новом веке завода, произошло полное реформирование политики продаж на Мосизоляторе. После прекращения действия отраслевых министерств, отмены фондовых поставок долго еще никто не мог понять, как работать в рынке. Сегодня я могу сказать с уверенностью – как работать в российском рынке (и в странах ближнего зарубежья) мы понимаем, но рынок постоянно ставит новые задачи.

Мосизолятор сегодня дает на свою продукцию коммерческую гарантию 3 – 6 лет в зависимости от класса напряжения. Такого большого срока коммерческой гарантии не дает ни одна фирма – производитель высоковольтных вводов в мире. Это можно утверждать на основе анализа всех документов тендеров, которые проходили в последние годы.

На заводе существует гибкая система скидок в зависимости от объемов и номенклатуры заказов. Правильную тактику в этом вопросе нам помогает вести налаженная за последние годы система бухгалтерского учета и учета финансовых потоков. Это позволяет нам варьировать в зависимости от ситуации ценой, сроками поставки, нормами отгрузки и др.

На заводе существует мощная маркетинговая служба, специалисты которой имеют солидную базу данных. Они знают, где, сколько и какие вводы находятся в эксплуатации. Это позволяет нам прогнозировать производство, иметь на складе вводы, которые могут срочно понадобиться и тем самым оперативно удовлетворять нужды потребителей. Работа на склад, т.е. кредитование заказчика за счет собственной рентабельности, – это наша осмысленная, просчитанная политика.

Конечно, объемы производимых и покупаемых вводов по сравнению с 80-ми годами значительно уменьшились, но по сравнению с 1995 – 1996 гг. – увеличились. Увеличился объем “живых” денег, поступающих на завод: если в 1995 – 1996 гг. их приходило 15%, то по итогам 2000 г. получено 87% “живых” денег.

Никогда раньше российский производитель (и мы в том числе) не озадачивался, как правильно продавать свою продукцию (думали, в лучшем случае, о качестве). В настоящее время на Мосизоляторе разработана целая система продаж, которая вобрала в себя опыт работы многих отечественных и зарубежных предприятий.

Сегодня на заводе командует то подразделение, которое занимается реализацией продукции (отдел сбыта) – оно формирует портфель заказов, после этого составляется график производства, распределяются производственные мощности и др. Нам удалось привлечь в это подразделение новых квалифицированных специалистов, научить своих (сейчас завод оплачивает учебу 10 сотрудников в различных вузах). Работа по продажам сегодня наиболее интересная и творческая. Это са-

мое быстроразвивающееся направление нашей деятельности.

Мы работаем по расширению рынков сбыта, мы пытаемся вернуть имевшийся когда-то рынок Восточной Европы, Юго-Восточной и Западной Азии. В этом плане идет постоянный поиск. Сейчас мы делаем серьезные шаги по проникновению на рынок Латинской Америки.

Уже три года подряд РАО «ЕЭС России» проводит тендеры на закупку высоковольтных вводов. В первом тендере в 1998 г. мы победили только по тем вводам, которые, кроме Мосизолятора, никто делать не умеет – это вводы для шунтирующих реакторов 500 и 750 кВ и для силовых трансформаторов 750 кВ (т.е. продавали то, что кроме как у нас и купить негде). В 1999 г. мы победили в тендере по вводам 110 кВ с твердой изоляцией, а в 2000 г. по всем позициям, кроме трансформаторных вводов 500 кВ, Мосизолятор был объявлен победителем.

Завод трижды участвовал в тендерах в Казахстане и трижды их полностью выигрывал. Мы не можем пока похвастаться такими успехами на тендерах в государствах Балтии. Правда, научно обоснованно мы подготовились к этим тендерам только в 1999 г. Нами был организован научно-технический семинар в Риге, в котором приняли участие представители энергопредприятий стран Балтии. За одним столом собрались специалисты очень высокого уровня. Семинар прошел успешно, мы рассказали обо всех наших новшествах и в результате в 2000 г. все вводы 110 кВ для этих стран закупались на Мосизоляторе, а вводы 330 кВ пока у нас приобретает только Игналинская АЭС. Но мы продолжаем совершенствоваться и я думаю, что на тендере в следующем году в тех же прибалтийских странах мы сможем занять более серьезные позиции.

Очень помогает нам в работе, особенно участию в тендерах, то, что в 2000 г. нам удалось сертифицировать систему управления качеством на заводе по международному стандарту ISO 9001. Завод серьезно и долго готовился к этому шагу и вот результат – накануне нашего 105-летнего юбилея прошел надзорный аудит, который осуществляется через год после выдачи сертификата. По результатам аудита вынесено положительное заключение о том, что система управления качеством на Мосизоляторе соответствует международ-

ному стандарту ISO 9001. Мы это расцениваем и как большую победу, победу над косностью мышления. То, что нужно работать совершенно по-новому, сегодня понимает каждый на заводе – от рабочего до руководителя.

Главной составляющей успешного развития завода, его финансового и технического состояния, на мой взгляд, является то, что нам удалось создать конструктивный, созидательный дух и доброжелательность внутри коллектива. Коллектив завода сегодня представляет более или менее гармоничный сплав молодости и опыта. Новации и смелые проекты молодых не разбиваются о консерватизм и косность старшего поколения, а наоборот, опыт и знания старшего поколения служат фундаментом, на котором молодые строят новое здание.

Сегодняшнее положение завода среди предприятий нашей отрасли можно назвать уникальным. Мосизолятор не имеет ни одной позиции по задолженностям ни в федеральном, ни в городском бюджете, мы исправно платим все налоги, мы не имеем никаких задолженностей по выплатам во внебюджетные фонды, так как регулярно, два раза в месяц, выплачиваем зарплату. У нас нет задолженностей и перед поставщиками сырья, материалов и комплектующих. Число работников на заводе растет.

Мосизолятор на сегодняшний день не имеет никаких кредитных обязательств перед банками и финансовыми структурами. Используемые сегодня средства для основного производства – это деньги нашего заказчика, который не боится платить нам 100%-ную предоплату, так как знает, что мы вовремя и в срок выполняем все свои обязательства.

Нестабильная деятельность предприятия в середине 90-х годов не давала возможности с 1993 г. выплачивать дивиденды по акциям нашего акционерного общества. На сегодняшний день все убытки погашены за счет зарабатываемой прибыли и собрание акционеров по итогам 2000 г. решило, что часть средств может пойти на выплату дивидендов. Очень приятно видеть сегодня у кассы нынешних сотрудников предприятия и акционеров (которые либо по возрасту, либо по состоянию здоровья, либо по другим причинам вынуждены были покинуть завод), получающих дивиденды по акциям. Ради этого стоит жить и работать!

Владимир Николаевич Охотин (К 75-летию со дня рождения)

Владимир Николаевич Охотин родился 22 июня 1926 г. Инженерная деятельность В. Н. Охотина началась в 1951 г. в Харьковском отделении ТЭП, куда он был направлен по окончании Харьковского политехнического института.

В Харьковском отделении ТЭП Владимир Николаевич прошел путь от инженера до главного специалиста отделения, активно участвуя в проектировании крупных тепловых электростанций, и зарекомендовал себя высококвалифицированным специалистом.

В 1971 г. В. Н. Охотина назначают главным инженером ТЭП и в этой должности он работает по 1997 г. Под его руководством в институте разработаны основные технические решения по головному уникальному блоку мощностью 1200 МВт, введенному в эксплуатацию на Костромской ГРЭС, проекты серии крупных ГРЭС с блоками 500 МВт, Экибастузского топливно-энергетического комплекса, Западно-Сибирского с блоками 200 и 800 МВт на газе, Канско-Ачинского с блоками 800 МВт на березовских и ирша-бородинских углях.

Значительная работа проделана Владимиром Николаевичем по созданию нетрадиционных источников электроэнергии и теплоты, таких как МГД-генератор У-25 мощностью 25 МВт и самая крупная в мире МГД-установка мощностью 500 МВт на Рязанской ГРЭС, по внедрению газотурбинных и парогазовых установок, использованию геотермальной и солнечной энергии.

При непосредственном участии В. Н. Охотина были созданы индустриальные двухслойные трубы и уникальные железобетонные градирни.

С 1972 г. В. Н. Охотин осуществляет руководство проектированием АЭС с реакторами ВВЭР-440 и ВВЭР-1000. В 1980 г. институтом



был разработан унифицированный высокoэкономичный проект АЭС с реактором ВВЭР-1000, предусматривающий строительство АЭС поточным методом. Основные решения этого проекта были апробированы на Калининской и Южно-Украинской АЭС. По этому проекту введены энергоблоки головной этой серии на Запорожской, а также на Балаковской АЭС и других АЭС.

Много сил и творческой энергии затратил В. Н. Охотин на проектирование АЭС с реакторами на быстрых нейтронах. По проекту института Атомтеплоэлектропроект создан энергоблок БН-600 мощностью 600 МВт на Белоярской АЭС и велось проектирование более мощных и эффективных блоков БН-800, разработаны проекты Одесской, Минской, Харьковской атомных ТЭЦ (АТЭЦ) с реактором ВВЭР-1000, Воронежской и Горьковской атомных станций теплоснабжения (АСТ).

Владимир Николаевич участвовал в проектировании и строительстве зарубежных тепловых и атомных электростанций, являясь членом Постоянной комиссии СЭВ по сотрудничеству в области электроэнергетики.

Наряду с большой производственной деятельностью В. Н. Охо-

тин принимал активное участие в общественной жизни, являясь членом научно-технического совета Минэнерго СССР, членом бюро научного совета АН СССР по комплексным проблемам энергетики, членом постоянно действующей комиссии при Академии наук СССР по разработке долгосрочной комплексной программы развития топливно-энергетического комплекса Советского Союза. В. Н. Охотин – автор 6 изобретений, 5 патентов ГДР и примерно 50 печатных работ.

За достигнутые трудовые успехи в развитии энергетики он награжден орденом Трудового Красного Знамени и многими медалями. За участие в разработке проекта и строительстве железобетонных градирен в скользящей опалубке ему в 1981 г. присуждена премия Совета Министров СССР.

В. Н. Охотину присвоены высокие звания лауреата премии Совета Министров Российской Федерации (дважды), Заслуженного энергетика РСФСР, Почетного энергетика Минтопэнерго РФ и Ветерана энергетики РАО «ЕЭС России».

Освободившись по собственной инициативе от должности главного инженера института, он тем не менее, продолжает трудиться в качестве заместителя главного инженера, делясь с молодым поколением своим богатейшим опытом руководителя и инженера-проектировщика и участвуя в разработке общих вопросов и проектировании конкретных объектов в составе коллектива института.

С 1988 г. Владимир Николаевич активно работает в редколлегии журнала «Электрические станции».

От души поздравляем Владимира Николаевича со славным юбилеем, желаем ему доброго здоровья, творческих успехов и благополучия.

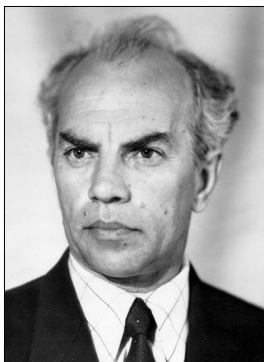
Виктор Семенович Пономаренко

31 января 2001 г. после тяжелой и продолжительной болезни скончался доктор технических наук, заведующий лабораторией оборотного водоснабжения ГНЦ РФ НИИ ВОДГЕО Пономаренко Виктор Семенович.

Ушел из жизни высококвалифицированный специалист в области промышленного водоснабжения.

В. С. Пономаренко работал в НИИ ВОДГЕО с 1965 г. Он выполнял научные исследования, связанные с разработкой и проектированием систем оборотного водоснабжения промышленных предприятий; проводил теоретические и экспериментальные исследования новых конструкций водораспределительных систем, оросителей и водоуловителей из полимерных материалов, малогабаритных градирен заводского изготовления.

Кроме научных исследований, много сил и внимания уделял



производственным вопросам систем оборотного водоснабжения ТЭЦ и особенно в части реконструкции башенных градирен. Виктор Семенович осуществлял научное руководство реконструкцией вентиляторных и башенных градирен. Им разработана методика расчета градирен для конкретных условий эксплуатации и определения степени их надежности, технико-экономических и экологиче-

ских показателей. В этой области он тесно и плодотворно сотрудничал с АО Мосэнерго. Его знали многие работники ТЭЦ по всей стране.

По результатам исследований Виктором Семеновичем опубликованы 68 научных работ, 44 авторских свидетельства на изобретения, в соавторстве с Ю. И. Арефьевым монография “Градирни промышленных и энергетических предприятий”.

В. С. Пономаренко – один из ученых-практиков, чьи научные интересы составляли смысл жизни; его целеустремленность, настойчивость, умение воплотить замысел в реальные конструкции, доброжелательность, мягкость и скромность завоевали ему авторитет и уважение в коллективе.

Светлая память о Викторе Семеновиче навсегда сохранится в наших сердцах.

ВНИМАНИЮ ОТДЕЛА КИП

ЗАПАЛЬНИК, ВЫСОКОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ **ХЕСИ 90**



Высокоэнергетический запальник ХЕСИ (HESI) 90 фирмы ФОРНЕЙ (*FORNEY*) является электрическим искровым запальным устройством с большой энергией искры (12J), предназначенным для розжига газовых и мазутных (атомизированных паром) горелок котлов, практически в любых условиях (большой влажности, загрязнении и т.п.)

Некоторые технические данные:

- специальная конструкция наконечника гарантирует стабильную искру частотой 3–8 искр в секунду
- энергия искры самоочищает наконечник, что сокращает время техобслуживания и увеличивает надежность
- энергия искры достаточна для розжига атомизированного паром мазута
- стандартная, гибкая и выдвижная модели позволяют применить ХЕСИ практически со всеми типами горелок и пилотов.

Дополнительная информация у наших представителей:

Ливеста, Литва

тел. 370-7-45-16-88

Оргрес, Украина

тел. 380-322-76-01-40

Интерконтакт, Беларусь

тел. 375-152-44-91-23

Котес-М, Россия

тел. 7-383-2-517-593



ПЭИПК

Государственное образовательное
учреждение дополнительного
профессионального образования

**ПЕТЕРБУРГСКИЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ**
повышения квалификации
руководящих работников и специалистов
Министерства энергетики
Российской Федерации

ПЭИПК – базовое образовательное учреждение Министерства энергетики Российской Федерации. Институт аккредитован и действует на основании государственной лицензии Министерства образования России. Начало его деятельности датируется двадцатыми годами, вместе с реализацией плана ГОЭЛРО. Работа института, прерванная войной, была восстановлена решением Правительства СССР в 1952 году.

Ежегодно в институте повышают квалификацию более 2,5 тысяч специалистов-энергетиков топливно-энергетического комплекса, промышленности, строительства, транспорта, сельского и жилищно-коммунального хозяйства.

ПОДРАЗДЕЛЕНИЯ ПЕТЕРБУРГСКОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ РУКОВОДЯЩИХ РАБОТНИКОВ И СПЕЦИАЛИСТОВ

- Кафедра "Энергетического оборудования электрических станций, подстанций и промышленных предприятий" (ЭЭСП), т. 448-83-52, т/факс 443-22-61, equip@peipk.spb.ru;
- Кафедра "Диспетчерского управления электрическими станциями, сетями и системами" (ДУЭС), т. 279-42-29, dues@peipk.energo.ru;
- Кафедра "Релейной защиты и автоматики электрических станций, сетей и систем" (РЗиА), т. 277-13-37, 277-50-33, rza@peipk.energo.ru;
- Кафедра "Систем связи топливно-энергетического комплекса" (ССТЭК), т. 151-23-32, 151-31-91, sstek@peterlink.ru;
- Кафедра "Экономики и организации управления в энергетике" (ЭОУЭ), т. 448-83-50;
- Кафедра "Энергетического надзора и энергосберегающих технологий" (ЭНЭТ), т/факс 443-21-43, peipk-enet@peterlink.ru;
- Факультет целевого обучения (ФЦО), т. 443-18-26, 443-19-26;
- Международный инженерный центр (МИЦ), т/факс 443-22-61, peipk@mail.ru;
- Камский филиал 423803, Татарстан, г. Набережные Челны, Челнинский пр., 7, т/факс (8552) 46-68-37;
- Челябинский филиал 454084, г. Челябинск, ул. Набережная, 5, т/факс (3512) 35-46-71;
- Новосибирский филиал 630007, г. Новосибирск, Пристанский пер., 4, т/факс (3832) 23-96-77.

ИНСТИТУТ ИМЕЕТ ТРИ УЧЕБНЫХ КОРПУСА И СОБСТВЕННУЮ ГОСТИНИЦУ

**ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ОБУЧЕНИЯ СЛУШАТЕЛЯМ ВЫДАЮТСЯ ДОКУМЕНТЫ
ГОСУДАРСТВЕННОГО ОБРАЗЦА**

**Наш адрес: 196135, Санкт-Петербург, Авиационная ул., 23
ПЕТЕРБУРГСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ (ПЭИПК)**

**Планово-договорная служба: тел. (812) 443-61-74, т/факс (812) 448-83-53,
факс (812) 108-39-50, e-mail: equip@peipk.spb.ru**

Тел. администрации гостиницы "Энергетик" 151-25-59



РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО “ЕЭС РОССИИ”
ВСЕРОССИЙСКИЙ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ (ВИ)

КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ МАСЛОСИСТЕМ, КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА И РЕГЕНЕРАЦИИ ТУРБИННОГО МАСЛА

Статистика отказов и нарушений работы систем регулирования, уплотнений вала турбоагрегатов, подшипников турбин и генераторов свидетельствует о том, что ежегодно большая их часть происходит вследствие загрязненности масла и его обводнения.

Кроме того, загрязненность масла и наличие в нем воды приводят к преждевременному старению и окислению масла, т.е. к сокращению срока службы.

Для повышения надежности работы турбоагрегата и продления срока службы турбинного масла ВИ РАЗРАБОТАЛ комплекс программ технологий и оборудования по обеспечению требуемой чистоты маслосистемы, высокого качества масла во время эксплуатации и регенерации отработанного масла до уровня показателей товарного.

ВНЕДРЕНИЕ КОМПЛЕКСА ПОЗВОЛИТ:

- Повысить качество очистки маслосистемы и сократить ее время путем применения пневмогидроимпульсного метода (практически без разборки маслосистемы) и легко очищаемых фильтров.
- Очистить масло до уровня 9 – 10 класса по ГОСТ 17216–71 и обеспечить требуемую чистоту при последующей длительной эксплуатации с помощью полнопроходных или байпасных легко очищаемых фильтров.
- Проводить оперативный эксплуатационный контроль чистоты масла в соответствии с отечественными и международными стандартами, оценивать качество промывки маслосистемы и эффективность работы фильтров гранулометрическим методом с использованием автоматических анализаторов механических примесей.
- Осуществлять анализ и контроль химических показателей, характеризующих качество масла при эксплуатации, и выдавать рекомендации по продлению срока его службы.
- Проводить регенерацию отработанного масла в условиях электростанции до уровня показателей эксплуатационного или товарного масла.

МЫ ПРЕДЛАГАЕМ

Обследовать состояние ваших маслосистем и качество масла современными методами и средствами контроля.

Определить рациональный объем работ по доведению качества масла и маслосистемы до уровня требований ПТЭ, РД 34.43.102 – 96, ГОСТ 17216–71 и других нормативных документов.

Разработать необходимую документацию, поставить требуемое оборудование и выполнить указанные выше работы в удобные для вас сроки.

Обучить персонал технологии контроля состояния масла современными средствами.

По всем вопросам разработки и внедрения парогазовой технологии производства электроэнергии и тепла обращаться по адресу:

109280, г. Москва, ул. Автозаводская, д. 14/23,

Всероссийский теплотехнический институт,

Отделение турбинных установок и теплофикации.

Телетайп: 111634 “Корсар”

Телефакс: 275-11-22, 279-59-24

Телефон: 275-35-36 **Лыско Владимир Владимирович**, заместитель директора,
275-00-23, доб. 26-82 **Минина Вера Григорьевна**, научный сотрудник

275-00-23, доб. 26-18 **Куликовская Татьяна Николаевна**, научный сотрудник.

ОРГРЭС – это гарантия!

Открытое акционерное общество “Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС” – инжиниринговая организация, работающая в электроэнергетической отрасли уже 68 лет.

В последнее время участились случаи несанкционированного использования аббревиатуры, товарного знака и бланков АО “Фирма ОРГРЭС”. Некоторые организации используют в своих названиях словосочетания, близкие к наименованию АО “Фирма ОРГРЭС”: Товарищество с ограниченной ответственностью “ОРГРЭС-1” (Москва), Общество с ограниченной ответственностью “ОРГРЭС” (Санкт-Петербург и Ростов-на-Дону) и др. Сообщаем, что указанные организации (и подобные им) не имеют ничего общего с АО “Фирма ОРГРЭС” и не могут обеспечить своим заказчикам должного качества предоставляемых работ и услуг в энергетике. В связи с изложенным мы не несем ответственности за качество услуг, оказанных данными организациями.

Во избежание недоразумений по всем вопросам рекомендуем обращаться по адресу:

105023, г. Москва, Семеновский переулок, дом 15
АО “Фирма ОРГРЭС”.
Телефон: (095) 360-13-35
Факс: (095) 360-86-40, 964-95-50
E-mail: orgres@orgres-f.ru



Электротехника 2010

VI Международный Симпозиум



22 – 26 октября 2001 года

**Подмосковье (пансионат),
ВВЦ, павильон «Электрификация»**

*Перспективные виды
электротехнического оборудования
для передачи и распределения электроэнергии*

Тематическая направленность:

1. Технологии производства, передачи и распределения электроэнергии
2. Электротехническое оборудование и распределительные устройства
3. Преобразовательная техника и её элементная база
4. Релейная защита, автоматика, АСУТП, СДТУ
5. Диагностика и мониторинг в/в электротехнического оборудования.
Продление срока службы оборудования
6. Электротехнические материалы. Системы изоляции. Изоляционные конструкции
7. Электротехнологии
8. Обеспечение качества высоковольтного оборудования. Рынок (круглый стол)

- **Рефераты докладов** (на русском и английском языках)
- **май 2001 г.**

- **Доклады** (на русском языке)
- **сентябрь 2001 г.**

Организаторы:

Международная Ассоциация делового сотрудничества по трансформаторам, высоковольтной аппаратуре, электротехнической керамике и другим комплектующим изделиям и материалам
- **«ТРАВЭК»**

Государственное унитарное предприятие «Всероссийский электротехнический институт»
- **ГУП «ВЭИ имени В. И. Ленина»**

При содействии:

Минпромнауки России, Минатом России, концерна "Росэнергоатом, РАО «ЕЭС России» и Электроэнергетического Совета СНГ.

Более подробную информацию, а также **Приглашение Оргкомитета**, в котором определены **ЦЕЛИ, НАУЧНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ, КОНТРОЛЬНЫЕ СРОКИ** и другие условия участия в работе симпозиума можно получить в Оргкомитете:

Адрес Оргкомитета:

Россия, 111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, 12
 тел. (095) 361-95-20, 361-92-25, тел./факс (095) 362-55-03, 362-56-17
 Email: finareva@vei.ru, travek@vei.ru, agilim@vei.ru
 Информация в сети Internet на сервере ВЭИ: <http://www.vei.ru>

Внимание!

Новый адрес редакции журнала

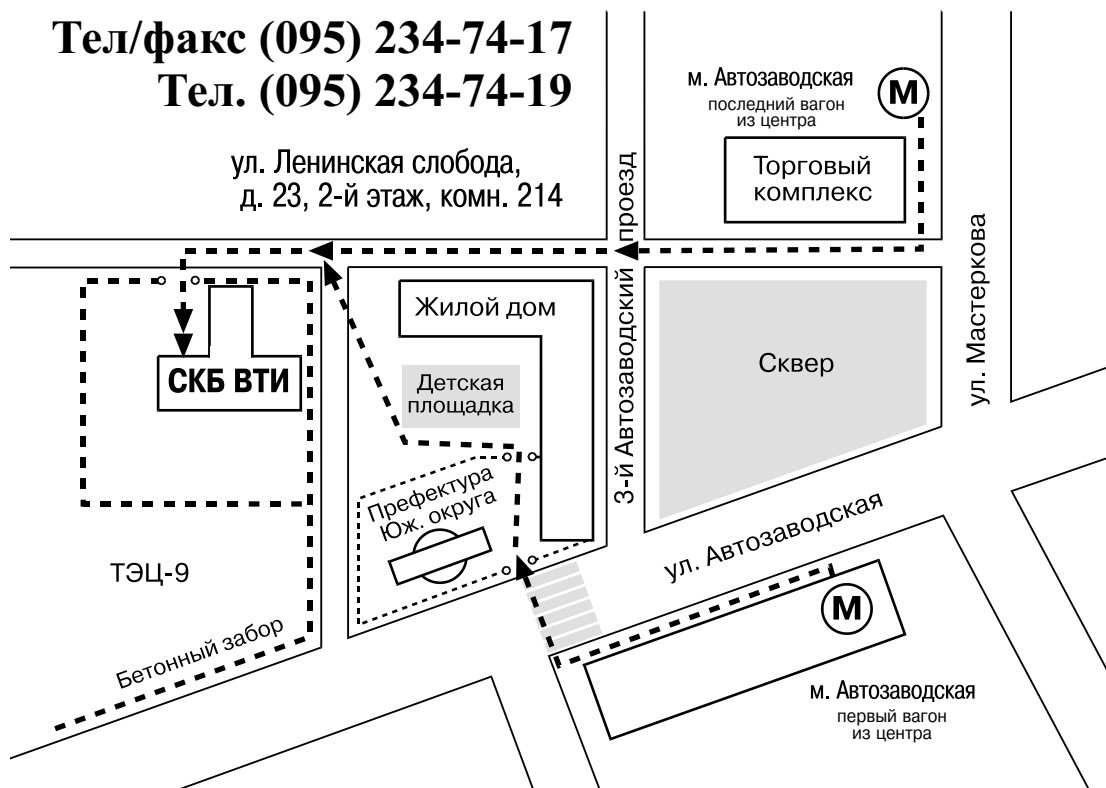
«Электрические станции»:

109280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23

Тел/факс (095) 234-74-17

Тел. (095) 234-74-19

ул. Ленинская слобода,
д. 23, 2-й этаж, комн. 214



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор **ОЛЬХОВСКИЙ Г.Г.**

АНТИПОВ К.М. (зам. главного редактора), **ВОЛКОВ Э.П.**, **ДЕНИСОВ В.И.**, **ЗОТОВ В.М.**, **КОРНИЕНКО А.Г.**, **КОЩЕЕВ Л.А.**, **ЛЕБЕДЕВ Б.П.** (зам. главного редактора), **ЛОШАК С.Б.**, **ЛЯШЕНКО В.С.**, **МОРОЗОВ Ф.Я.**, **НЕКЛЕПАЕВ Б.Н.**, **НЕЧАЕВ В.В.**, **ОБРАЗЦОВ С.В.**, **ОРФЕЕВ В.М.**, **ОХОТИН В.Н.**, **ПРУШИНСКИЙ Б.Я.**, **РЕМЕЗОВ А.Н.**, **САВВАЙТОВ Д.С.**, **СЕДЛОВ А.С.**, **СОЛОВЬЕВА Т.И.**, **ФЕДОСЕЕВ Б.С.**, **ШИРОКОВА М.И.**

РЕДАКЦИЯ

Зам. главного редактора **Соловьева Т.И.**
 Ответственный секретарь **Широкова М.И.**
 Научный редактор **Шишорина Г.Д.**
 Литературный редактор **Евсеева В.Н.**
 Секретарь редакции **Васина С.А.**
 Компьютерный набор **Коновалова О.Ф.**

Раздел "Энергохозяйство за рубежом"

Научные редакторы: **Алексеев Б.А.**, **Котлер В.Р.**

Адреса: редакции 109280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23;
 ИТФ "Энергопрогресс" 103062, Москва, ул. Чаплыгина, 6
Телефоны: редакции (095)234-7417, 234-7419, 275-0023 доб. 21-66;
 главного редактора (095)275-34-83. **Факс** (095)234-7417
Internet: <http://www.energy-journals.ru>
E-mail: tis@mail.magelan.ru

Сдано в набор 25.04.2001. Подписано в печать 22.05.2001. Формат 60×84 1/8.

Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Печ. л. 9. Тираж 1915. Цена свободная

Оригинал-макет выполнен в издательстве "Фолиум",
 127238, Москва, Дмитровское ш., 58, тел./факс (095) 482-5590, 482-5544, 488-7210

Internet: <http://www.folium.ru>, **E-mail:** folium@online.ru

Отпечатано в типографии издательства "Фолиум"