

УЧРЕДИТЕЛИ:
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ,
РОССИЙСКОЕ ОАО ЭНЕРГЕТИКИ И
ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ",
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ АССОЦИАЦИЯ
"КОРПОРАЦИЯ ЕЭС",
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ФИРМА "ЭНЕРГОПРОГРЕСС",
РОССИЙСКОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЩЕСТВО
ЕНЕРГЕТИКОВ И ЭЛЕКТРОТЕХНИКОВ



Издается
с января 1930 года

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Электрические станции 11 2002

Содержание

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

- 2 **Гвоздев Д. Б., Шурупов В. В.** Предложения по изменению процесса формирования тарифов для управления оптовым рынком электроэнергии

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

- 7 **Сапожников Ф. В.** Опыт строительства тепловых электростанций и предложения по развитию теплоэнергетики
- 10 **Осипенко Е. В., Баринберг Г. Д.** Повышение электрической мощности промышленно-отопительных ТЭЦ
- 14 **Осинцев В. В., Кузнецов Г. Ф., Петров В. В., Сухарев М. П.** Особенности и организация факельного процесса в топке с многофункциональными горелками
- 19 **Филь С. А., Голышев Л. В., Мысак И. С., Довготелес Г. А., Котельников И. И., Сиденко А. П.** Результаты применения системы непрерывного измерения горючих в уносе при сжигании АШ в котле ТПП-210А

- 24 **Пивник П. Б., Гофман Ю. М.** Результаты опробования метода "магнитной памяти" металла на электростанциях Уралэнерго

- 27 **Елов А. И., Решетов А. Л., Лопаткин Б. В., Герасимов В. А.** АСУ ТП химводоподготовки Южноуральской ГРЭС

- 31 **Василенко Г. В., Рывкин Г. Е., Масликов И. В., Сутоцкий Г. П., Семенов А. С.** Параметры кислотного раствора в барабанном котле при очистке по методу "травления"

- 32 **Юрчевский Е. Б.** Исследование набивки в форме колец Поля для очистки пара энергетических испарителей

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

- 40 **Горелик Т. Г., Гудилин С. В., Лобанов С. В.** Основные принципы построения и алгоритмы работы регистратора событий в ЕЭС России
- 44 **Макаров К. В.** Автоматизированная система управления муниципального предприятия Горэлектросеть
- 47 **Мисриханов М. Ш., Попов В. А., Медов Р. В., Костюнин Д. Ю.** Методическая погрешность при определении места повреждения на ВЛ от неучета пофазного различия ее параметров

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

- 51 **Воробей В. К., Иванов С. Л., Кичаев В. В., Преснов Ю. Л., Попов Е. Н., Перельман И. Ф.** Новое оборудование для систем возбуждения и опыт его эксплуатации

ОБМЕН ОПЫТОМ

- 58 **Кожевников Н. Н.** Электростанции как объекты для экскурсий и туризма

ХРОНИКА

- 60 **Водолажский Ю. Г., Макарова И. Е.** О некоторых нормативных и информационных документах, изданных ОАО "Фирма ОРГРЭС" в первом квартале 2002 г.

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

- 63 **Лейзерович А. Ш.** Об экономичности паровых турбин
- 65 **Котлер В. Р., Макеева Е. Н.** Уголь и проблемы энергетической безопасности в Западной Европе
- 67 **По страницам** зарубежных журналов



Среди авторов статьи – молодые специалисты

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

Предложения по изменению процесса формирования тарифов для управления оптовым рынком электроэнергии

Гвоздев Д. Б., канд. техн. наук, Шурупов В. В., инж.

ОДУ Сибири

В настоящее время в энергетике России идет переход к формированию рыночных отношений, основные направления которого одобрены постановлением Правительства РФ № 526 от 11 июля 2001 г.

Предполагается выделить две структуры оперативного управления оптовым рынком электроэнергии – технологическую (Системный оператор) и коммерческую (Администратор торговой системы), которые, взаимодействуя между собой и субъектами оптового рынка, будут обеспечивать его функционирование. Упрощенная структура оперативного управления оптового рынка показана на [рис. 1](#).

При этом СО, осуществляющий на оптовом рынке функции технологического управления, представляет собой иерархическую структуру, а АТС функционирует в виде одноуровневой структуры, не имеющей территориальных подразделений. Подробный анализ и сравнение их структурного строения проведены в [1].

В настоящее время функции СО выполняет Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы России (ЦДУ ЕЭС) и Объединенные диспетчерские управления ОЭС (ОДУ ОЭС), а функции АТС выполняет ЗАО “ЦДР ФОРЭМ”.

До начала перехода к рыночным отношениям основным показателем оценки работы ЦДУ ЕЭС и ОДУ ОЭС была минимизация эксплуатационных издержек. Однако от режима работы ЕЭС зависит главным образом издержки на топливо, расходуемое ТЭС за какой-то период времени T , а значит,

целевую функцию при ведении режима работы ОЭС можно записать в следующем виде:

$$\min(I_{\text{топ}}^T = \sum_i \psi_i B_i^T), \quad (1)$$

где B_i^T – расход условного топлива i -й ТЭС за период T ; ψ_i – его цена [2].

Данный показатель выбирался при условии того, что вся ЕЭС была единым субъектом хозяйствования.

В сегодняшних условиях, когда ЕЭС России, по существу, представляет собой оптовый рынок электроэнергии, где каждый субъект оптового рынка стремится работать в оптимальном именно для него режиме, невозможно оптимизировать работу всей ЕЭС России без нанесения ущерба отдельным его субъектам, используя показатель (1). Вследствие этого возникает необходимость выбора нового критерия оптимизации режима работы ЕЭС, а следовательно, и показателя для оценки деятельности органов оперативного управления.

При этом согласно постановлению Правительства РФ № 526 от 11 июля 2001 г. оптовый рынок электроэнергии планируется создавать по трем энергозонам (Центра, Урала, Сибири), а в дальнейшем вероятно его разделение на семь энергозон в соответствии с числом ОЭС.

Основная задача оперативно-диспетчерского управления в [3] определяется как поддержание надежной и экономичной работы ЕЭС и ОЭС. Действующее “Положение по планированию и управлению режимами работы субъектов ФОРЭМ”, утвержденное 13 декабря 2001 г., критерий планирования и ведения режима ОЭС обозначает как “минимум затрат на производство и передачу электроэнергии с ФОРЭМ с обеспечением требуемой надежности для ожидаемых в планируемые сутки режимных условий”. Это определение весьма общее и не дает точного критерия, по которому должна осуществляться оптимизация режима работы ЕЭС России и ОЭС.

Таким образом, несмотря на то, что переход к рыночным отношениям в электроэнергетике России начался уже относительно давно, четкого критерия или показателя, позволяющего оценить работу как СО, так и АТС до сих пор не выбрано,

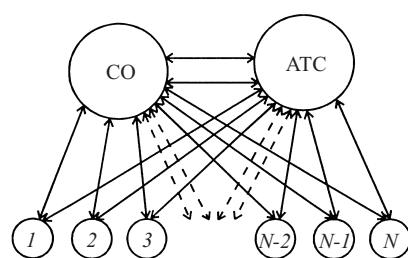


Рис. 1. Схематичное изображение структуры управления создаваемого оптового рынка электроэнергии:

СО – Системный оператор; АТС – Администратор торговой системы; 1 – N – субъекты оптового рынка

хотя задачи, которые они должны выполнять, в разрабатываемых документах определены.

Все существующие субъекты оптового рынка можно разделить на две группы – покупатели и продавцы (поставщики).

Под покупателем в данной работе понимается субъект оптового рынка, осуществляющий покупку с него сальдо-перетока электроэнергии и мощности.

Под продавцом (поставщиком) в данной работе понимается субъект оптового рынка, осуществляющий поставку электроэнергии и мощности на рынок.

Работу СО можно оценивать по двум основным показателям: надежности ведения режима и его экономической эффективности. Для оценки надежности используются такие показатели, как отсутствие отказов, аварий, производственного травматизма и повреждений оборудования по вине персонала и др. В руководящих документах они разработаны достаточно давно, и рассматривать их повторно нет необходимости.

Второй показатель, а именно, экономичность ведения режима, более интересен для рассмотрения.

В качестве параметров, характеризующих работу ФОРЭМ, а следовательно, и органов управления оптовым рынком можно использовать:

- средневзвешенный тариф покупателей;
- средневзвешенный тариф поставщиков;
- баланс начислений.

Для определения средневзвешенного тарифа покупателей можно воспользоваться следующей формулой:

$$T_{\text{ср.взв}}^{\text{пок}} = \frac{\sum_{i=1}^n C_i^{\text{пок}}}{\sum_{i=1}^n \mathcal{E}_i^{\text{пок}}}, \quad (2)$$

где $C_i^{\text{пок}}$ – стоимость электроэнергии, купленной i -м покупателем; $\mathcal{E}_i^{\text{пок}}$ – объем электроэнергии, купленный i -м покупателем.

ОДУ имеет всего две возможности повлиять на показатель (2). Первая – это разгрузка электростанций дефицитных АО-энерго по команде диспетчера ОДУ, в этом случае расчет стоимости поставки сверхпланового объема сальдо-перетока осуществляется по топливной составляющей разгружаемых электростанций. Вторая – перебор сальдо-перетока покупателями по собственной инициативе, в этом случае расчет за перебор разрешенного объема сальдо-перетока осуществляется по максимальному тарифу на электроэнергию поставщиков данной ОЭС. Поставки сверхплановой электроэнергии по оперативным договорам, заключаемым по результатам торгов, не могут в полной мере решить проблему оптимизации режима

работы ОЭС, так как механизм проведения торгов и договоры, заключаемые по результатам торгов, недостаточно совершенны.

Таким образом, можно сделать вывод, что средневзвешенный тариф покупателей ОЭС не позволяет отразить эффективность работы органов оперативного управления оптовым рынком ОЭС, а значит, и ЕЭС, так как влияние на данный показатель при ведении и краткосрочном планировании режима ОЭС и ЕЭС весьма ограничено.

Средневзвешенный тариф продавцов можно определить из следующей формулы:

$$T_{\text{ср.взв}}^{\text{прод}} = \frac{\sum_{j=1}^n C_j^{\text{прод}}}{\sum_{j=1}^n \mathcal{E}_j^{\text{прод}}}, \quad (3)$$

где $C_j^{\text{прод}}$ – стоимость электроэнергии, выданной j -м продавцом; $\mathcal{E}_j^{\text{прод}}$ – объем электроэнергии, выданной j -м продавцом.

Возможность влиять на данный показатель как у ОДУ при ведении режима работы ОЭС, так и у ЦДУ при ведении режима работы ЕЭС, несомненно, есть. Перераспределяя нагрузку поставщиков, имеющих разную стоимость поставляемой на ФОРЭМ электроэнергии, можно влиять на показатель (3).

Показатель (3) позволяет оценить оптимальность загрузки поставщиков в ЕЭС и соответственно в ОЭС. В качестве критерия оценки оптимальности режима в данном случае можно использовать

$$\min \left(T_{\text{ср.взв}}^{\text{прод}} = \frac{\sum_{j=1}^n C_j^{\text{прод}}}{\sum_{j=1}^n \mathcal{E}_j^{\text{прод}}} \right). \quad (4)$$

Показатель (4) можно использовать для оптимизации режима только в том случае, когда объем электроэнергии, покупаемой с оптового рынка покупателями, равен объему электроэнергии, поставляемой на оптовый рынок поставщиками (без учета потерь в сетях). Это возможно только в двух случаях. Первый – изолированная работа ОЭС, например, ОЭС Востока; второй – оптимизация режима работы ЕЭС России без учета ограничений по пропускной способности электрической сети и без учета внешних перетоков ЕЭС России. Однако в ЕЭС России ограничения пропускной способности электрической сети довольно существенны и имеются внешние перетоки, а значит, их учет необходим, то же относится и к оценке режима работы ОЭС.

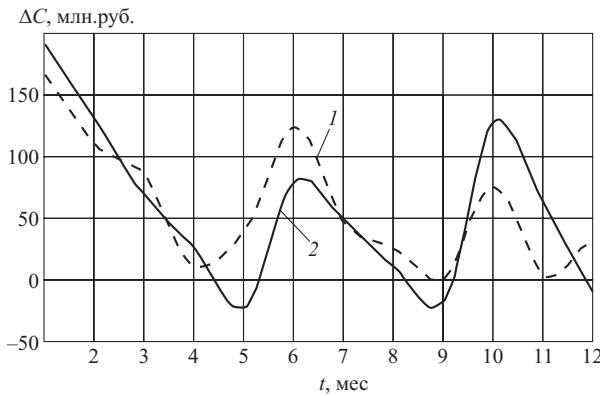


Рис. 2. Изменение платежного баланса по ОЭС Сибири в 2001 г.:

1 – плановый платежный баланс; 2 – фактический платежный баланс

Баланс начислений – это разница между суммарными начислениями покупателям и суммарными начислениями поставщикам, которая по ЕЭС России рассчитывается следующим образом:

$$\Delta C_{\text{ЕЭС}} = \sum_{i=1}^n C_i^{\text{пок}} - \sum_{j=1}^m C_j^{\text{прод}}, \quad (5)$$

где $C_i^{\text{пок}}$ – стоимость электроэнергии и мощности, принятой i -м покупателем ЕЭС России; $C_j^{\text{прод}}$ – стоимость электроэнергии и мощности, поставленной j -м поставщиком ЕЭС России.

Согласно [4] показатель (5), рассчитанный для ЕЭС России на основании планового баланса электроэнергии, должен быть равен нулю, потому что именно на его основе ФЭК РФ утверждаются тарифы для покупателей. При этом, если он больше нуля, ФЭК РФ должна снизить тарифы для покупателей, а если меньше нуля – то тарифы для покупателей необходимо увеличить. Однако этот показатель всегда отличен от нуля.

В случае, если баланс начислений больше нуля, то возникает вопрос о том, куда направить избыток средств. Если баланс начислений, рассчитанный на основании планового баланса электроэнергии, меньше нуля, то можно сказать, что при планировании закладывается недостаточное финансирование поставщиков, которые в результате недополучают финансовые средства, необходимые им для выплаты заработной платы, налогов, производства ремонтных работ, закупки топлива и др.

При рассмотрении данного показателя на уровне ОЭС формулу (5) можно представить в следующем виде:

$$\Delta C_{\text{ОЭС}} = \sum_{i=1}^n C_i^{\text{покОЭС}} - \sum_{j=1}^m C_j^{\text{продОЭС}}, \quad (6)$$

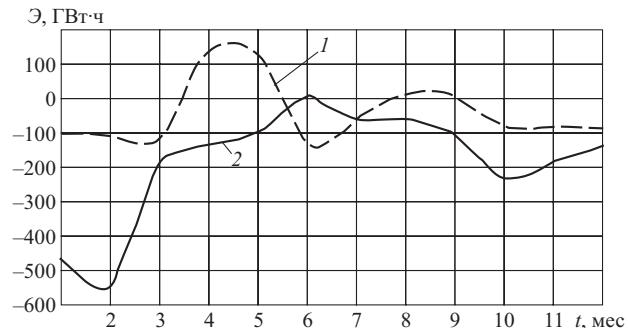


Рис. 3. Плановый (1) и фактический (2) объемы внешнего перетока ОЭС Сибири в 2001 г.

где $C_i^{\text{покОЭС}}$ – стоимость электроэнергии и мощности, принятой i -м покупателем ОЭС; $C_j^{\text{продОЭС}}$ – стоимость электроэнергии и мощности, поставленной j -м поставщиком ОЭС Сибири.

В качестве примера данный показатель был рассчитан для ОЭС Сибири на основании планового и фактического баланса электроэнергии по месяцам 2001 г. Результаты расчета показаны на рис. 2.

Этот показатель должен отражать платежный баланс по ОЭС, однако кроме покупателей и продавцов ОЭС существует еще и внешний переток с другими ОЭС, который не учитывается как показатель (3), так и показателем (6).

Причем, суммарный фактический объем внешних перетоков в течение 2001 г., например, по ОЭС Сибири, составил более 2 млрд. кВт·ч. Распределение плановых и фактических объемов внешних перетоков по месяцам 2001 г. показано на рис. 3, где отрицательные значения соответствуют приему перетока ОЭС Сибири, положительные – выдаче.

Электроэнергия, принятая по внешним связям, была потреблена в ОЭС Сибири и за нее были произведены начисления покупателям в ОЭС Сибири, а затраты поставщиков на выработку этой электроэнергии остались в тех ОЭС, откуда эта электроэнергия была поставлена в ОЭС Сибири.

Сопоставляя рис. 2 и 3, видно, что в январе сверхплановый внешний переток в ОЭС Сибири составил порядка 350 млн. кВт·ч. Соответственно на эту величину уменьшилась выработка поставщиков ОЭС Сибири, что привело к уменьшению им начислений на 29,67 млн. руб. В результате поставка в ОЭС Сибири 1 кВт·ч электроэнергии по внешним связям снизила начисления поставщикам ОЭС Сибири в январе на 8,1 коп/(кВт·ч). Дополнительная электроэнергия поступила в ОЭС Сибири из ОЭС Урала, имеющей в основном тепловые электростанции, т.е. достаточно высокую стоимость производства электроэнергии. Это значит, что небольшое улучшение баланса начислений в ОЭС Сибири, полученное за счет внешнего

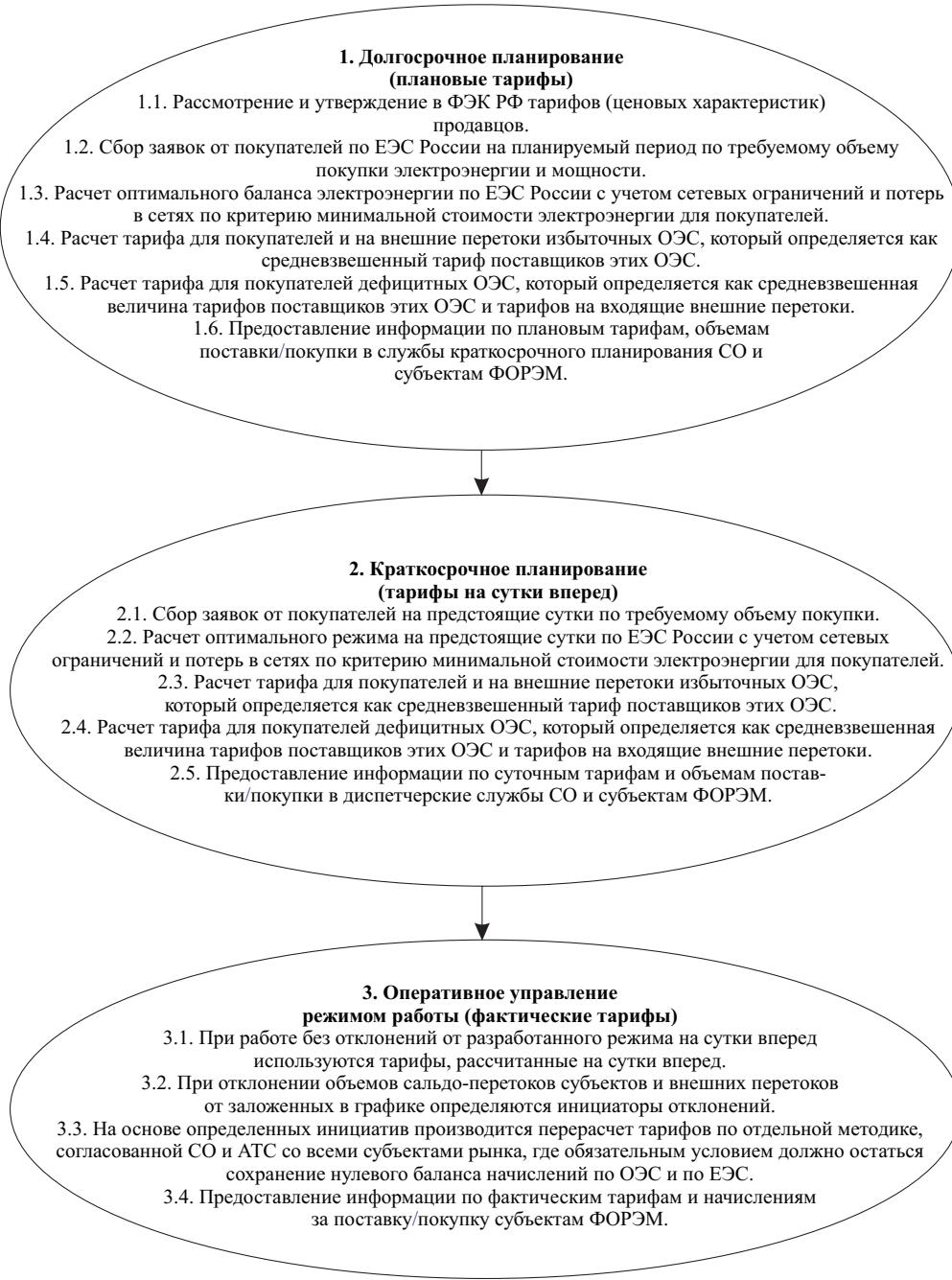


Рис. 4. Предлагаемый алгоритм формирования тарифов (стоимостных характеристик)

перетока, привело к его значительному ухудшению в ОЭС Урала и в целом к ухудшению баланса начислений на оптовом рынке ЕЭС России.

Из этого примера видно, что без учета стоимости перетоков по внешним связям для ОЭС:

а) невозможно оптимизировать работу ЕЭС в целом;

б) нельзя составить истинную картину начислений в ОЭС, поставляющей или принимающей электроэнергию по внешним связям.

Для того, чтобы учсть внешние перетоки, расчет баланса начислений по ОЭС должен выполняться по следующей формуле:

$$\Delta C_{\text{ОЭС}} = \sum_{i=1}^n C_i^{\text{покОЭС}} - \sum_{j=1}^m C_j^{\text{продОЭС}} \pm \sum_{k=1}^z C_k^{\text{вн.перОЭС}}, \quad (7)$$

где $C_k^{\text{вн.перОЭС}}$ – стоимость k -го внешнего перетока электроэнергии и мощности, поступающего в ОЭС, берется со знаком минус, или поставленного в соседние ОЭС, со знаком плюс. При этом $C_k^{\text{вн.перОЭС}}$ при учете того допущения, что стоимость электроэнергии, поставленной по внешним связям, рассчитывается по одноставочным тарифам, определяется следующим образом:

$$C_k^{\text{вн.перОЭС}} = \pm \mathbb{E}_k^{\text{вн.перОЭС}} T_k^{\text{ОЭС}}, \quad (8)$$

где $\dot{E}_k^{\text{вн.перOЭC}}$ – объем k -го внешнего перетока, поступившего (–) или ушедшего (+) с территории ОЭС; $T_k^{\text{OЭC}}$ – тариф на электроэнергию внешнего перетока, равняется средневзвешенному тарифу поставщиков ОЭС, поставляющей электроэнергию.

В настоящее время тарифы на внешние перетоки не устанавливаются, а существуют только тарифы для субъектов на прием и поставку электроэнергии и мощности на ФОРЭМ.

Таким образом, не имея возможности оценить значения показателя (8), невозможно оценить стоимостный баланс ОЭС, а значит, невозможно оценить и эффективность работы органов оперативного управления. Это можно сказать о любой ОЭС, имеющей внешние связи, а в ЕЭС России их не имеет только ОЭС Востока. Конечно, можно оценить по (5) баланс начислений по ЕЭС России, но этот показатель не позволит объективно оценить баланс начислений по каждой ОЭС в отдельности. В свою очередь, без оценки работы каждого звена управления, влияющего на формирование цены на электроэнергию, невозможно выстроить систему контроля и стимулирования, направленную на наиболее эффективную работу всего энергетического комплекса.

Для ликвидации сложившейся ситуации, в которой не только не ясны критерии оптимизации режима, но и невозможно объективно оценить деятельность органов оперативного управления режимом работы ЕЭС России, предлагается алгоритм формирования тарифов для покупателей и тарифов на внешние перетоки ОЭС при неизменном механизме формирования тарифов для продавцов.

Алгоритм показан на [рис. 4](#) и включает в себя три основных этапа.

1. Формирование тарифов (стоимостных характеристик) на этапе долгосрочного планирования.
2. Формирование тарифов (стоимостных характеристик) на этапе краткосрочного планирования.
3. Формирование фактических тарифов (стоимостных характеристик) при оперативном управлении режимом работы.

Расчет тарифов для покупателей на каждом из этапов производится из условия нулевого баланса начислений по каждой ОЭС и ЕЭС в целом при учете стоимости внешних перетоков.

Использование данного алгоритма при формировании плановых тарифов для покупателей позволит ликвидировать плановый небаланс начислений и перекрестное субсидирование регионов, определить истинную величину плановых тарифов для покупателей, сформировать оптимальный плановый баланс при наличии сетевых ограничений и даст исходную точку для оценки оптимальности ведения режима в процессе оперативного управления.

При планировании режима “на сутки вперед” и оперативном управлении данный алгоритм позволяет находить и реализовывать оптимальные режимы по ОЭС и ЕЭС в целом.

Кроме того, при разделении процесса определения тарифов на плановые (квартальные), на предстоящие сутки и фактические можно разделить и объективно оценить вклад каждого подразделения: ФЭК РФ, служб режимов и диспетчерских служб всех уровней управления в формирование фактической цены на электроэнергию для покупателей.

В формируемой модели оптового рынка намечено перейти на получасовой учет и соответственно расчет тарифов (ценовых характеристик) каждые полчаса в темпе процесса. Перейти сразу от месячного периода учета и расчета начислений к получасовому будет достаточно тяжело, поэтому переход на получасовой учет целесообразно осуществлять в два этапа. На первом этапе перейти от месячного периода учета к суточному, а на втором этапе к получасовому. При этом, даже при переходе к суточному учету необходимо будет решить много сложных организационных и технических вопросов.

Выводы

1. Существующая система формирования тарифов не позволяет объективно оценить эффективность работы органов оперативного управления.
2. Для объективной оценки работы органов оперативного управления оптовым рынком электроэнергии, как минимум, необходим учет стоимости внешних перетоков для ОЭС, а наиболее правильным решением была бы перестройка всего процесса формирования тарифов.

3. Предложенный алгоритм формирования тарифов позволяет ликвидировать небаланс начислений и перекрестное субсидирование регионов, сформировать оптимальный баланс при наличии сетевых ограничений и дает возможность вести оптимальный режим в процессе оперативного управления и соответственно оценить эффективность деятельности органов управления оптовым рынком электроэнергии.

Список литературы

1. Гвоздев Д. Б., Шурупов В. В. Анализ структуры управления оптовым рынком электроэнергии. – Электрические станции, 2001, № 4.
2. Методы оптимизации режимов энергосистем / Под ред. Горнштейна В. М. М.: Энергия, 1981.
3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М.: ОРГРЭС, 1996.
4. Временные методические указания по формированию и применению двухставочных тарифов на федеральном (объединенном) оптовом рынке электроэнергии и мощности (ФОРЭМ). Утверждены постановлением правления ФЭК России № 76 от 6 мая 1997 г.

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Опыт строительства тепловых электростанций и предложения по развитию теплоэнергетики¹

Сапожников Ф. В., доктор техн. наук

Москва

В современных условиях, когда электроэнергетика, в том числе и тепловые электростанции, находится в кризисном состоянии, проектные разработки и тем более успешное применение унифицированных решений при строительстве многих ТЭС имеют большое значение.

В ряде серьезных аналитических документов, включая и программу РАО “ЕЭС России”, состояние электроэнергетики оценивается как критическое. Это подтверждается практическим прекращением ввода новых мощностей на тепловых электростанциях, увеличением удельных расходов топлива, повышением затрат на ремонт и эксплуатацию, приближением физического износа оборудования к пределу для 50% мощности.

Наибольшее значение имеет моральное отставание от уровня передовых стран, составляющее почти 20 лет, что происходит из-за прекращения заказов на новые проекты и новое оборудование.

Разрозненные попытки модернизации на некоторых ТЭС не обеспечили улучшения технико-экономических показателей, так как производились без значимых изменений конструкций и проектов с применением морально устаревшего оборудования.

В программе и других решениях РАО “ЕЭС России” предусматривались различные формы обновления ТЭС путем продления сроков работы оборудования, модернизации, реконструкции и полной замены энергоблоков, а также определялись масштабы и сроки ввода обновленного оборудования.

Из-за недостатка инвестиций большинство этих заданий не выполнялось или осуществлялось в недопустимо длительные сроки.

Главная причина отсутствия прогресса объясняется тем, что в программах и планах не определялось, как и каким образом должны выполняться задания по обновлению и развитию энергетики в сложившихся и предлагаемых экономических условиях и ослаблении всей системы управления электроэнергетикой. Не определено также, что генерирующие источники являются наиболее важным и основным звеном отрасли, восстановление и развитие которого нуждается в большом внимании, значительных инвестициях, в том числе на конструирование и проектирование.

Для преодоления морального отставания основное и вспомогательное оборудование, а также проекты следует заказывать с перспективой развития энергетики на 1 год – 20 лет вперед и соответственно повысить требования.

Особое внимание необходимо уделить тепловым электростанциям, поставляющим 66% электроэнергии и 40% тепла в хозяйство России. При этом, в первую очередь, нужно восстанавливать и увеличивать мощность ТЭЦ, от бесперебойной работы которых зависит социальная сфера городов, крупных поселков и работа многих промышленных предприятий, особенно химических, нефтехимических, металлургических.

За 80 лет Россия в третий раз стоит перед необходимостью восстановления народного хозяйства страны и, в первую очередь, энергетики.

Успешное выполнение этих задач во время и после Гражданской войны и Великой Отечественной войны обязывает не только изучить опыт прошлого, но и в новых экономических условиях применить его в организации управления и технологии при всех этапах возрождения: планировании, строительстве, монтаже, эксплуатации, ремонте.

Полезно также вспомнить, как для выхода из кризиса президент США Ф. Рузвельт в начале 1933 г. создал четыре государственных управления, которые обеспечили в короткие сроки подъем промышленности, сокращение безработицы и оздоровление всего хозяйства страны.

Три централизованных управления существуют до сих пор и финансируются из бюджета страны. В то время США еще не признавали Советский Союз, но это не помешало Ф. Рузвельту применить наш опыт планирования и централизованного управления. Следует напомнить также, что после крупных аварий с полным развалом энергосистемы Нью-Йорка в 1976 г. комиссия американских специалистов, возглавляемая министром внутренних дел США, приезжала в Минэнерго СССР для изучения опыта управления крупными энергосистемами. Американцы получили наши документы по структуре Минэнерго СССР, положение о ЦДУ ЕЭС СССР, чертежи ВЛ и подстанций 750 кВ, а также планы создания ЕЭС и систему годового и перспективного планирования. Через год в США было создано Министерство энергетики и девять региональных пультов с диспетчерскими управлениями, в значительной мере по

¹ В порядке обсуждения. Ред.

структуре и правилам работы соответствующих нашим ОДУ доперестроечного времени.

Всем, кто знаком с историей нашей Родины и превращением ее в великую индустриальную державу, известно, что начало этому положено разработкой плана электрификации России – плана ГОЭЛРО.

Этот план был выполнен досрочно: 1935 г. было введено не 30 планировавшихся электростанций, а 40. Важно отметить особенности этого плана: во-первых, это первый на планете государственный план, рассчитанный на много лет; во-вторых, этим планом предусматривалось применение передовых для того времени технологий и оборудования, обеспечивающих использование местного топлива, в том числе торфа; в-третьих, в разработке плана участвовали специалисты, получившие воспитание и опыт при царском режиме; в-четвертых, этот план послужил примером для большинства стран мира, которые в настоящее время разрабатывают государственные планы развития своих стран на 10 и 20 лет вперед.

Не менее важно использовать опыт строительства и монтажа во время Отечественной войны и при восстановлении электроэнергетики в период 1944 – 1955 гг.

При перебазировании во время войны демонтированного оборудования с электростанций из западных районов и монтаже после нее завезенного из Германии и Манчжурии в порядке reparации оборудования были случаи поломки, потеря и разукомплектования, вызывавшие необходимость капитального ремонта и восстановления.

Это потребовало создания сборочных площадок, мастерских для ремонта и изготовления деталей, узлов, трубопроводов и конструкций. Короткие сроки строительства и монтажа и привлечение рабочих, не имеющих опыта, привели к необходимости расширения фронта работ и перенесения большей их части из опасной зоны монтажа на сборочные площадки и в мастерские. Так, уже в 1942 г. на Челябинской ТЭЦ родилась новая технология крупноблочного монтажа котлов и строительных конструкций. Этот метод получил широкое применение и использовался в дальнейшем и для нового комплектного оборудования, так как обеспечивал сокращение трудовых затрат, более глубокую механизацию, снижение себестоимости, уменьшение продолжительности и повышение качества.

Со временем значительно повысились комплектность и завершенность монтажных блоков. В монтажных и строительных трестах, а также проектных, технологических институтах и проектно-конструкторских бюро появились новые специалисты – разработчики монтажных блоков. Были подготовлены требования к заводам по обеспечению поставки оборудования и конструкций комплектными монтажными блоками.

С увеличением ввода новых мощностей на ТЭС до 8 – 10 млн. кВт в год начал успешно применяться поточный метод монтажа и строительства.

Одновременно увеличивалась сборность конструкций, позволявшая перенести большую долю трудовых затрат на заводы – изготовители оборудования и строительных конструкций, а также выросло значение заводов стройиндустрии и механизации. При поточном строительстве тепловых электростанций: Бурштынской общей мощностью 2,4 тыс. МВт, Ладыжинской общей мощностью 1,8 тыс. МВт и первой очереди Запорожской ГРЭС общей мощностью 1,2 тыс. МВт, а в дальнейшем Рязанской и Углегорской ГРЭС, фондотдача увеличилась почти в 2 раза, сроки строительства сократились, против нормативов, до 40%. На Ладыжинской и Запорожской ГРЭС удельные трудозатраты на строительство были на 30% ниже средних по отрасли.

Осуществление непрерывного потока при монтаже однотипного оборудования открыло возможность для более глубокой специализации и ускорило накопление опыта строительно-монтажными кадрами.

Повышение эффективности поточного строительства потребовало разработки унифицированного проекта для применения его в течение 7 – 10 лет, уменьшения числа типоразмеров оборудования и строительных конструкций. Применение этого проекта значительно улучшило комплектность и соблюдение графиков поставки, а также равномерность загрузки заводов и монтажников.

Учитывая этот опыт, предлагается для программы обновления ТЭС принять следующие решения:

1. В целях концентрации сил и средств определить два этапа.

В первый этап включить энергоблоки мощностью от 12 до 110 МВт, обеспечивающие электроэнергией и теплом города и поселки, оборудование которых устарело больше всего, предусмотрев восстановление их в 2002 – 2010 гг.

Во второй этап включить энергоблоки мощностью 200 – 800 МВт, которые в большинстве построены позднее, запроектированы для работы на угольном топливе и поэтому требуют больше времени на подготовку, предусмотрев обновление в период 2004 – 2020 гг.

2. Оборудование энергоблоков первого этапа при планировании восстановления до 2010 г. потребует поставки 341 комплекта 23 типоразмеров. Следовательно, неизбежны индивидуальные заказы с непременным увеличением стоимости. Необходимо сократить в проектах реконструкции типоразмеры энергоблоков на большинстве ТЭЦ этого этапа до четырех. Это позволит заказывать оборудование сериями по 30 – 50 комплектов.

3. При разработке конструкций и проектов ТЭЦ четырех типоразмеров предусмотреть: повышение КПД и надежности;

применение схем ПТУ (ГТУ);
увеличение мощности на 20 – 60%;
снижение удельных расходов топлива на 15 – 50%;
в ряде узлов применить одноНиточные схемы и сократить число вспомогательного оборудования;
обжатую компоновку и сокращение трубопроводов и кабелей;
полную автоматизацию;
поставку оборудования завершенными монтажными блоками;
сокращение затрат на ремонт.

Выполнение всех этих предложений обеспечит при равных условиях создание энергоблоков нового поколения с уменьшением удельной стоимости установленного киловатта на 18 – 20% за счет сокращения затрат материалов и вспомогательного оборудования, а также значительного уменьшения продолжительности строительства. При этом повышаются технико-экономические показатели до уровня 2015 г. Эти проекты целесообразно применять для реконструкции, расширения и строительства новых ТЭЦ в течение 7 – 10 лет. Следует учитывать, что крупные изменения в конструкциях оборудования и проектах ТЭЦ происходили этапами через 7 – 10 лет. Это подтверждается опытом развития энергетики в СССР, Франции и других странах.

Аналогичные принципы проектирования и организации следует применять и для ТЭС второго этапа, что будет выполнить проще, так как они создавались на основе универсальных типовых проектов.

Многие задачи, изложенные ранее, были решены при проектировании и создании энергоблоков в СССР и других странах. Особое значение имеет опыт сооружения Ростовской ТЭЦ-2 и Северо-Двинской ТЭЦ № 2, где были успешно осуществлены увеличение мощности, обжатие компоновок, сокращение числа вспомогательного оборудования и материалов, а также обеспечение надежности и, что особенно важно, строительство первых очередей этих ТЭЦ, по два энергоблока на каждой (80 и 100 МВт), было выполнено менее чем за 22 мес. Это позволяет осуществить реконструкцию двух энергоблоков при сохранении строительной части действующей ТЭЦ за 12 – 16 мес и тем выиграть на сокращении срока окупаемости.

Отсутствие заказов на поставку заводами России современных надежных ГТУ, рассчитанных для длительной работы на ТЭС, задерживает серийное производство таких ГТУ. Также отстает завершение отработанных решений по значительному сокращению вредных выбросов. Но имеющийся опыт работы головных образцов ГТУ и научный, конструкторский и проектный заделы по обеспечению выполнения требований экологии позволяют предусматривать в проектах реконструкции ТЭЦ места и условия присоединения в

ближайшем будущем к энергоблоку узлов ГТУ и уменьшения вредных выбросов.

Обжатие компоновок и уменьшение габаритов оборудования нового поколения достаточно отработано и возможно к применению на большинстве ТЭЦ. Некоторые, особенно устаревшие ТЭЦ, целесообразно постепенно ликвидировать или превратить в котельные, обеспечив электроснабжение за счет увеличения мощности соседних ТЭС.

Для обеспечения снижения удельных расходов топлива необходимо, кроме повышения КПД основного и вспомогательного оборудования, предусмотреть в проекте реконструкции все возможные решения по сокращению потерь, использованию низкопотенциального тепла, а также опыта накопления горячей воды в больших резервных емкостях, что обеспечивает выравнивание графиков и бесперебойное теплоснабжение при остановке энергоблока на много часов.

Это создает дополнительную возможность для применения одноНиточных схем и установки более мощных регулируемых вспомогательных агрегатов по одному на энергоблок.

За исключением нескольких ТЭС (Ладыжинская, Запорожская, Углегорская и Рязанская ГРЭС) заказ на каждый энергоблок выдавался заводам как индивидуальный. В этом случае завод предлагал к поставке такой агрегат, какой уже подготовлен к изготовлению, и при этом вносил мелкие изменения, определяя этот агрегат головным, с увеличением цены, как минимум, на 20%. На проект ТЭС влияли работники дирекции, проектировщики, конструкторы и технологии завода и специалисты различных руководящих и контрольных органов.

Так как при любом значительном изменении проекта возникал вопрос об ответственности, то практически каждый участник рассмотрения проекта требовал увеличения резервов, запасов прочности, территории для ремонтов, причем, каждый ссылался на инструкции, правила и свой опыт. Следует учесть также, что с 1985 г. заказов на новое оборудование для ТЭС в объемах, необходимых заводу для совершенствования конструкций и технологий, не выдавалось. Все, что еще изготавливалось, шло по техническим заделам и решениям на уровне 1980 г. По этим же решениям произведена замена 98 турбин, поэтому и не произошло улучшения технических и экономических показателей.

Все изложенное приводит к необходимости: основными видами обновления станций принять реконструкцию и расширение их с применением новых проектов, предусматривающих коренные изменения в конструкции и компоновке оборудования, подтвержденные современным опытом или экспериментами;

четыре проекта реконструкции должны предусматривать обоснованное число вариантов привязки проекта на действующих ТЭЦ;

проекты реконструкции должны обеспечить уменьшение стоимости 1 кВт на 20 – 25% за счет обжатия компоновки одноНиточных схем, сокращения затрат материалов и продолжительности строительства;

оборудование заказывать сериями по 30 – 60 комплектов, за счет чего сократить цену 1 кВт на 30%, что подтверждается опытом судостроения;

заказы заводам и монтажным организациям выдавать на конкурсной основе;

предусмотреть принципиальные изменения в организации ремонтов на ТЭС, что позволит сократить затраты на большое ремонтное хозяйство и число ремонтников. Это подтверждается опытом проектирования в США, Франции и частично в СССР;

при заказе оборудования сериями обусловить увеличение гарантийных сроков и сервисное обслуживание, а также обеспечить поставку ответственных узлов энергоблоков, например, ЦВД турбин, подогревателей, газовых турбин, насосов, конденсаторов и другого оборудования в собранном виде, испытанными на заводах-изготовителях и под пломбой;

во всех четырех проектах непременно предусматривать установку узла ГТУ и узла для снижения всех вредных выбросов. При этом обеспечить

возможность монтажа этих узлов по мере организации подготовки массового производства и накопления необходимых инвестиций.

Организация бесперебойного финансирования в сложившихся условиях потребует:

объединения капиталовложений многих электростанций и согласия их на осуществление поточного графика строительства и монтажа и принятия к исполнению в проектах и выборе оборудования изложенных ранее принципов. Использовать для этого авторитет РАО “ЕЭС России”, Минэнерго России, а также опыт создания пулов в США;

принятие предлагаемых принципов проектирования и организации реконструкции для большинства ТЭЦ открывает возможность получения кредита банков на льготных условиях;

утверждение РАО “ЕЭС России” и Минэнерго России принципов реконструкции позволит, учитывая, что объединение сил и средств является единственной возможностью преодоления кризиса в энергетике, просить государственной помощи.

Для успешного выполнения реконструкции необходимо создать специальную дирекцию, возложив на нее ответственность по осуществлению в проектах, хотя бы на первых образцах, четырех типоразмеров энергоблоков ТЭЦ, утвержденных РАО “ЕЭС России”.

Повышение электрической мощности промышленно-отопительных ТЭЦ

Осипенко Е. В., инж., Баринберг Г. Д., доктор техн. наук

ОАО Уралэнергоремонт – ОАО ТМЗ

Для обеспечения потребителей технологическим паром на ряде ТЭЦ установлены турбины типа ПР с производственным отбором и отбором пара из противодавления для нужд теплофикации. В условиях спада производства эти турбины из-за ограничений или отсутствия потребностей в технологическом паре в зимний период работают со сниженной электрической мощностью, а в летний период вообще стоят, что ограничивает возможности ТЭЦ в выдаче электроэнергии.

Установленные на ТЭЦ турбины типа Т в большинстве случаев имеют ограничения по пропускной способности ступеней ЧНД, поэтому при малых тепловых нагрузках зимой и при их отсутствии летом они работают с расходом свежего пара менее номинального значения. Таким образом, и при эксплуатации турбин типа Т может быть дефицит электроэнергии.

В сложившихся экономических условиях стоимость электроэнергии, вырабатываемой на промышленных ТЭЦ, значительно ниже стоимости

электроэнергии, предлагаемой энергосистемами. В этой ситуации промышленные предприятия, имеющие в своем составе ТЭЦ, пытаются найти необходимые решения по увеличению выработки электрической энергии, включая варианты установки нового оборудования.

В статье на примере Рудненской ТЭЦ рассматриваются пути повышения электрической мощности промышленно-отопительных ТЭЦ.

На ТЭЦ установлены три турбины с начальными параметрами пара 8,8 МПа, 500°С. До начала реконструкции ТЭЦ турбина ст. № 1 типа Т производства Брянского завода была переведена в режим противодавления по проекту ХФ ЦКБ Энергоремонта и имела электрическую мощность 40 МВт, турбина ст. № 2 типа Т производства того же завода имела электрическую мощность 35 МВт, противодавленческая турбина ст. № 3 типа ПР-25-90 производства ОАО ТМЗ имела электрическую мощность 25 МВт. Таким образом, реальная установленная мощность ТЭЦ составля-

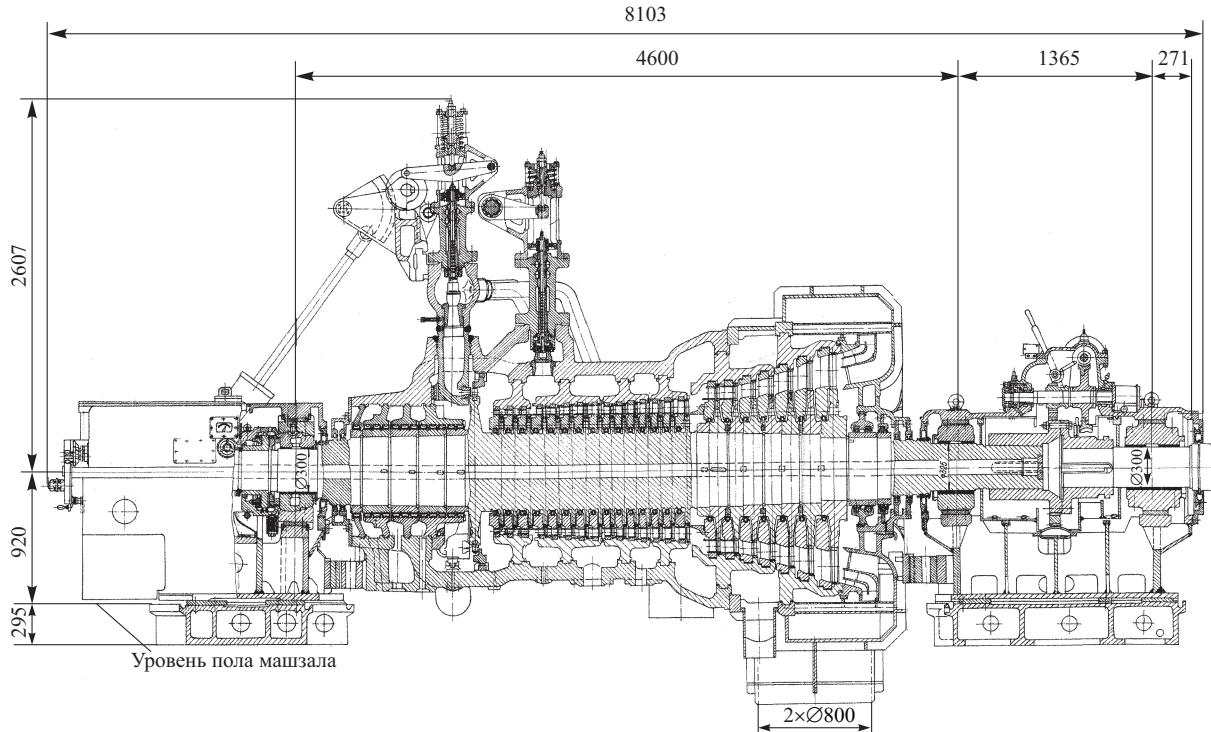


Рис. 1. Паровая турбина ТР-55-90/1,6

ла 100 МВт. В связи с указанной особенностью турбин выдавать эту мощность станция могла только при наличии большого потребления тепла и технологического пара, т.е. в зимний период.

Для выбора оптимального варианта увеличения электрической мощности при условиях ограниченного теплопотребления был объявлен тендер, в котором участвовали КазНИПИЭнергопром, фирма АВВ, ОАО Уралэнергоремонт и др. Предпочтение было отдано варианту реконструкции станции, предложенному ОАО Уралэнергоремонт.

При разработке варианта закладывались следующие требования: доведение электрической мощности до 204 МВт круглогодично; максимальное сохранение существующего оборудования с использованием заложенных резервов, что обеспечит снижение затрат на приобретение нового оборудования, уменьшение объема проектных и строительно-монтажных работ и сокращение продолжительности реконструкции; обеспечение экономичности на уровне конденсационных турбоустановок с начальными параметрами пара 8,8 МПа, 500°C; сохранение возможности ТЭЦ по покрытию требуемых тепловых нагрузок.

Реконструкция ТЭЦ осуществлялась в четыре этапа. На первом этапе в 1998 г. была выполнена реконструкция турбины ст. № 2 с увеличением расхода свежего пара с 270 до 290 т/ч. Повышение пропускной способности достигнуто за счет увеличения выходных площадей диафрагм ступеней давления 2 – 5 путем замены штатных диафрагм на диафрагмы с увеличенными высотами направляющих лопаток. При этом одновременно произведена замена рабочих лопаток этих ступеней на лопатки с увеличенной высотой.

В период реконструкции надбандажные уплотнения радиального типа были заменены на осерадиальные, которые обладают высокой экономичностью и надежностью, так как из-за значительных радиальных зазоров (до 4 – 5 мм) не изнашиваются в эксплуатации. Протечка пара в этих уплотнениях определяется осевыми зазорами. Высокая экономичность обеспечивается тем, что поток пара в каждом элементарном лабиринте поворачивается на 180°, а это снижает коэффициент расхода до 0,3 (против 0,8 для уплотнений радиального типа) [1]. Рабочие лопатки остальных ступеней были заменены на новые.

По расчетным данным выполнение этих мероприятий должно было обеспечить в турбине достижение максимальной электрической мощности 54 МВт и повышение тепловой нагрузки на 34 ГДж/ч. При эксплуатации ожидаемые результаты были не только обеспечены, но и превышены.

На втором этапе в 1999 г. была осуществлена реконструкция турбины ст. № 1 с увеличением расхода свежего пара с 270 до 305 т/ч. Для увеличения пропускной способности турбины были использованы те же технические решения по изменению геометрии ступеней давления 2 – 5. Одновременно в первую сопловую коробку было добавлено два сопла. В период реконструкции была полностью восстановлена проточная часть низкого давления, сервомотор НД и тепловая схема, обеспечивающая конденсационный цикл (конденсатор, эжекторы, конденсатные и сливные насосы). Кроме того, заменены надбандажные уплотнения радиального типа на осерадиальные, полностью заменены рабочие лопатки, восстановлены направляющие лопатки диафрагм, а также диа-

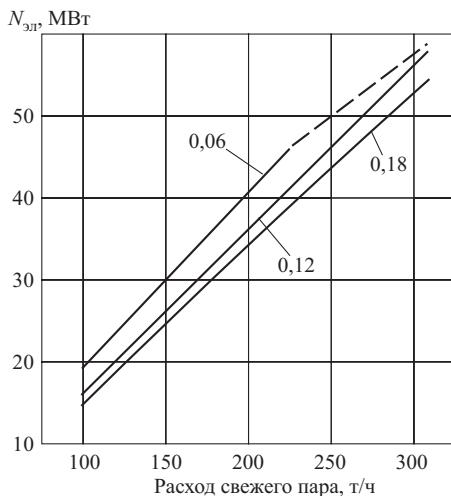


Рис. 2. Графики зависимости электрической мощности турбины ТР-55-90/1,6 от расхода свежего пара и противодавления при начальных параметрах 8,8 МПа, 500°C: цифры на кривых – противодавление, МПа

фрагментные и концевые уплотнения. При этом максимальная электрическая мощность турбины достигла 58 МВт, а приращение тепловой нагрузки – 54 ГДж/ч.

На третьем этапе намечена реконструкция турбины ст. № 3 с увеличением расхода свежего пара с 240 до 310 т/ч. Повышение пропускной способности предполагается обеспечить за счет следующих мероприятий: увеличения числа сопл в сопловых коробках, высоты сопл регулирующей ступени; применения фальш-диафрагм ступеней давления 2–4, где удалены направляющие лопатки, вместо которых выполнены ребра жесткости, а рабочие лопатки в указанных ступенях срезаны [2]; увеличения выходных площадей диафрагм и рабочих лопаток ступеней давления 5–9 за счет увеличения высоты направляющих и рабочих лопаток.

Увеличение электрической мощности достигнуто не только за счет увеличения расхода свежего пара, но и в результате исключения производственного отбора пара, полной реконструкции ЧСД с установкой новых обойм, диафрагм, дисков, рабочих лопаток, что позволило (с учетом отборов пара на регенерацию) пропустить весь пар, поступающий в голову турбины.

В качестве ступеней 17–23 турбины ст. № 3 применены проверенные в длительной эксплуатации ступени давления 15–21 ЧСД турбины типа Т-50/60-130 ОАО ТМЗ.

Также будут внедрены осерадиальные надбандажные уплотнения, восстановлены диафрагмы ступеней давления 10–16, заменены рабочие лопатки этих ступеней.

После проведения намеченной реконструкции ожидаемое повышение электрической мощности турбины ст. № 3 составит 30 МВт, а номинальная мощность достигнет 55 МВт. Турбина получила

маркировку ТР-55-90/1,6 и показана на рис. 1, из которого видно, что имевшийся в турбине ст. № 3 байпасный регулирующий клапан отглущен и исключен из работы.

Для компенсации возросших паровых осевых усилий ступеней давления и сохранения надежности работы упорного подшипника увеличен думмис. Увеличение думмиса осуществлено горячей посадкой ряда втулок переднего концевого уплотнения турбины.

Для уменьшения потерь давления в тракте подвода пара к турбине в связи с увеличением расхода свежего пара и обеспечения высокой экономичности предполагается увеличение диаметра трубопровода его подвода.

Графики зависимости электрической мощности турбины ТР-55-90/1,6 от расхода свежего пара и противодавления при номинальных начальных параметрах пара 8,8 МПа, 500°C показаны на рис. 2. Из рис. 2 видно, что на ряде режимов работы электрическая мощность турбины выше номинальной. По условиям обеспечения надежности работы предотборных ступеней при малых величинах противодавления осуществлено ограничение свежего пара и электрической мощности, которое отражено на рис. 2 пунктирной линией.

В связи с увеличением расхода свежего пара возросло давление в камерах отбора пара на регенеративный подогрев питательной воды. Для обеспечения надежности ПВД питание ПВД № 1 будет осуществляться из камеры турбины после 16-й ступени давления (вместо камеры после 13-й ступени давления) и ПВД № 2 – из камеры после 13-й ступени давления (вместо камеры после 9-й ступени давления). В целях унификации оборудования ТЭЦ для турбины ст. № 3 на заводе “Электросила” заказан не выпускаемый в настоящее время генератор ТЗВ-63 – аналог генераторов ст. № 1, 2, который устанавливается на фундамент старого генератора без его изменений.

Ввод турбоагрегата ТР-55-90/1,6 в эксплуатацию осуществлен в октябре 2001 г. Необходимо отметить, что турбоагрегат был остановлен для проведения реконструкции в начале мая 2001 г. На этот этап реконструкции было затрачено всего 5 мес. При номинальных параметрах пара 8,8 МПа, 500°C, 310 т/ч и противодавлении 0,16 МПа получена электрическая мощность 58 МВт вместо 55 МВт по расчету, что является следствием качественно выполненных работ по реконструкции турбины и капитального ремонта.

Для наиболее полного решения поставленной задачи по увеличению электрической мощности ТЭЦ в связи с резким сокращением теплового потребления возникла необходимость использования пара отопительных отборов турбин для выработки электрической мощности. Для этой цели предполагается использовать турбины мятого пара, установка которых предусмотрена на четвертом этапе

реконструкции ТЭЦ. Намечена установка двух конденсационных турбин номинальной мощностью 17 МВт типа К-17-1,6 производства ОАО ТМЗ со ст. № 4, 5, питаемых паром отопительного коллектора ТЭЦ. Пар в коллектор поступает из отопительных отборов турбин ст. № 1, 2 и выхлопа турбины ст. № 3.

Во встроенный пучок конденсатора конденсационной турбины ст. № 4 предполагается завести подпиточную воду, что обеспечит дополнительное повышение эффективности ТЭЦ в результате ее реконструкции.

Следует отметить оригинальность конструкции новой турбины К-17-1,6, состоящей из трех ступеней и имеющей стопорную и регулирующую диафрагмы (вместо стопорного и регулирующего клапанов), расположенные внутри корпуса турбины, что делает ее компактной и упрощает компоновку турбоустановки [3]. В турбине К-17-1,6 для Рудненской ТЭЦ регулирующая первая ступень полностью унифицирована с 21-й ступенью турбины ПТ-140/165-130/15, вторая ступень давления полностью унифицирована с 28-й ступенью турбины Т-250/300-240, а последняя третья ступень практически полностью унифицирована с 25-й последней ступенью турбины Т-110/120-130.

Благодаря установке турбин мягкого пара обеспечивается работа турбины ст. № 3 не только в отопительный, но и в летний период.

Принципиальная тепловая схема турбины типа К-17-1,6 показана на рис. 3. Важным техническим решением схемы является установка ПНД, который питается паром из отопительного коллектора, обеспечивает соответствующий нагрев конденсата, поступающего из конденсатора, и предотвращает перегрузку первых по ходу конденсата ПНД предвключенных турбин ст. № 1 – 3.

Необходимо отметить, что в процессе реконструкции все турбины оснащаются электрическими системами регулирования производства Турбормэнерго.

В целях минимизации затрат на проведение реконструкции с первой турбиной К-17-1,6 ст. № 4 будет устанавливаться генератор ТВС-30, снятый с турбины ст. № 3. При этом генератор подвергнется реконструкции с переводом на воздушное охлаждение и исключением масляных уплотняющих подшипников. Для второй турбины К-17-1,6 ст. № 5 предполагается использовать реконструированный генератор ТВС-32.

Для обеспечения повышенной потребности ТЭЦ в циркуиде, обусловленной установкой двух конденсационных турбин К-17-1,6, проведена реконструкция градирни № 1 и в настоящее время

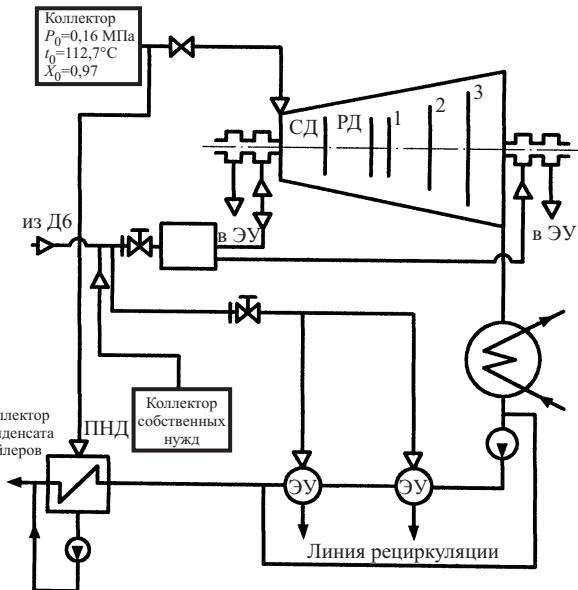


Рис. 3. Принципиальная тепловая схема турбины К-17-1,6:

СД – стопорная диафрагма; РД – регулирующая диафрагма; ЭУ – эжектор уплотнений; ЭО – эжектор основной; Д6 – деаэратор давлением 0,6 МПа; ПНД – подогреватель низкого давления

строится еще одна градирня с дополнительной насосной, цирководоводами и др.

Результаты эксплуатации турбин ст. № 1 – 3 вселяют надежду, что выполнение всех этапов реконструкции ТЭЦ и модернизации котельного оборудования позволит довести электрическую мощность станции до уровня выше 204 МВт круглогодично. Предполагается, что для этого в зимой и летом большая часть пара отопительных отборов турбин ст. № 1, 2 будет направляться в коллектор, а из последнего – в турбины К-17-1,6. Догрев сетевой воды до нужной температуры в зимний период предполагается осуществлять в пиковых водогрейных котлах.

Все работы выполняются на условиях генподряда, когда ОАО Уралэнергомонт обеспечивает выполнение технико-экономического обоснования этапа работы, разработку проекта, комплектацию и поставку оборудования, проведение монтажных работ, наладку и сдачу оборудования в эксплуатацию.

Список литературы

1. Баринберг Г. Д. Осерадиальные бандажные уплотнения и их эффективность М.: ЦНИИТЯЖМАШ, 1988, вып. 1.
2. Пат. 2131978 (Россия). Способ эксплуатации паровой турбины / Баринберг Г. Д. Опубл. в Б. И., 1999, № 17.
3. Баринберг Г. Д., Кортенко В. В. Повышение эффективности промышленно-отопительных ТЭЦ при снижении или прекращении отпуска технологического пара. – Теплоэнергетика, 2000, № 2.

Особенности и организация факельного процесса в топке с многофункциональными горелками

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

Челябинская ТЭЦ-2

При сжигании природного газа и бурого угля ухудшенного резкопеременного качества нашли применение многофункциональные горелочные устройства, обеспечивающие благоприятные условия протекания факельного процесса в топке при пониженном уровне температуры, приемлемые технико-экономические и экологические показатели энергокотлов [1]. Отсутствие информации о влиянии режимных и конструктивных параметров на протекание процессов в топке препятствует распространению горелок на ТЭС, усложняет принятие проектных решений, ведение тепловых расчетов и наладки.

Полученные авторами опытные данные в период первичного внедрения многофункциональных горелок на энергокотлах Челябинской ТЭЦ-2 могут быть использованы для составления схемы развития факела в топках с однофронтальной подачей реагентов в зону воспламенения, рациональной организации сжигания разнородного топлива и разработки технологии управления основными параметрами теплового процесса.

Далее приводятся результаты экспериментальных исследований по выявлению степени влияния различных факторов на основные характеристики газового и пылеугольного факелов многофункциональных горелок при размещении последних на фронтовой стене топки котла БКЗ-210-140Ф в один горизонтальный ряд (рис. 1). Подробное описание котлоагрегата, использованных методик и характеристик сжигаемого топлива приведено в [1].

К наиболее ответственным технологическим фрагментам топочной камеры относятся участок с размещенными на стенах горелками (так называемая, зона активного горения) и выходное окно с ширмовым пароперегревателем. На первом из них происходит истечение из горелочных устройств потоков топлива и воздуха, сопровождающееся изменением начальных параметров (температуры, скорости, концентрации) и образованием дымовых газов (а также золы и шлака, если в топку подается угольная пыль). Через выходное окно производится отвод дымовых газов из топки.

При правильной организации факельного процесса стены топки, амбразуры горелок и ширмы не должны сильно загрязняться сажей и шлаковыми отложениями, что достигается при обтекании этих узлов потоками с окислительной средой. Сжигание пыли челябинского бурого угля ухудшенного качества помимо этого лимитировано средним уровнем температуры факела на выходе из зоны активного горения $T_{ar} \leq 1250^{\circ}\text{C}$ и в выходном окне топки $T_g \leq 1050^{\circ}\text{C}$ [1 – 3].

Данные показатели практически ограничивают безопасную по условиям шлакования паровую нагрузку, развиваемую котлом с многофункциональными горелками (в частности, БКЗ-210-140Ф) $D_{pp} = 165 \text{ т/ч}$ для угля У1 с $Q_h^p \approx 2450 \text{ ккал/кг}$ и топливным балластом $A^c \approx 47\%$; $W^p \approx 25\%$ и $D_{pp} = 190 \text{ т/ч}$ для твердого топлива У2 с $Q_h^p \approx 3050 \text{ ккал/кг}$ и $A^c \approx 40\%$; $W^p \approx 8\%$ [1].

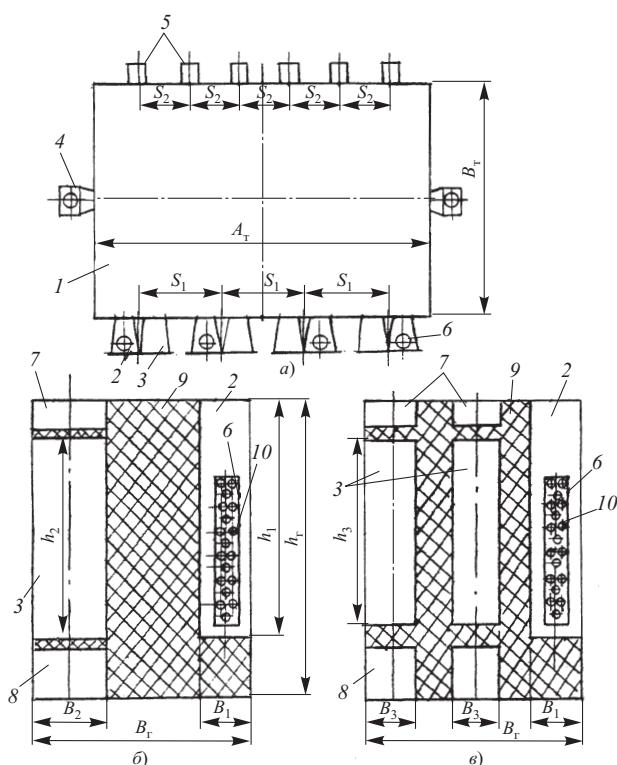


Рис. 1. Схема компоновки узлов системы сжигания топлива в топке котла БКЗ-210-140Ф:

а – топка в плане; б, в – амбразуры многофункциональных горелок с моно- и дисопловым вводом пылевых потоков; 1 – топка; 2, 3 – газовый и пылевой отсеки многофункциональных горелок; 4 – боковые сопла растопочных газовых горелок; 5 – сопла заднего воздушного дутья; 6 – полисопловой газовыпускной насадок; 7, 8 – верхние и нижние сопла вторичного воздушного дутья; 9 – разделительные жаропрочные экранированные из топки перегородки; 10 – сопловые отверстия газовой горелки диаметром d_{rc}

В процессе исследования была выявлена сильная зависимость основных параметров факела от конструктивного оформления горелок и количественного перераспределения воздуха на первичный и дожигающие потоки. Первичный воздух с долей $g_{\text{перв}}$ подается через топливные отсеки многофункциональных горелок, дожигающие потоки окислителя с долей $g_{\text{дожиг}}$ вводятся через сопла в основных горелках ($g_{\text{втор}}$), сопла растопочных горелок на боковых стенах ($g_{\text{бок}}$) и сопла на задней стене ($g_{\text{зад}}$) топки (рис. 1). При этом $g_{\text{дожиг}} = g_{\text{втор}} + g_{\text{бок}} + g_{\text{зад}}$; $g_{\text{перв}} + g_{\text{дожиг}} = 1,0$. Через дожигающие сопла организован постоянный проток воздуха: $g_{\text{зад}} = 0,05 \div 0,1$; $g_{\text{втор}} = 0,05 \div 0,01$; $g_{\text{бок}} = 0,05 \div 0,25$.

Рассредоточенный подобным образом ввод реагентов и последующее ступенчатое окисление топлива приводят к значительному заполнению топки светящимся потоком, позволяют осуществлять его оптическое пирометрирование как при работе на газе, так и угольной пыли, проводить анализ и делать определенные выводы о влиянии режимных воздействий на факел. По результатам измерения температуры газового факела получены распределения оптическим пирометром безразмерного радиационного параметра $T^4/T_{\text{ср}}^4$ (где T , $T_{\text{ср}}$ – текущая и средняя температура, К) в различных режимах ввода реагентов (рис. 2). Анализ этих результатов показал следующее.

При подаче природного газа в топку через основные горелки с отверстиями газовыпускных насадков диаметром $d_{\text{rc}} = 0,016$ м в отсутствии бокового дутья ($g_{\text{бок}} = 0$) и фиксированных долях $g_{\text{втор}} = 0,05$ и $g_{\text{зад}} = 0,05$ зажигание основной массы топлива начиналось в центре топки, максимум температуры ($T_{\text{макс}}$) размещался у заднего экрана; здесь же тепловая радиационная неравномерность $T^4/T_{\text{ср}}^4 = T_{\text{макс}}^4/T_{\text{ср}}^4 \approx 1,41$; на отметке пережима вблизи выходного окна $T^4/T_{\text{ср}}^4 = T_{\text{мин}}^4/T_{\text{ср}}^4 \approx 0,6$ (рис. 2, а). Ввод воздуха через боковые сопла растопочных горелок в количестве $g_{\text{бок}} \approx 0,2$ довольно существенно изменял картину распределения температуры в топке: граница воспламенения сместилась ближе к основным горелкам, температурный максимум – ближе к оси топки (рис. 2, б). Уровень неравномерности при этом в зоне активного горения $T_{\text{макс}}^4/T_{\text{ср}}^4 = 1,31$, в пережиме: $T_{\text{мин}}^4/T_{\text{ср}}^4 = 0,75$.

Переход к газовым горелкам с сопловыми отверстиями $d_{\text{rc}} = 0,013$ м способствовал дополнительному снижению длины горизонтального участка воспламенения и выравниванию тепловой неравномерности (рис. 2, в, г).

Визуальный контроль развития факела в горизонтальном направлении позволил оценить его начальную длину до участка с максимальным тепловыделением и фиксированным максимальным градиентом температуры (до фронта пламени) l_{ϕ} в различных режимах сжигания и ввода природного

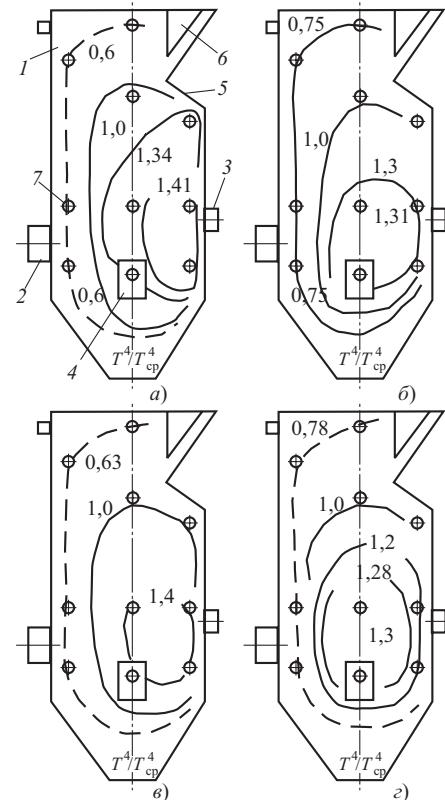


Рис. 2. Характер изменения безразмерного теплового параметра ($T^4 / T_{\text{ср}}^4$) в топке котла БКЗ-210-140Ф при сжигании газа:

*a, б, в, г – $D_{\text{пп}} = D_{\text{н}}$; $\alpha_{\text{т}} = 1,15 \div 1,21$; $g_{\text{втор}} = 0,05$; $g_{\text{зад}} = 0,05$; $\gamma = 10^\circ$; *a* – $d_{\text{rc}} = 0,016$ м и $g_{\text{бок}} = 0$; *б* – $d_{\text{rc}} = 0,016$ м и $g_{\text{бок}} = 0,2$; *в* – $d_{\text{rc}} = 0,013$ м и $g_{\text{бок}} = 0$; *г* – $d_{\text{rc}} = 0,013$ м и $g_{\text{бок}} = 0,2$; 1 – топка; 2 – горелки; 3, 4 – воздушные сопла на задней и боковых стенах; 5 – пережим; 6 – ширмы; 7 – луки зондирования*

газа (рис. 3). Помимо уже отмеченных ранее факторов $g_{\text{дожиг}}$ и d_{rc} на величину параметра l_{ϕ} оказывает влияние угол наклона горелок в сторону пода γ . При фиксированных $\gamma = 10^\circ$, $g_{\text{втор}} = 0,05$, $g_{\text{зад}} = 0,05$, $g_{\text{бок}} = 0$ ($g_{\text{перв}} = 0,9$; $g_{\text{дожиг}} = 0,1$) и $d_{\text{rc}} = 0,013$ м значение $l_{\phi} \approx 3$ м.

С увеличением диаметра сопловых отверстий (d_{rc}) параметр l_{ϕ} увеличивается: при $d_{\text{rc}} = 0,014$ м примерно до 3,5 м, при $d_{\text{rc}} = 0,016$ м примерно до 4,5 м. С ростом доли дожигающего воздуха, в частности, через боковые сопла ($g_{\text{бок}}$) значение параметра l_{ϕ} уменьшается: в диапазоне изменения $d_{\text{rc}} = (0,013 \div 0,016)$ м повышение доли бокового дутья до $g_{\text{бок}} = 0,1$ вызывает снижение l_{ϕ} на $\Delta l_{\phi} = (0,5 \div 1,0)$ м; с доведением этой доли до $g_{\text{бок}} = 0,2$ происходит дальнейшее снижение l_{ϕ} на $\Delta l_{\phi} = (1,0 \div 1,5)$ м. Увеличение угла наклона горелок γ с 10° до 30° вызывает увеличение параметра l_{ϕ} в среднем на 0,5 м (рис. 3, а, д).

Те же конструктивные и режимные параметры рассматриваемой системы сжигания газа оказывают влияние на выход оксидов азота, загрязнение экранов топки сажей, температурные характеристики пароперегревателя (рис. 3, б, в, г, ж, з). При

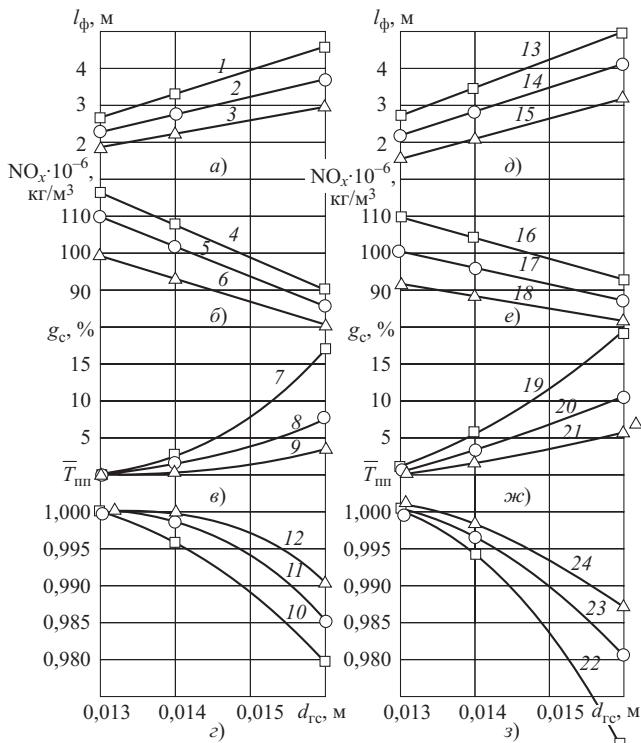


Рис. 3. Влияние диаметра отверстий полисопловых газовыпускных насадков (d_{rc}) и доли бокового дутья ($g_{бок}$) на тепловые характеристики топки и котла БКЗ-210-140Ф при сжигании газа:

а, б, в, г, д, жс, з – $D_{пп} = D_{и}$; $\alpha_t = 1,15 \div 1,21$; $g_{втор} = 0,05$; $g_{зад} = 0,05$; а, б, в, г – $\gamma = 10^\circ$; д, е, жс, з – $\gamma = 30^\circ$; а, д – длина начального участка факела (l_{ϕ}) при $g_{бок} = 0$ (1, 13); $g_{бок} = 0,1$ (2, 14); $g_{бок} = 0,2$ (3, 15); б, е – концентрация оксидов азота в дымовых газах за котлом (NO_x) при $g_{бок} = 0$ (4, 16); $g_{бок} = 0,1$ (5, 17); $g_{бок} = 0,2$ (6, 18); в, жс – степень загрязнения поверхности топки сажей (g_c) при $g_{бок} = 0$ (7, 19); $g_{бок} = 0,1$ (8, 20); $g_{бок} = 0,2$ (9, 21); г, з – относительная температура перегретого пара ($T_{пп}$) при $g_{бок} = 0$ (10, 22); $g_{бок} = 0,1$ (11, 23); $g_{бок} = 0,2$ (12, 24)

работе котла на номинальной нагрузке с коэффициентом избытка воздуха в топке $\alpha_t = 1,15 \div 1,21$, фиксированных $g_{втор} = 0,05$ и $g_{зад} = 0,05$ концентрация оксидов азота $NO_x = (80 \div 120) \cdot 10^{-6} \text{ кг}/\text{м}^3$, причем выход вредного вещества с максимальной концентрацией соответствует $d_{rc} = 0,013 \text{ м}$ и $g_{бок} = 0$. Уровень концентрации NO_x снижается с увеличением d_{rc} и $g_{бок}$: при $d_{rc} = 0,016 \text{ м}$ и $g_{бок} = 0,2$ отмечено минимальное значение $NO_x = 80 \times 10^{-6} \text{ кг}/\text{м}^3$. Изменение угла наклона горелок с 10° до 30° незначительно повлияло на уровень NO_x (рис. 3, б, е).

С приращением доли дожигающего дутья и диаметра сопловых отверстий наблюдалось затягивание процесса химического взаимодействия реагентов, увеличение области сажеобразования и светимости факела, а также снижение его дальности. При работе котла с горелками, имеющими сопловые отверстия $d_{rc} = 0,013 \text{ м}$, поверхность экранов топки практически не загрязнялась сажей

($g_c = F_c/F_t \approx 0$, где F_c , F_t – поверхность стен, загрязненная сажей, и общая поверхность стен топки, м^2). С наращиванием параметра d_{rc} увеличивалось значение g_c (при $d_{rc} = 0,016 \text{ м}$ $g_c \approx 15 \div 25\%$). С вводом бокового дожигающего дутья значение g_c снижалось в 2–3 раза (рис. 3, в, жс).

Для обеспечения надежной работы теплосилового оборудования по ТЭС поддерживаются нормативные параметры рабочей среды. По ЧТЭЦ-2, в частности, необходимо поддерживать температуру перегретого пара $T_{пп} = T_{пп}^H = 823 \text{ К}$ с отклонениями $\pm 5 \text{ К}$ (или относительный параметр $\bar{T}_{пп} = T_{пп}/T_{пп}^H = 1,0 \pm 0,07$). Опыт сжигания газа на котлах БКЗ-210-140Ф ЧТЭЦ-2 показал, что данное условие достигается при $d_{rc} \leq (0,013 \div 0,014) \text{ м}$. При установке горелок с сопловыми отверстиями диаметром $d_{rc} = 0,016 \text{ м}$ даже при отключенном пароохладителе наблюдался выбег значений температуры перегретого пара из разрешенного диапазона (рис. 3, г, жс).

При анализе работы котла на угольной пыли необходимо иметь в виду, что отмеченное ранее ограничение паровой нагрузки котла 165–190 т/ч обусловлено в настоящее время не столько температурным режимом топки ($T_{ар}$ и T''), которым можно управлять различными методами, сколько мощностью установленных дымососов, не рассчитанных на работу котлов совместно с реализуемой сегодня системой очистки дымовых газов.

Процесс выработки пара подачей в топку угольной пыли реализуется при перегрузке молотковых мельниц влагой и породой (по сравнению с проектными характеристиками топлива на 30–40%). Это неизбежно вызывает необходимость увеличения доли первичного воздуха на помол и последующий вынос в топку более крупных фракций пыли, снижение доли рассредоточенного дожигающего дутья и эффективности режимного воздействия последним на параметры факела.

На эффективность работы пылесистемы и топки оказывает сильное влияние степень износа мельничных бил $n = l/l_{исх}$ (где l , $l_{исх}$ – изношенная и исходная длина рабочей части бил, м): при $n \geq 0,5$ на мельницы для устранения завалов топливом вынуждены подавать дополнительное количество первичного воздуха, что интенсифицирует вынос крупных фракций пыли. Эксперименты, выбранные для последующего анализа, проведены при $n < 0,5$.

Как и при сжигании газа, на характеристики факельного процесса оказывают сильное влияние конструктивные параметры многофункциональных горелок, в частности, ширина пылевых каналов B_n (при фиксированном постоянном проходном сечении амбразур) и угол их наклона в сторону пода γ , а также режимное перераспределение

воздушного дутья по горелочным и топочным соплам.

Подача в топку пыли угля типа У1 через пылевые каналы горелок шириной $B_1 = B_2 = 0,7$ м без наклона к поду ($\gamma = 0$) в отсутствии бокового дутья ($g_{\text{бок}} = 0$) с фиксированными долями $g_{\text{втор}} = 0,1$ и $g_{\text{зад}} = 0,1$ сопровождалась слабым свечением факела вблизи горелок и последующей яркой вспышкой вблизи заднего экрана. Здесь зафиксирована максимальная неравномерность вида $T_{\text{макс}}^4 / T_{\text{ср}}^4 \approx 1,35$; на отметке пережима $T_{\text{мин}}^4 / T_{\text{ср}}^4 \approx 0,7$ (рис. 4, а).

Ввод воздуха через боковые сопла обуславливает снижение неравномерности и смещение границы яркого свечения факела от заднего экрана ближе к горелкам (рис. 4, б). Переход к пылевым каналам с зауженной амбразурой ($B_1 = B_2 = 0,45$ м и $B_3 = 0,35$ м) вызывает более активное смещение зоны яркого свечения в сторону горелок и дальнейшее растягивание зоны светимости и выравнивание температуры факела (рис. 4, в, г).

Изменение длины горизонтального участка факела от горелки до зоны яркого свечения l_{ϕ} , связанное с геометрической шириной выхлопного сечения пылевых каналов $B_{\text{п}}$, можно проследить по графикам рис. 5, а, д (кривые 1, 2, 3, 10, 11). При $B_{\text{п}} = 0,7$ м, фиксированных долях воздушного дутья $g_{\text{втор}} = 0,1$, $g_{\text{зад}} = 0,1$, $g_{\text{бок}} = 0$ и угле наклона каналов в сторону пода $\gamma = 0^\circ$ параметр $l_{\phi} \approx 3,5$; с уменьшением ширины каналов до $B_{\text{п}} = 0,35 \div 0,45$ м значение l_{ϕ} снижается до 1,5 – 2,0 м. Включением бокового дутья ($g_{\text{бок}} = 0,1 \div 0,2$) при тех же отмеченных параметрах достигается снижение l_{ϕ} на $\Delta l_{\phi} = (0,5 \div 1,0)$ м. Наклон пылевых каналов в сторону пода на угол $\gamma = 30^\circ$ приводит к затягиванию факела в нижнюю часть топочной камеры и увеличению длины начального участка на $\Delta l_{\phi} \approx 0,5$ м.

Геометрические параметры пылевых каналов оказывают сильное влияние на характер горения коксовых частиц вводимой пыли. На рис. 5, б, е (кривые 4, 5, 12, 13) приведены интегральные характеристики содержания горючих (C^r) в уносе и шлаке. Минимальные значения C^r в шлаке (2 \div 2,5)% и в уносе (~1,0%) достигаются лишь при $\gamma = 0^\circ$ и $B_{\text{п}} = 0,35 \div 0,45$ м. Увеличение угла наклона пылевого канала до $\gamma = 30^\circ$ и его ширины до $B_{\text{п}} = 0,7$ м приводит к резкому увеличению C^r : в уносе – в 1,5 – 2 раза, в шлаке – в 2 – 3 раза. Доля золококсовых частиц с газообразными продуктами сгорания и в шлаковом провале соответствует нормам: 0,95 и 0,05 соответственно [2].

Характер распределения температуры в топке отражает аэродинамические особенности заполнения ее объема реагирующими пылевыми потоками с одновременным радиационным отводом тепла к настенным экранам. Пониженный уровень температуры на горизонтальном участке вблизи горелок

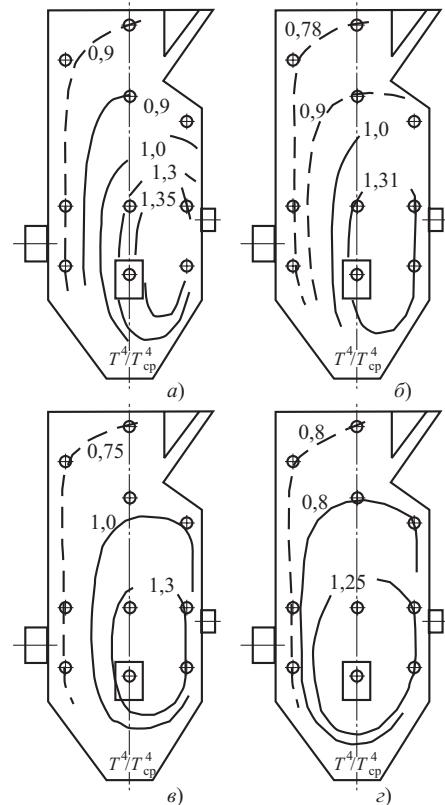


Рис. 4. Характер изменения безразмерного теплового параметра $T^4 / T_{\text{ср}}^4$ в топке котла БКЗ-210-140Ф при сжигании угольной пыли в трехмельничном режиме:

a, б, в, г – топливо У1; $D_{\text{пп}} = 0,8 D_{\text{п}}$; $\alpha_{\text{т}} = 1,23 \div 1,27$; $\gamma = 0^\circ$; $n < 0,5$; $g_{\text{втор}} = 0,1$; $g_{\text{зад}} = 0,1$; $h_{\text{п}} B_{\text{п}} = \text{const}$; а – $B_{\text{п}} = B_2 = 0,7$ м; $g_{\text{бок}} = 0$; б – $B_{\text{п}} = B_2 = 0,7$ м; $g_{\text{бок}} = 0,1$; в – $B_{\text{п}} = B_2 = 0,45$ м; $g_{\text{бок}} = 0$; г – $B_{\text{п}} = B_2 = 0,35$ м; $g_{\text{бок}} = 0$

соответствует зоне прогрева и воспламенения летучих и коксовой мелочи, вблизи фронтовой стены топки – области эжекции топочной среды горелочными струями, а повышенный уровень температуры вблизи задней стены указывает на область разворота и развития восходящей ветви факела. Максимум температуры в этой области соответствует 90 – 95% степени выгорания топлива и суммарному теплонакоплению окислительного процесса, размещен в принятых границах зоны активного горения ($T_{\text{ар}}$).

На участке от верхней границы зоны активного горения до выходного окна топочной камеры эффект охлаждения существенно выше теплового эффекта выгорания коксового остатка. В результате передачи части тепла экранам температура в восходящей ветви факела снижается на 15 – 20%. Ее конкретное значение перед ширмами $T_{\text{т}}$, так же как и параметр $T_{\text{ар}}$, определяются степенью оптической близости факела к экранам [2], конструктивным выполнением пылевых каналов и режимным перераспределением воздушных потоков по горелочным и топочным соплам.

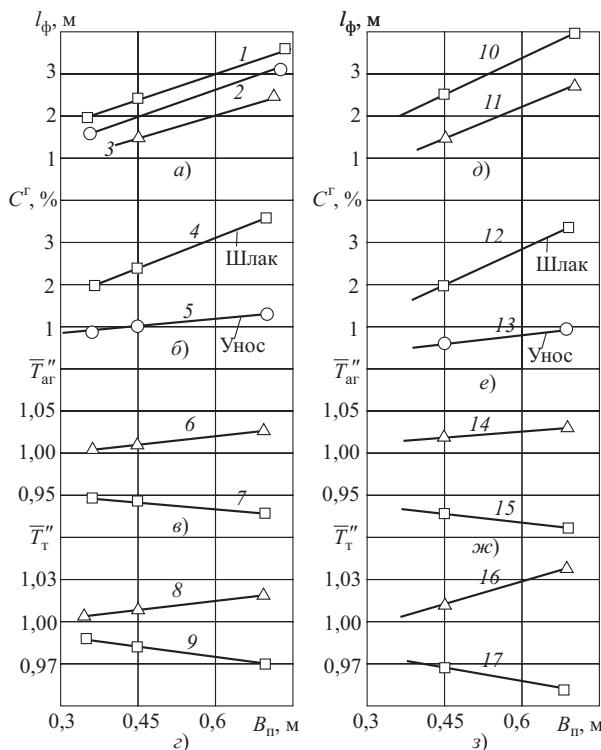


Рис. 5. Влияние ширины (B_n) и угла наклона (γ) пылеугольных каналов многофункциональных горелок на среднестатистические тепловые характеристики топки в трехслойном режиме работы котла БКЗ-210-140Ф:

а, б, в, г, д, е, ж, з – топливо У1; $D_{пп} = 0,8D_n$; $\alpha_t = 1,23 \div 1,27$; $g_{втор} = 0,1$; $g_{зад} = 0,1$; $n < 0,5$; а, б, в, г – $\gamma = 0^\circ$; д, е, ж, з – $\gamma = 30^\circ$; а, д – длина начального участка (l_{Φ}) при $g_{бок} = 0$ (1, 10); $g_{бок} = 0,1$ (2); $g_{бок} = 0,2$ (3, 11); б, е – содержание горючих (C^r) в шлаке (4, 12) и уносе (5, 13); в, ж – безразмерный параметр (\bar{T}_{ar}) при $g_{бок} = 0$ для максимальной \bar{T}_{ar}'' (6, 14) и средней $\bar{T}_{ar}^{ср}$ (7, 15) температуры в зоне активного горения; г, з – безразмерный параметр (\bar{T}_t'') при $g_{бок} = 0$ для максимальной \bar{T}_t'' (8, 16) и средней \bar{T}_t'' (9, 17) температуры в выходном окне топки

Помимо вводимого нормами [3] регламента по средней температуре $T_{ar}^H \leq 1250^\circ\text{C}$ (1523 К) и $T_{ar}^H \leq 1050^\circ\text{C}$ (1323 К) в условиях топки котла БКЗ-210-140Ф необходимо учитывать ее максимальные отклонения и местоположения [4, 5]. На рис. 5, в, г, ж, з приведены кривые 6, 7, 8, 9, 14, 15, 16, 17, отображающие изменение безразмерной температуры видов $T_{ar}^{ср} = T_{ar}^{ср}/T_{ar}^H$, $T_{ar}^H = T_{ar}^{max}/T_{ar}^H$, $T_t''^{ср} = T_t''^{ср}/T_t''^H$, $T_t''^H = T_t''^{max}/T_t''^H$ (где $T_{ar}^{ср}$, T_{ar}^{max} , $T_t''^{ср}$, $T_t''^{max}$ – среднее, максимальное, нормативное значение температуры в зоне активного горения, К; $T_t''^{ср}$, $T_t''^{max}$, $T_t''^H$ – среднее, максимальное, нормативное значения температуры в выходном окне топки, К) при различных конструктивных параметрах пылевых сопл B_n и γ .

Из графиков видно, что при удовлетворительных значениях средних параметров $\bar{T}_{ar}^{ср} \leq 1,0$ и $\bar{T}_t^{ср} \leq 1,0$ (кривые 7, 9, 15, 17) несение нагрузки

котлом выше $0,8D_n$ сопряжено с опасностью шлакования задних стен ($T_{ar}^{max} \geq 1,0$, кривые 6, 14) и нижних частей ширм ($T_t''^{max} \geq 1,0$, кривые 8, 16), где формируются зоны с максимальными теплоизделиями и температурой [1, 4, 5]. По результатам экспериментов следует, что опасность шлакования снижается с уменьшением ширины и угла наклона пылевых каналов.

Наиболее благоприятны условия эксплуатации котлов с горелками, оснащенными пылевыми каналами шириной $B_n \leq 0,35 \div 0,45$ м с горизонтальной установкой на фронтовой стене ($\gamma = 0^\circ$). В областях формирования и развития среды с максимальной температурой (активной восходящей ветви пылеугольного факела) требуется установка обдувочных аппаратов, средств подавления возникающих максимумов [4].

Проблем с регулированием температуры перегретого пара при эксплуатации котлов с многофункциональными горелками, оснащенными пылевыми каналами с $B_n \leq 0,35 \div 0,45$ м и $\gamma = 0^\circ$, не возникло. В отличие от режимов сжигания газа, где поддержание выхода оксидов азота на уровне $\text{NO}_x \leq 110 \text{ мг}/\text{м}^3$ не вызывает затруднений, в пылеугольных режимах минимизация этого параметра на котлах ЧТЭЦ-2 сегодня ограничена неприспособленностью оборудования пылесистемы с молотковыми мельницами для работы с переувлажненным, сильно забалластированным золой углем: в отложенных режимах период сжигания угля типа У2 с $W^P \leq 10\%$ [1] при фиксированной степени износа был $n \leq 0,5$, $\text{NO}_x \leq 390 \text{ мг}/\text{м}^3$; переход на переувлажненный уголь типа У1 [1] с одновременной попыткой продления срока службы был при $n > 0,5$ приводят к необходимости увеличения доли мельничного воздуха и росту параметра NO_x на 20–30%.

Подробное описание характера развития и взаимодействия с топочными экранами и ширмами пылеугольного и газового факелов с оценкой экономической эффективности котла с новыми горелками (КПД брутто, потери тепла с недожогами и уходящими газами) приведены в [1].

Выходы

1. Анализ результатов проведенной наладки и испытаний систем сжигания котлов БКЗ-210-140Ф с многофункциональными горелками показал, что эффективность последних связана с их конструктивным оформлением и режимным перераспределением воздушных потоков по топочным и горелочным соплам.

2. Максимальная эффективность использования многофункциональных горелок на котле типа БКЗ-210-140Ф с их размещением на фронтовой стене топки в один горизонтальный ряд достигается при рассверловке полисоплового насадка газовы-

пускными отверстиями диаметром $d \leq 14 \cdot 10^{-3}$ м, ограничении ширины пылевого сопла $B_n \leq 0,45$ м, наклоне топливных каналов в сторону пода под углом $\gamma \leq 10^\circ$.

3. В качестве рабочих целесообразно использовать режимы со следующим долевым распределением первичных и дожигающих потоков воздуха: $g_{\text{перв}} = 0,6 \div 0,8$; $g_{\text{дожиг}} = 0,2 \div 0,4$ ($g_{\text{втор}} = 0,05 \div 0,1$; $g_{\text{зад}} = 0,05 \div 0,1$; $g_{\text{бок}} = 0,1 \div 0,2$).

4. Несение паровой нагрузки $D_{\text{пп}} > 0,8 D_n$ на котлах БКЗ-210-140Ф ЧТЭЦ-2 при сжигании сильно переувлажненного угля с резко ухудшенными теплофизическими характеристиками допустимо после внедрения мероприятий по снижению максимальных отклонений температуры в восходящей ветви пылеугольного факела, активизации обдувки высокотемпературных поверхностей нагрева, уменьшению сопротивления газового тракта (увеличению мощности дымососов), повышению износостойкости мельничных бил.

5. В расчетах средней температуры $T_{\text{ар}}$ и T_t'' по [2, 3] в топках, реализующих условия п. 2, 3 настоящих выводов, следует ориентироваться на опыт-

ные значения коэффициента тепловой эффективности экранов по [1]; при оценке запаса надежности экранных труб и пароперегревателей, выборе средств их защиты от высокотемпературной коррозии и шлакования необходимо учитывать максимальные и минимальные значения $T_{\text{ар}}$ и T_t'' , координаты зон их развития.

Список литературы

1. Анализ эффективности сжигания природного газа и бурого угля ухудшенного качества на котлах БКЗ-210-140Ф Челябинской ТЭЦ-2 / Осинцев В. В., Кузнецов Г. Ф., Петров В. В., Сухарев М. П. – Электрические станции, 2001, № 6.
2. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод). М.-Л.: Энергия, 1973.
3. Проектирование топок с твердым шлакоудалением (дополнение к нормативному методу теплового расчета котельных агрегатов). Руководящие указания. Л.: ВТИ – НПО ЦКТИ, 1981, вып. 42.
4. 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.
5. Осинцев В. В. Аэродинамика и температурные поля газоходов пылеугольных котлов. – Теплоэнергетика, 1989, № 11.

Результаты применения системы непрерывного измерения горючих в уносе при сжигании АШ в котле ТПП-210А

Филь С. А., Голышев Л. В., инженеры, Мысак И. С., доктор техн. наук, Довготелес Г. А., Котельников И. И., Сиденко А. П., инженеры

ОАО ЛьвовОРГРЭС – Национальный университет “Львовская политехника” – Трипольская ТЭС

Сжигание низкореакционных каменных углей (выход летучих $V^{\text{daf}} < 10\%$) в камерных топках котельных установок сопровождается повышенным механическим недожогом, который характеризуется двумя показателями: содержанием горючих в уносе $\Gamma_{\text{ун}}$ и потерей тепла от механического недожога q_4 .

Обычно $\Gamma_{\text{ун}}$ определяют лабораторным методом по единичным пробам золы, отбирамы из газоходов последней конвективной поверхности котла с помощью штатных уносных установок. Основным недостатком лабораторного метода является слишком большое временное запаздывание в получении результата по $\Gamma_{\text{ун}}$ (более 4–6 ч), которое включает время медленного накопления пробы золы в уносной установке и длительность проведения лабораторного анализа. Таким образом, в единичной пробе золы в течение продолжительного времени суммируются все возможные изменения $\Gamma_{\text{ун}}$, что затрудняет быстрое и качественное проведение наладки и оптимизации топочного режима.

По данным [1] в переменных и нестационарных режимах котла коэффициент улавливания

золы (степень очистки) циклона уносной установки изменяется в интервале 70–95%, что приводит к дополнительным погрешностям в определении $\Gamma_{\text{ун}}$.

Недостатки уносных установок устраняются путем внедрения систем непрерывного измерения $\Gamma_{\text{ун}}$, например, анализаторов содержания углерода в золе уноса.

В 2000 г. на двухкорпусных котлах ТПП-210А Трипольской ТЭС, сжигающих АШ с подсветкой пылеугольного факела природным газом, установлено и введено в эксплуатацию восемь комплексов (по два на каждый корпус) стационарных непрерывно действующих анализаторов RCA-2000 фирмы “Марк и Веделль” (Дания).

Принцип действия анализатора RCA-2000 основан на фотоабсорбционном методе анализа в инфракрасной области спектра.

Диапазон измерений 0–20% абсолютных значений $\Gamma_{\text{ун}}$, относительная погрешность измерений в диапазоне 2–7% – не более $\pm 5\%$.

Отбор проб золы для измерительной системы анализатора производится из газоходов перед электрофильтрами.

Непрерывная регистрация $\Gamma_{\text{ун}}$ выполнена на самопищущем приборе БЩУ с периодичностью полного цикла измерений через 3 мин.

При сжигании АШ переменного состава и качества реальные абсолютные значения $\Gamma_{\text{ун}}$, как правило, превышали 20%. Поэтому в настоящее время анализаторы используются в качестве индикаторов изменения относительных значений содержания горючих в уносе $\Gamma_{\text{в}}^0$ в пределах шкалы самопищущего прибора 0 – 100%.

Для ориентировочной оценки действительного уровня $\Gamma_{\text{ун}}$ составлена тарировочная характеристика анализатора, которая представляет собой зависимость между абсолютными значениями $\Gamma_{\text{ун}}$, определенными лабораторным методом, и относительными значениями $\Gamma_{\text{ун}}^0$ анализатора. В диапазоне изменения $\Gamma_{\text{ун}}$ от 20 до 45% характеристика в аналитической форме выражается уравнением

$$\Gamma_{\text{ун}} = 10 + 0,375 \Gamma_{\text{ун}}^0.$$

При экспериментальных исследованиях и нормальной эксплуатации котла анализаторы могут быть использованы для выполнения следующих работ:

оптимизации топочного режима;

оценки изменения $\Gamma_{\text{ун}}$ при плановых технологических переключениях систем и агрегатов котельной установки;

определения динамики и уровня снижения экономичности в нестационарных и послепусковых режимах котла, а также при попеременном сжигании АШ и природного газа.

В период проведения тепловых испытаний котла анализаторы применялись для оптимизации топочного режима и оценки влияния плановых переключений оборудования на стабильность процесса горения пылеугольного топлива.

Опыты проводились при стационарных нагрузках котла в диапазоне 0,8 – 1,0 номинальной и сжигании АШ с характеристиками: низшая удельная теплота сгорания $Q_i^r = 23,06 \div 24,05 \text{ МДж/кг}$ (5508 – 5745 ккал/кг), зольность на рабочую массу $A^d = 17,2 \div 21,8\%$, влажность на рабочую массу $W_t^r = 8,4 \div 11,1\%$; доля природного газа на под-

светку пылеугольного факела составляла 5 – 10% общего тепловыделения.

Результаты и анализ опытов по оптимизации топочного режима с использованием анализаторов приведены в [2]. При наладке котла были оптимизированы:

выходные скорости вторичного воздуха путем различного открытия периферийных шиберов в горелках;

выходные скорости первичного воздуха путем изменения загрузки вентилятора горячего дутья;

доля подсветки факела природным газом путем выбора (по условиям обеспечения стабильности горения) минимально возможного числа работающих газовых горелок.

Основные характеристики процесса оптимизации топочного режима приведены в [табл. 1](#).

Приведенные в [табл. 1](#) данные свидетельствуют о важной роли анализаторов в процессе оптимизации, заключающейся в непрерывном измерении и регистрации текущей информации о изменении $\Gamma_{\text{ун}}^0$, что дает возможность своевременно и четко зафиксировать оптимум режима, завершение процесса стабилизации и начало работы котла в оптимальном режиме.

При оптимизации топочного режима главное внимание уделялось поиску минимально возможного уровня относительных значений $\Gamma_{\text{ун}}^0$. При этом абсолютные значения $\Gamma_{\text{ун}}$ определялись по тарировочной характеристике анализатора.

Таким образом, эффективность применения анализаторов для оптимизации топочного режима котла может быть ориентировано оценена по уменьшению содержания горючих в уносе в среднем на 4% и потери тепла от механического недожога на 2%.

В стационарных режимах котла проведение штатных технологических переключений, например, в пылесистемах или горелочных устройствах, нарушает процесс стабильного сжигания пылеугольного топлива.

Котел ТПП-210А оборудован тремя пылесистемами с шаровыми барабанными мельницами типа ШБМ 370/850 (Ш-50А) и общим промбункером пыли. Из пылесистемы отработанный сушильный

Таблица 1

Характеристика процесса оптимизации топочного режима

Параметр оптимизации	Оптимальный параметр	$\Gamma_{\text{ун}}, \%$		Уменьшение $\Delta\Gamma_{\text{ун}}, \%$	Стабилизация процесса	
		до оптимизации	после оптимизации		продолжительность, мин	число измерений $\Gamma_{\text{ун}}^0$
Положение периферийного шибера, %	50	32	27	5	40	13
Давление в коробе первичного воздуха, кПа	2,26	40	36	4	45	15
Доля природного газа на подсветку факела, %	5	32	20	12	60	20

агент с помощью мельничного вентилятора типа МВ 100/1200 сбрасывается в камеру горения (предтопок) через специальные сбросные сопла, расположенные над основными пылегазовыми горелками.

В предтопок каждого корпуса котла поступает полный сброс из соответствующей крайней пылесистемы и половина сброса из средней пылесистемы.

Отработанный сушильный агент представляет собой низкотемпературный увлажненный и запыленный воздух, основные параметры которого находятся в следующих пределах:

доля сбросного воздуха 20 – 30% общего воздухопотребления корпуса (котла);

температура 120 – 130°C;

доля тонкодисперсной угольной пыли, которая не была уловлена циклоном пылесистемы, 10 – 15% производительности мельницы;

влажность соответствует количеству влаги, выделившейся в процессе сушки размалываемого рабочего топлива.

Отработанный сушильный агент сбрасывается в зону максимальных температур факела и поэтому существенно влияет на полноту выгорания угольной пыли АШ.

При эксплуатации котла наиболее часто останавливается и повторно пускается средняя пылесистема, при помощи которой поддерживают в промбункере необходимый уровень пыли.

Динамика изменения основных показателей топочного режима корпуса котла — содержание горючих в уносе и массовая концентрация оксидов азота в уходящих газах (NO) — при плановом останове средней пылесистемы показана на рис. 1.

На приведенном и всех последующих рисунках приняты следующие условия при построении графических зависимостей:

содержание горючих в уносе соответствует значениям шкал двух вертикальных осей координат: усредненным измерениям $\Gamma_{\text{ун}}^{\circ}$ и данным пересчета по тарировочной характеристике $\Gamma_{\text{ун}}$;

массовая концентрация NO при избытке воздуха в уходящих газах (без приведения к NO₂) принята по непрерывно регистрируемым измерениям стационарного газоанализатора Марс-5 МП “Экомак” (г. Киев);

динамика изменений $\Gamma_{\text{ун}}^{\circ}$ и NO фиксируется на протяжении всего периода выполнения технологической операции и режима стабилизации; начало проведения технологической операции принято вблизи нулевого отчета времени.

Полнота сгорания пылеугольного топлива оценивалась по качеству топочного режима (КТР), которое анализировалось по двум показателям $\Gamma_{\text{ун}}$ и NO, как правило, изменявшимся в зеркально-противоположных направлениях.

Влияние планового останова средней пылесистемы на показатели КТР (рис. 1) проанализировано

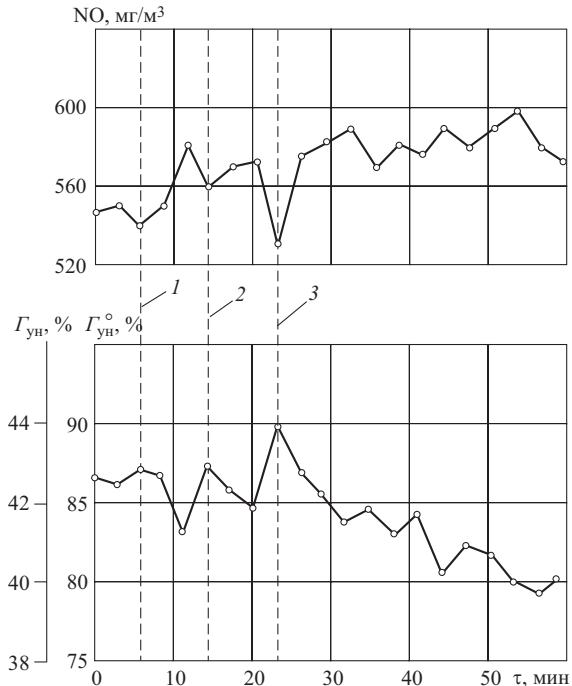


Рис. 1. Изменение показателей топочного режима при останове средней пылесистемы

но в зависимости от последовательности проведения следующих технологических операций:

операция 1 – останов питателя сырого угля (ПСУ) и прекращение подачи угля в мельницу уменьшили загрузку барабана ШБМ, снизили тоннину помола угольной пыли и повысили температуру сбросного воздуха, что вызвало кратковременное улучшение КТР: уменьшение $\Gamma_{\text{ун}}^{\circ}$ и увеличение NO; процесс дальнейшего выхолащивания мельницы способствовал обеспыливанию сбросного воздуха и повышению избытка воздуха в предтопке, что отрицательно повлияло на КТР;

операция 2 – останов ШБМ и уменьшение вентиляции пылесистемы сначала несколько улучшили КТР, а затем при задержке с отключением мельничного вентилятора (МВ) происходило ухудшение КТР;

операция 3 – останов МВ и прекращение сброса отработанного сушильного агента в камеру горения существенно улучшили КТР.

Таким образом, при всех прочих равных условиях останов пылесистемы улучшал процесс горения топлива, снижая механический недожог и повышая массовую концентрацию NO.

Типичным нарушением стабильности работы пылесистемы является перегрузка барабана мельницы топливом или “замазывание” размольных шаров влажным глинистым материалом.

Влияние длительного режима выхолащивания барабана крайней мельницы на КТР корпуса котла показано на рис. 2.

Останов ПСУ (операция 1) по причинам, аналогично рассмотренным при останове пылесистемы, на первом этапе выхолащивания мельницы

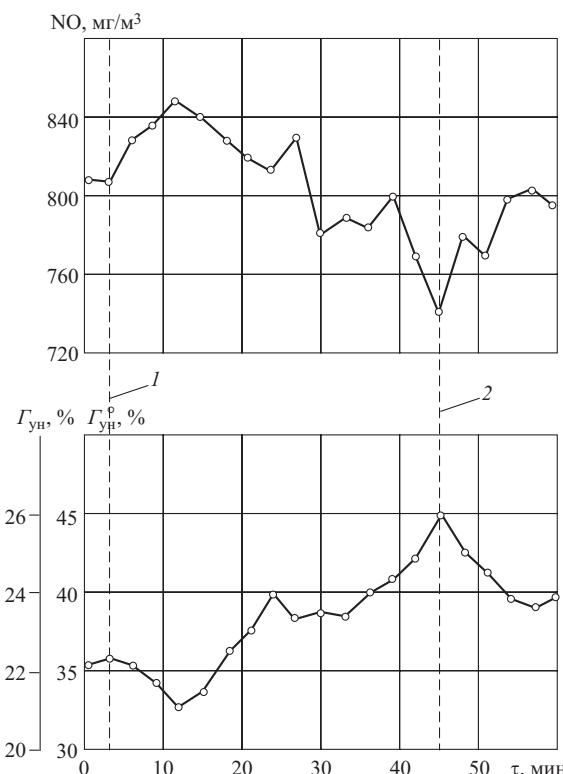


Рис. 2. Изменение показателей топочного режима при выхолашивании барабана крайней мельницы

кратковременно улучшал КТР. В последующем выхолашивании мельницы вплоть до включения ПСУ (операция 2) наблюдалась тенденция ухудшения КТР и роста $\Gamma_{\text{ун}}^0$.

В меньшей степени периодически дестабилизирует топочный режим автоматическая работа ПСУ, которая необходимую загрузку мельницы углем регулирует отключением и последующим включением привода ПСУ.

Влияние режима пуска крайней пылесистемы на КТР показано на рис. 3.

Отмечено следующее влияние пусковых операций пылесистемы на топочный режим:

операция 1 – пуск МВ и вентиляция (прогрев) тракта пылесистемы со сбросом относительно холодного воздуха в предтопок повышали избыток воздуха в зоне горения и снижали температуру факела, что приводило к ухудшению КТР;

операция 2 – пуск ШБМ и продолжение вентиляции тракта имели отрицательное влияние на КТР;

операция 3 – пуск ПСУ и загрузка мельницы топливом с увеличением до номинального расхода сушильного агента значительно ухудшали КТР.

Можно сделать вывод, что включение пылесистемы в работу отрицательно влияет на КТР, увеличивая механический недожог и снижая массовую концентрацию NO.

Предтопок корпуса котла ТПП-210А оборудован шестью улиточно-лопаточными пылегазовыми горелками тепловой мощностью 70 МВт, установ-

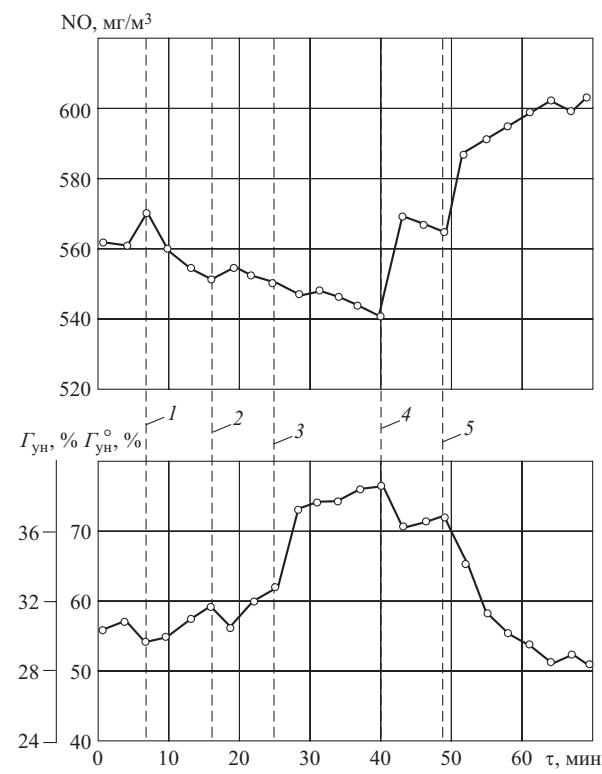


Рис. 3. Изменение показателей топочного режима при пуске крайней пылесистемы и отключении газовых горелок

ленными в один ярус на фронтовой и задней стенах, и двумя надподовыми газомазутными горелками для обеспечения стабильного жидкого шлакоудаления во всем диапазоне эксплуатационных нагрузок котла.

При сжигании угольной пыли АШ природный газ подавался с постоянным расходом (около 5% общего тепловыделения) в надподовые горелки и переменным расходом через основные пылегазовые горелки для стабилизации процесса горения пылеугольного топлива. Подача газа в каждую основную горелку производилась с минимально возможным расходом, соответствующим 1,0 – 1,5% общего тепловыделения. Поэтому изменение доли природного газа на подсветку факела осуществлялось включением или отключением определенного количества основных газовых горелок.

Влияние отключения газовых горелок (уменьшение доли природного газа) на КТР корпуса котла показано на рис. 3.

Последовательное отключение сначала одной газовой горелки (операция 4), а затем трех газовых горелок (операция 5) положительно повлияло на КТР и привело к значительному уменьшению механического недожога.

Влияние включения газовых горелок (увеличения доли природного газа) на КТР показано на рис. 4. Последовательное включение одной газовой горелки (операция 1), двух горелок (операция 2) и одной горелки (операция 3) отрицательно повлияло на КТР и существенно увеличило механический недожог.

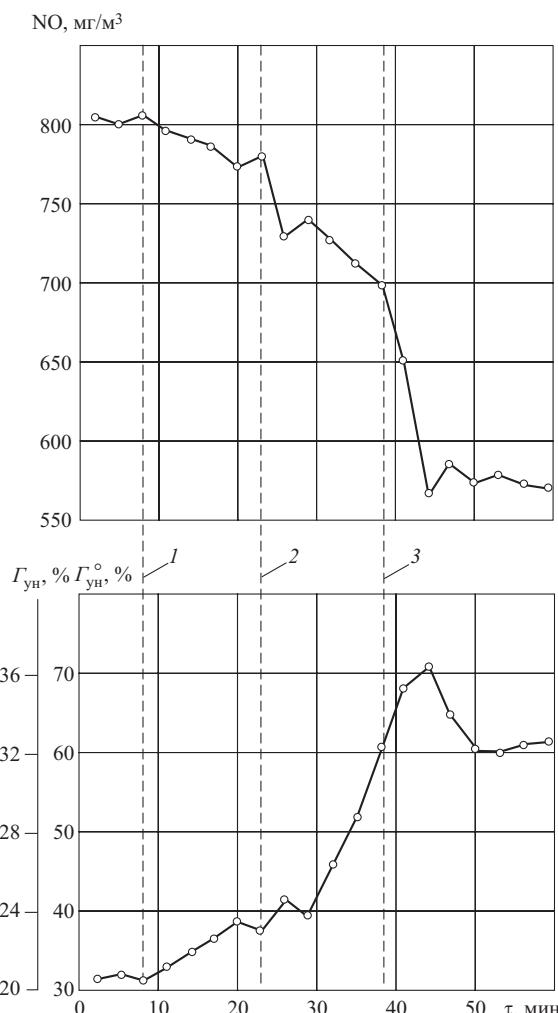


Рис. 4. Изменение показателей топочного режима при включении газовых горелок

Ориентировочная оценка влияния проверенных технологических переключений котельного оборудования на изменение КТР ($K_{\text{ун}}$) в обобщенном виде приведена в табл. 2.

Анализ приведенных данных показывает, что наибольшее снижение экономичности котельной установки в стационарных режимах происходит в результате проведения пусковых операций пылесистемы и при завышенном расходе природного газа на подсветку факела.

Следует отметить, что необходимость выполнения пусковых операций пылесистемы определяется исключительно технологическими причинами, а завышенный расход природного газа на подсветку факела, как правило, устанавливается эксплуатационным персоналом с целью предотвращения возможных нарушений стабильности процесса горения при внезапном ухудшении качества АШ.

Применение анализаторов RCA-2000 позволяет по непрерывным изменениям $\Gamma_{\text{ун}}^{\circ}$ своевременно оценивать любые изменения качества топлива и постоянно поддерживать величину подсветки фа-

Изменение содержания горючих в уносе при технологических переключениях оборудования

Оборудование	Режим работы	Изменение содержания горючих в уносе $\Delta \Gamma_{\text{ун}}$, %	
		уменьшение	увеличение
Крайняя/средняя пылесистема	Останов	6/3	–
	Пуск	–	8/4
Выхолашивание ШБМ	Аварийный	–	4/2
	–	–	–
Питатель сырого угля	Останов	2/1	–
	Пуск	–	2/1
Основная газовая горелка	Отключение	2,5	–
	Включение	–	4

кела на соответствующем оптимальном уровне с минимально необходимым расходом природного газа, что способствует сокращению потребления дефицитного газообразного топлива и повышению экономичности котла.

Выводы

1. Система непрерывного измерения содержания горючих в уносе позволяет оперативно и качественно оценивать протекание топочных процессов при сжигании АШ в котле ТПП-210А, что рекомендуется использовать при проведении наладочных и исследовательских работ, а также для систематического контроля за экономичностью котельного оборудования.

2. Эффективность применения анализаторов RCA-2000 для оптимизации топочного режима ориентировочно оценена по уменьшению показателей механического недожога – содержания горючих в уносе в среднем на 4% и соответственно потери тепла от механического недожога на 2%.

3. В стационарных режимах котла штатные технологические переключения оборудования оказывают влияние на качество топочного процесса. Существенно снижают экономичность котельной установки пусковые операции пылесистемы и завышенный расход природного газа на подсветку пылеугольного факела.

Список литературы

- Мадоян А. А., Балтыян В. Н., Гречаный А. Н. Эффективное сжигание низкосортных углей в энергетических котлах. М.: Энергоатомиздат, 1991.
- Использование анализатора содержания горючих в уносе "RCA-2000" и газоанализатора "Марс-5" для оптимизации топочного режима пылеугольного котла ТПП-210А Трипольской ТЭС/ Голышев Л. В., Котельников Н. И., Сиденко А. П. и др. – Тр. Киевского политехнического института. Энергетика: экономика, технологии, экология, 2001, № 1.
- Зусин С. И. Изменение потери тепла с механическим недожогом в зависимости от режима работы котлоагрегата. – Теплоэнергетика, 1958, № 10.

Результаты опробования метода “магнитной памяти” металла на электростанциях Уралэнерго¹

Пивник П. Б., инж., Гофман Ю. М., канд. техн. наук

Уралэнерго – АО Свердловэнерго

На протяжении последних 5 лет ООО “Энергodiагностика” широко внедряет метод “магнитной памяти” металла для диагностирования труб поверхностей нагрева, сварных соединений и трубопроводов. Однако, несмотря на широкое внедрение данных методик на электростанциях, фактическое опробование данных методик авторами проведено с технической точки зрения некорректно.

В 2000 г. Совет по надежности основного оборудования ТЭС Уралэнерго провел совещание, где были заслушаны сообщения энергосистем о результатах внедрения метода “магнитной памяти” при диагностировании поверхностей нагрева. В совещании принимали участие представители ООО “Энергodiагностика”.

В выступлениях представителей энергосистем было сообщено следующее.

В ОАО Башкирэнерго предприятием “Теплоцентраль” (г. Ишимбай) на котле № 9 проведена диагностика 360 труб топочных экранов. На семи прямых участках, двух сварных соединениях и пяти гибах установлено максимальное значение градиента напряженности магнитного поля. Одна из труб была вырезана для лабораторных исследований. Результаты исследования показали, что труба находится в удовлетворительном состоянии. Все трубы оставлены в дальнейшей эксплуатации. На Ново-Салаватской ТЭЦ на котле № 6 проведена диагностика труб конвективного пароперегревателя и водяного экономайзера. Большинство труб показало высокие значения градиента напряженности магнитного поля, рассеяния. Трубы оставлены в эксплуатации. За 4 года эксплуатации, прошедших после проверки, повреждений не было.

На ТЭЦ-2 ОАО Удмуртэнерго на котле № 1 проведено диагностирование 95 змеевиков конвективного пароперегревателя первой ступени, на 11 змеевиках выявлены зоны концентрации напряжений. Проведена вырезка четырех труб для лабораторных исследований, дефектов не обнаружено, трубы оставлены в эксплуатации. При трехгодичной эксплуатации повреждений труб не наблюдалось. На котле № 2 проведено диагностирование 64 змеевиков пароперегревателя второй ступени, из них на трех выявлены зоны концентрации напряжений; 104 змеевиков пароперегревателя третьей ступени, из них на 11 выявлены зоны концен-

трации напряжений; 104 змеевиков пароперегревателя четвертой ступени, из них на одном выявлены зоны концентрации напряжений.

Для лабораторных исследований было сделано по одной вырезке с каждой поверхности, дефекты не подтвердились, трубы оставлены в эксплуатации. Двухгодичная эксплуатация показала их надежную работу.

В Тюменьэнерго проводились работы по двум методикам. Однако контроль с использованием “магнитной памяти” проведен в ограниченном объеме. По методу поиска труб с максимальным намагничиванием проконтролировано около 40 поверхностей нагрева.

На Тюменских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, Тобольской ТЭЦ, Сургутских ГРЭС-1, -2 проводилось сопоставление полученных результатов с исследованием металла вырезанных труб. На основании выполненного анализа не установлено взаимосвязи состояния металла труб из перлитных марок стали с результатами магнитного контроля. При контроле аустенитных труб выявлена зависимость флюктуации магнитного параметра от температуры эксплуатации и протекания высокотемпературной коррозии.

В ОАО Пермэнерго были проведены работы по методу “магнитной памяти” на котле № 4 Явинской ГРЭС и котле № 12 Кизеловской ГРЭС-3. Контроль ширмового пароперегревателя котла № 4 продублировали двумя способами, в результате чего пароперегреватель был забракован. Последующий контроль вырезок показал удовлетворительное состояние металла. Кроме того, на Явинской ГРЭС проводится ежегодный контроль поверхностей нагрева четырех котлов по методу “магнитной памяти”. На четырех змеевиках значение магнитного параметра выше границы группы риска. Вырезка отдельных труб группы риска не подтвердила их неудовлетворительное состояние, змеевики оставлены в эксплуатации. В процессе дальнейшей работы произошло разрушение труб с низкими значениями магнитного параметра.

На Челябинской ТЭЦ-2 ОАО Челябэнерго на котле БКЗ-210/140 работы проводились совместно с ООО “Энергodiагностика”. Диагностированию подвергались все поверхности нагрева котла. На всех трубах поверхностей нагрева градиент магнитного поля рассеяния находился в пределах нормы. Через 2 года эксплуатации пароперегреватель был заменен из-за высокой повреждаемости.

¹ В порядке обсуждения. Ред.

Обсудив опыт применения магнитных методов контроля при диагностировании поверхностей нагрева, было высказано предложение произвести доработку метода с последующей его сертификацией.

В 2000 г. на совместном заседании подкомитета ПКЗА Технического комитета ТК371 Госстандарта России совместно с ООО “Энергodiагностика” было принято решение организовать экспериментальные испытания метода “магнитной памяти”. АО Свердловэнерго было поручено провести такие испытания на сварных соединениях паропроводов острого пара и высокотемпературных гибах, в УралОРГРЭС – на высокотемпературных гибах. В АО Свердловэнерго данные работы были проведены в 2001 г. Контроль методом “магнитной памяти” выполнялся ведущим инженером ООО “Энергodiагностика” с применением прибора ИКН-1М-4. Работы по контролю проводились на Рефтинской ГРЭС. Контролю подвергались сварные соединения труб диаметром 273/183 мм (сталь 15Х1М1Ф) главного паропровода, работающего на параметрах $P = 25,5$ МПа, $T = 545^\circ\text{C}$, время наработки – 138 тыс. ч. Перед контролем методом “магнитной памяти” сварныестыки контролю не подвергались, в том числе и магнитными методами.

По результатам ММП один стык был забракован из-за непровара в корне шва, остальные признаны годными. Для лабораторных исследований было вырезано два стыка: А1 – забракованный по результатам контроля ММП; А8 – без дефектов, однако, по данным прогноза, по другим критериям он должен иметь существенные повреждения. Основной металл сварных соединений А1 и А8 соответствует стали 15Х1М1Ф, отвечающей требованиям ТУ 14-3-460-75; наплавленный металл сварного соединения А1 соответствует электродам ЦЛ-20 по ГОСТ 9467-75, а в А8 – проволоке Св08ХМФА по ГОСТ 2246-70.

Расчетом на прочность установлено, что в исследуемых сварных соединениях эквивалентные рабочие напряжения не превышают допустимых: $\sigma_{\text{эквA1}} = 63,0 < [\sigma] = 111,8$ МПа; $\sigma_{\text{эквA8}} = 84,1 < [\sigma] = 111,8$ МПа.

Из сварных соединений вырезалось по шесть темплетов для макро- и микроанализа. Вырезанные темплеты включали основной металл труб, зону термовлияния и наплавленный металл. В результате исследования установлено, что обнаруженный ММП в сварном соединении А1 непровар с 12 до 1 ч, протяженностью 20 мм отсутствует. Фактически отмечен дефект в корневой части шва в виде несплошности размером 0,2 – 0,5 мм по всему периметру шва.

При металлографическом анализе видно, что дефект в процессе эксплуатации не развивался, наличие поры на 9 ч 30 мин подтверждено. В свар-

ном соединении А8 обнаружена пора на темплете 1 ч, которая не была зафиксирована ММП. Следует отметить, что выявленные дефекты являются допустимыми в соответствии с РТМ 1с-93 (РД 34.15.027-93), что совпадает с результатами проведенного ультразвукового контроля по ОП 501 ЦД 97 (РД 34.17.302-97). Оценки характера дефектов, обнаруженных ММП и УЗК по ОП 501 ЦД 97 (РД 34.17.302-97), не совпадают.

При изучении повреждаемости установлено, что в сварном соединении А1 микроповреждаемость по зоне термовлияния наблюдается по всему периметру. В целом состояние сварного соединения А1 соответствует IVп стадии по шкале микроповреждаемости по ОСТ 34-70-690-96. Для этой стадии исчерпание ресурса составляет 80 – 90% по методике ВТИ.

При изучении повреждаемости в сварном соединении А8 в зоне термовлияния со стороны обеих труб также были обнаружены поры. Состояние металла сварного соединения А8 может быть оценено IIIп стадией по шкале микроповреждаемости по ОСТ 34-70-690-96. Для этой стадии исчерпание ресурса составляет 70 – 80% по методике ВТИ.

Из проведенного анализа следует, что ММП не выявляет сварные соединения, находящиеся в стадии, предшествующей разрушению, связанному с исчерпанием их ресурса.

Контроль гибов осуществлялся на демонтированных гибах диаметром 159/99 мм (сталь марки 12Х1МФ) после наработки 191 тыс. ч. Гибы эксплуатировались на ответвлениях БРОУ блоков 300 МВт Рефтинской ГРЭС при $P = 255$ кгс/см², их парковый ресурс по РД-10-262-68 составляет 160 тыс. ч.

Перед проведением контроля ММП гибы подвергались измерению овальности, ультразвуковому и магнитному методам контроля, а также металлографическому обследованию на поры передвижным микроскопом.

Контролю ММП подвергалось пять гибов, для лабораторных исследований было выбрано три гиба с условной маркировкой 65, 79, 89: на гибе 79 дефектов не обнаружено, гибы 65 и 89 – дефектные.

Оценка повреждаемости проводилась в лабораторных условиях на темплетах, вырезанных из мест, где были обнаружены максимальные концентраторы напряжений при диагностике ММП. Повреждаемость оценивалась металлографическим анализом на поры на оптическом микроскопе, электронным исследованием дислокационной структуры и микроповреждаемостью порами ([таблица](#)).

Сравнение результатов показало:

гибы 65, 89 – методом “магнитной памяти” обнаружены признаки микроповреждаемости, гибы не допускаются к дальнейшей эксплуатации, тогда

№ гиба	Результаты ММП		Результаты исследования реплик, микроповреждаемости*	Результаты лабораторных исследований вырезанных образцов					
	Наличие максимальной концентрации напряжений	Вывод		Результаты металлографического анализа		Результаты электронной микроскопии			
				Микроповреждаемость	Вывод	Плотность дислокаций	Микроповреждаемость	Вывод	
65	На участке 5	Для дальнейшей эксплуатации и ВТО не пригоден	Балл 2	Балл 2	Допускается к дальнейшей эксплуатации	Невысокая плотность дислокации	Одиночные поры размером 0,2 – 0,5 мкм по границам зерен	Средняя часть фазы установившейся ползучести. Допускается к дальнейшей эксплуатации без ограничения срока	
79	Нет	Пригоден к дальнейшей эксплуатации	Балл 2	Балл 3	Допускается к дальнейшей эксплуатации	Высокая плотность дислокаций внутри фрагментов	Одиночные поры по границам, цепочки пор размером 0,5 – 0,7 мкм	Начало перехода от II к III стадии ползучести. Допускается к временной эксплуатации на срок 20 тыс. ч	
89	На участке 8	Для дальнейшей эксплуатации и ВТО не пригоден	Балл 2	Балл 2	Допускается к дальнейшей эксплуатации	Плотность дислокаций высокая. Внутри фрагментов более низкая	Мелкие поры размером 0,2 – 0,5 мкм, редкие – до 0,8 мкм	Вторая половина фазы установившейся ползучести. Допускается к дальнейшей эксплуатации без ограничения срока	

* Микроповреждаемость оценивалась по шкале ОСТ 34-70-690-96.

как лабораторные исследования показали отсутствие признаков микроповреждаемости и гибы могут быть допущены к эксплуатации без ограничения срока;

гиб 79 – метод “магнитной памяти” дефектов не выявил, гиб допускается к дальнейшей эксплуатации, в то время как лабораторные исследования показали, что металл гиба практически отработал свой ресурс и может быть допущен только к временной эксплуатации.

Таким образом, сопоставление результатов метода “магнитной памяти” по обнаружению ранней повреждаемости с фактическим состоянием металла, оцененного по лабораторным исследованиям, показало их несовпадение.

В лабораторных условиях в УралОРГРЭС были исследованы четыре гиба, забракованные из-за наличия существенной микроповреждаемости: два гиба диаметром 273/209 мм и два гиба диаметром 133/99 мм. На первых двух гибах диаметром 273/209 мм у наружной поверхности плотность пор достигала 4000 пор/мм², на гибах диаметром 133/99 мм – 7040 – 8000 пор/мм², а также имело место микрорастескивание – раскрытие трещин до 30 мкм, длина трещин 10 – 15 мм.

Перед контролем методом “магнитной памяти” гибы были покрыты водоэмulsionционной краской методом распыления. Контроль проводился двумя приборами – индикатором концентраций напряжений магнитометрическим ИКН-1М-4 и магнитным индикатором трещин МИТ-1. При проведении проверки, поскольку в металле гибов были выявлены пятна локальной намагниченности от установки переносного микроскопа на магнитах, представитель ООО “Энергodiагностика” не посчитал возможным выдавать заключение о состоянии металла гибов.

При контроле с помощью индикатора трещин участки с макрорастескиванием не были обнаружены.

Вывод

Широкое опробование метода “магнитной памяти” для диагностирования состояния труб поверхностей нагрева, экспертные испытания оценки повреждаемости высокотемпературных гибов и сварных соединений показали, что данный метод не может быть рекомендован для промышленного применения.

АСУ ТП химводоподготовки Южноуральской ГРЭС

Елов А. И., Решетов А. Л., Лопаткин Б. В., Герасимов В. А., инженеры

ООО “НПФ Прософт-Е” (г. Екатеринбург)

Объект автоматизации и технологические функции системы. Объектом автоматизации является оборудование, обеспечивающее технологический процесс предварительной очистки воды в химцехе ЮУГРЭС. Этот процесс реализуется в осветлителях типа ОРАШ-ВТИ и механических фильтрах: сырья вода обрабатывается в осветлителях, затем поступает в бак известковой и коагулированной воды, а из них насосом подается на фильтрацию в механические фильтры.

Осветленная вода является выходным продуктом предочистки.

Приготовление и дозирование рабочих растворов реагентов, подаваемых в осветлители (извести, коагулянта), выполняется с помощью оборудования, в состав которого входят емкости извести, коагулянта и насосы – дозаторы с соответствующей обвязкой трубопроводами.

Цель создания АСУ ТП предочистки ВПУ (водоподготовительная установка) – обеспечение гарантированной глубокой степени очистки обрабатываемой воды от коллоидных и органических веществ.

В соответствии с требованиями заказчика система должна была выполнять следующие основные технологические функции:

сбор технологической информации с аналоговых и дискретных датчиков, ее контроль и архивация;

обеспечение дистанционного управления технологическим оборудованием и его контроль;

автоматическое управление и контроль работы отдельных трактов оборудования и групп механизмов;

автоматическое регулирование технологических параметров по различным законам регулирования или управление технологическими операциями;

возможность управления отдельными исполнительными механизмами с местных пультов управления.

Общее число входных/выходных сигналов системы – около 1500.

Одно из основных требований к программному обеспечению системы – доступность для быстрой модернизации непосредственно на объекте (как во время проведения пусконаладочных работ, так и в процессе эксплуатации системы). На Южноуральской ГРЭС внедрялась новая технология водоочистки с применением осветлителей нового типа и, естественно, технологические алгоритмы

требовали определенной доработки и адаптации к конкретным условиям ЮУГРЭС.

Эта задача решалась применением развитых инструментальных программных средств, позволяющих не только резко снизить время и стоимость работ по разработке программного обеспечения, но и производить его модификацию непосредственно на объекте (в том числе технологическим персоналом, не имеющим профессиональных навыков программирования).

Структура ПТК, его аппаратные и программные средства. Структура программно-технологического (ПТК) достаточно проста и широко применяется при автоматизации технологических процессов с большим числом территориально разнесенного технологического оборудования: пульт оператора и программируемые логические контроллеры, связь между которыми осуществляется по кодовой линии связи. На контроллеры (в рассматриваемой системе их четыре) возложено большинство функций по контролю и управлению технологическим процессом, на пульт управления – реализация функций человекомашинного интерфейса.

Распределение сигналов, относящихся к независимым узлам техпроцесса (например, управление оборудованием осветлителя, включая тракты дозирования реагентов), реализовано таким образом, что они обрабатываются одним контроллером.

Пульт оператора скомплектован на базе ударопрочного шасси IPC-615BP-25R фирмы Advantech, которое имеет следующие основные характеристики:

прочная алюминиевая конструкция для жестких условий эксплуатации;

возможна установка в 19-дюймовую стойку или панель;

охлаждающие вентиляторы для создания избыточного давления воздуха, не допускающего попадания пыли;

надежная работа при температуре окружающей среды до 50°C;

два источника питания 250 Вт при напряжении в сети 180 – 260 В переменного тока, с резервированием и возможностью “горячей” замены;

устойчивость к вибрациям (до g) и ударам (до 10g);

звуковой сигнал тревоги при обнаружении отказа оборудования.

В состав ПЭВМ пульта оператора также входят:

пассивная объединительная плата PCA-6114P7 на 14 слотов;

плата процессорного модуля PCA-6168F – процессор Celeron-466, 256 MB RAM, 512 kB 2-level Cash RAM, VGA, PCI+ISA bus, PS/2, LPT, COM1, COM2 (RS-232), PCI EIDE, FDD, Ethernet;

два HDD 8,4 GB;

плата интерфейса RS-485 – PCL-745S.

Кроме того, в состав пульта управления входят:

19-дюймовый монитор, клавиатура и манипулятор “мышь”;

блок бесперебойного питания Smart-UPS мощностью 700 В·А.

В качестве основного компонента контроллеров используется микроконтроллер формата Micro PC модели 6010 фирмы “Octagon Systems” (США), имеющий следующие основные характеристики:

процессор 386SX/25 МГц;

память ОЗУ 4 Мбайт;

память статического ОЗУ 128 кбайт;

память флэш – ПЗУ 1 Мбайт;

два последовательных порта;

параллельный порт;

сторожевой таймер.

В качестве приемника-передатчика дискретных сигналов и выдачи аналоговых сигналов используются универсальные платы ввода-вывода UNIO96 фирмы Fastwel, имеющие 96 каналов программируемого дискретного или аналогового ввода-вывода.

Для приема дискретных сигналов типа “сухой” контакт эта плата используется совместно с платами TBI-24/0+ на 24 дискретных входа (со встроенным источником питания датчиков типа “сухой” контакт 12 В). Данные платы обеспечивают поканальную опторазвязку до 1500 В, защита по входу 150 В. Для выдачи дискретных и аналоговых управляющих сигналов совместно с модулем UNIO96 используются платы MPB-24 с установленными на них модулями УСО дискретного вывода производства фирмы Grayhill (США).

Модули дискретного выхода серии 70G обеспечивают коммутацию напряжений постоянного тока 3 – 60 В (ток до 3,5 А) или переменного тока 24 – 280 В (ток до 3,5 А) и развязку до 2500 В. Модули аналогового выхода 73G-OI420 обеспечивают выдачу сигнала 4 – 20 мА (при сопротивлении приемника сигнала до 330 Ом), имеют точность преобразования не хуже 0,3% и развязку до 2500 В. Для приема унифицированных аналоговых сигналов используются платы AI16 (производство “Прософт-Е”) с перестраиваемым входным диапазоном 0 – 20 мА. Точность преобразования сигнала – 0,2%.

Для формирования необходимых напряжений питания контроллеров используются источники

питания фирмы Artesyn мощностью 65 и 110 Вт серии NLP.

Для обеспечения возможности оператору осуществлять просмотр технологических параметров и управления техпроцессом (в том числе при отказе оборудования верхнего уровня или потере связи с ним) в состав контроллеров введен буквенно-цифровой дисплей (две линейки по 20 знакомест) фирмы IEE и 16-клавишную клавиатуру фирмы “Octagon Systems”.

Оборудование контроллеров размещено в стальных шкафах серии PROLINE фирмы Schroff. Конструкция шкафа обеспечивает двустороннее обслуживание (для удобства монтажа и обслуживания контроллера на одной стороне монтажной панели расположено основное оборудование контроллера, а на другой – клеммы фирмы Wago для внешних подключений).

В качестве основного инструментального программного средства на верхнем уровне системы использовался пакет Genesis-32 v6.0. Для разработки программного обеспечения контроллеров использовалась система собственной разработки. Основной ее инструмент – язык создания программ для промышленных контроллеров, обеспечивающий возможность предоставления технологических алгоритмов на русском языке и имеющий встроенный компилятор. Написание и сопровождение программ легко и наглядно и не требуют привлечения профессиональных программистов для разработки и модернизации программ.

Реализация автоматизируемых функций и человекомашинного интерфейса. В химическом цехе Южноуральской ГРЭС один оператор должен в реальном времени и в круглосуточном режиме осуществлять непрерывное управление технологическим процессом с достаточно большим числом датчиков и исполнительных механизмов. При этом его возможные ошибочные или несвоевременные действия могут повлечь за собой нежелательные последствия (по меньшей мере – ухудшение качества или уменьшение количества выпускаемой продукции).

Поэтому автоматизация процесса предварительной очистки воды решает две основные задачи:

определение и реализацию максимально возможного перечня функций, выполняемых в автоматическом режиме;

реализацию развитого человекомашинного интерфейса.

В системе управления процессом водоподготовки на Южноуральской ГРЭС, кроме обычных функций блокировок, защит и управления отдельными механизмами, были реализованы функции автоматического управления и контроля работы группы механизмов, работающих совместно.

В части автоматического регулирования отдельных параметров и управления технологически-

ми операциями АСУ выполняет следующие функции:

производит поддержание заданных оператором уставок расходов воды на осветлители;

управляет расходом непрерывной продувки осветлителей в зависимости от расхода сырой воды на осветлитель и уровня шлама в нем;

управляет производительностью насосов-дозаторов извести и коагулянта по информации расхода сырой воды на осветлители, pH в зоне рециркуляции активного шлама и концентрации реагентов;

управляет производительностью насосов-дозаторов кислоты по информации расхода воды и ее pH;

производит автоматическое поддержание заданных оператором уставок расходов или давления воды, поступающей в различные узлы предочистки или потребителям, уровней воды или реагентов в различных емкостях;

осуществляет автоматическую отмытку механических фильтров по команде оператора, по времени работы фильтра в режиме фильтрации, по значению мутности воды на выходе фильтра.

Основными задачами человекомашинного интерфейса в рассматриваемой АСУ ТП являются:

предоставление оператору исчерпывающей текущей информации о ходе техпроцесса и состоянии оборудования;

предоставление оператору широких возможностей по управлению технологическим процессом.

После включения системы на дисплей компьютера автоматически выводится экран с основной мнемосхемой, на которой представлена основная информация обо всем оборудовании объекта автоматизации и главные технологические параметры.

В процессе работы оператор может вызвать на экран мнемосхемы отдельных узлов объекта (например, по осветителю, по тракту подготовки извести др.), с которых имеется возможность управления технологическим процессом.

Для иллюстрации полноты информации, предоставляемой оператору, приведем в качестве примера отображение состояния электрифицированной задвижки:

задвижка закрыта (синий цвет изображения);

задвижка открыта (зеленый цвет изображения);

задвижка находится в промежуточном положении (голубой цвет изображения);

одновременное замыкание обоих концевых выключателей (красный цвет изображения);

задвижка не готова к управлению от ПТК по технологическим причинам (желтая окантовка изображения);

задвижка открывается (стрелка вверх возле изображения задвижки);

задвижка закрывается (стрелка вниз возле изображения задвижки);

задвижка неисправна – не открылась/не закрылась за контрольное время (красная окантовка изображения).

Для оборудования, участящего в регулировании параметров, на экран пульта оператора выводится дополнительная аналоговая информация (степень открытия регулирующих клапанов, производительность насосов-дозаторов и др.).

Управление исполнительными механизмами с пульта управления осуществляется с помощью всплывающих окон с командами (“включить/выключить”, “открыть/закрыть/остановить”, “перевести в резерв/в ремонт”, “задать необходимый режим регулирования” и др.).

Для регуляторов необходим ввод режима регулирования и соответствующих команд или цифровых значений:

если регулятор находится на режиме ручного управления, степень открытия клапана задается оператором с пульта управления путем непосредственной выдачи команды на его открытие/закрытие;

если регулятор находится на дистанционном управлении, степень открытия клапана задается оператором с пульта управления в виде числа (в процентах) и не зависит от значения регулируемого параметра; при этом открытие (закрытие) клапана до заданного значения осуществляется автоматически;

если регулятор находится в автоматическом режиме, оператором с пульта управления в виде числа задается требуемое значение регулируемого параметра; при этом открытие (закрытие) клапана для достижения заданного значения параметра и последующая его стабилизация осуществляются автоматически.

Все управляющие команды задаются оператором с помощью манипулятора “мышь” или клавиатуры пульта управления. Для предотвращения ошибочных действий оператора по управлению оборудованием в дистанционном режиме производится автоматическая блокировка соответствующих виртуальных кнопок с выдачей оператору информации о причине запрета этого действия. Так, например, команда оператора на включение насоса блокируется при:

отсутствии достоверной информации о состоянии насоса или после аварийного отключения насоса до снятия аварийных признаков оператором;

отсутствии готовности насоса;

малом давлении на всасе насоса;

открытой задвижки на напоре насоса;

отсутствии готовности задвижки на напоре;

малого или высокого уровня в соответствующей емкости.

При появлении нештатных событий в техпроцессе или оборудовании системы осуществляется автоматическая выдача на экран пульта управле-

ния аварийных или предупредительных сообщений.

При появлении аварийного события осуществляется выдача звуковой сигнализации, а текст сообщения в журнале событий мигает.

Система имеет возможность настройки параметров регуляторов с пульта управления. Кроме того, реализованы обычные функции человекомашинного интерфейса:

циклическая архивация всех входных и выходных параметров (с циклом примерно 1 с), а также всех событий (по мере их возникновения) с последующим их просмотром в графическом и табличном виде, а также с выводом на печать;

обеспечение ограничения доступа (уровня допуска) пользователя к отдельным технологическим операциям (например, изменение параметров регуляторов);

реализация функции "Помощь", предназначеннной для облегчения обучения оператора приемам управления техпроцессом и работе с системой. Эта функция реализована в виде всплывающих экранов с соответствующими частями руководства по эксплуатации (например, "Отображение состояния насосов-дозаторов", "Управление регулятором непрерывной продувки" и др.).

Достигнутые при создании системы простота и удобство человекомашинного интерфейса предопределили быстрое обучение эксплуатационного персонала (как правило, не имеющего большого опыта работы не только с оборудованием промышленной автоматизации, но и с ПЭВМ вообще) приемам управления техпроцессом с помощью АСУ ТП. Обучение персонала проводилось практически параллельно с проведением пусконаладочных работ. По окончании этих работ (через две недели) все операторы эксплуатировали систему вполне уверенно.

Выводы

1. Автоматизированная система управления процессом водоподготовки на Южноуральской ГРЭС функционирует в непрерывном режиме с июня 2000 г. Каких-либо отказов оборудования системы за все время после окончания пусконаладочных работ не фиксировалось. Претензий по ре-

ализации технологических алгоритмов и организации человекомашинного интерфейса у эксплуатационного и обслуживающего персонала также не возникало (за исключением, пожалуй, просьб о расширении объема управляемого оборудования, но этот вопрос, к сожалению, носит чисто финансовый характер). Показатели работы осветлителей ОРАШ полностью удовлетворяют установленным требованиям.

2. При разработке и внедрении этой системы использовались следующие принципы:

применение отработанных технических решений, проверенных аппаратных и программных средств, что обеспечивает длительную и безотказную работу внедренных систем;

всестороннее тестирование аппаратных средств и глубокая отработка программно-алгоритмической части систем на стендах разработчика, что предельно сокращает продолжительность пусконаладочных работ на объекте;

гибкий механизм взаимодействия с заказчиком при определении объемов и этапности ввода системы (от внедрения систем "Под ключ", начиная с разработки технического проекта и заканчивая вводом системы в промышленную эксплуатацию, как это было в данном случае, и до выполнения отдельных работ по поставке оборудования и программного обеспечения);

обучение обслуживающего и технологического персонала основным принципам работы с системой и постоянная техническая поддержка в процессе ее эксплуатации.

3. В процессе внедрения проекта были решены следующие задачи: обеспечение глубокой степени очистки обрабатываемой воды от коллоидных и органических веществ;

экономия химических реагентов, применяемых для обработки воды;

выполнение сложных программ автоматического управления;

улучшение условий труда персонала химцеха.

В заключение авторы хотят выразить искреннюю благодарность сотрудникам Южноуральской ГРЭС и служб Челябинерго, принявших активное и высокопрофессиональное участие в разработке системы и проведении пусконаладочных работ.

Параметры кислотного раствора в барабанном котле при очистке по методу “травления”

Василенко Г. В., доктор техн. наук, **Рывкин Г. Е.**, **Масликов И. В.**, инженеры, **Сутоцкий Г. П.**, канд.техн. наук, **Семенов А. С.**, инж.

Инженерно-аналитический центр АО Ленэнерго

При проведении эксплуатационной химической очистки барабанного котла высокого давления по методу “травления” раствором серной кислоты обнаружилась существенная неравномерность удаления отложений по высоте топочных экранов.

На образцах экранных труб одного из котлов, вырезанных с отметки 6,0 м, было удалено до 90% исходного количества отложений, а на образцах труб с отметки 13,5 м, имевших аналогичную удельную загрязненность, удалено всего 65% отложений.

Причина данного явления, несомненно, связана с различием технологических параметров промывочного раствора (температура, концентрация кислоты и др.) по высоте экранных труб. Для установления этих различий был использован следующий прием. При дренировании отработанного кислотного раствора осуществляется систематический равномерный отбор проб непосредственно за котлом, что позволяет по мере снижения уровня раствора в топочных экранах последовательно осуществлять определение параметров раствора по высоте экранов.

Наличие кислотного раствора в опускных трубах несущественно влияет на уровень концентрации ингредиентов в растворе и не влияет на закономерность их распределения по высоте экранов.

Для анализа полученных результатов важно правильное их соотнесение с высотой исходного положения соответствующих уровней, для чего необходимо учитывать изменение скорости дренирования раствора, особенно в его начальный период.

Для оценки исходной высоты нахождения в котле пробы промывочного раствора, отбираемой при дренировании, можно использовать известную задачу [1] об определении скорости истечения жидкости из отверстия в боковой стенке резервуара при стационарном течении (рис. 1), которая находится в результате совместного решения уравнения Бернулли и уравнения неразрывности потока жидкости

$$H_{\text{отб}}(t) = H_{\text{исх}} \left[1 - \left(1 - \frac{t}{t_k} \right)^2 \right],$$

где $H_{\text{исх}}$ – исходная высота до уровня вестовых труб, м; t – текущее время от начала слива (момент

отбора пробы), мин; t_k – полная продолжительность дренирования котла, мин.

Изложенный способ оценки первоначальной высоты промывочного раствора использован при поведении очистки заднего экрана барабанного котла ПК-10 раствором серной кислоты по методу “травления”. Вестовая трубка была установлена на высоте 23 м. Очистка выполнялась в декабре, в период минимальных значений температуры в помещении машзала. Для подогрева раствора в нижние коллекторы экрана периодически подавался низкопотенциальный пар. Продолжительность дренирования отработавшего кислотного раствора из котла составила 2,5 ч. Полученные результаты показаны на рис. 2.

Кинетика растворения отложений в решающей степени зависит от температуры промывочного раствора. Как видно из рис. 2, при завершении кислотной очистки в нижней части экрана температура раствора достигала 65°C, в то время как в верхней части составляла 26°C, что существенно ниже рекомендуемых [2, 3] значений. Это обязательство, по-видимому, и определяет прежде всего различную интенсивность растворения отложений в верхней и нижней частях котла.

При заполнении котла исходным промывочным раствором нам известна концентрация кисло-

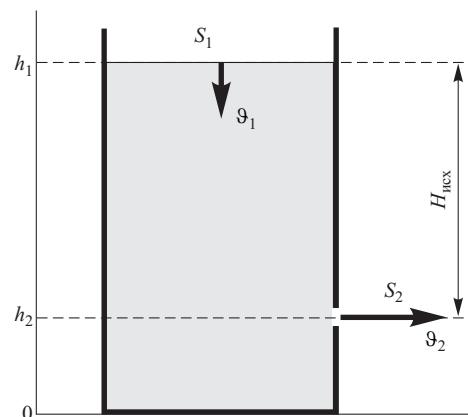


Рис. 1. Модель расчета уровня промывочного кислотного раствора в котле:

S_1 – площадь сечения трубной системы топочных экранов на высоте h_1 от условно выбранного уровня отсчета; S_2 – площадь сечения дренажного отверстия на высоте h_2 от условно выбранного уровня отсчета; θ_1 – скорость снижения уровня раствора; θ_2 – скорость истечения раствора из отверстия; $H_{\text{исх}}$ – высота от дренажного отверстия до вестовой трубы

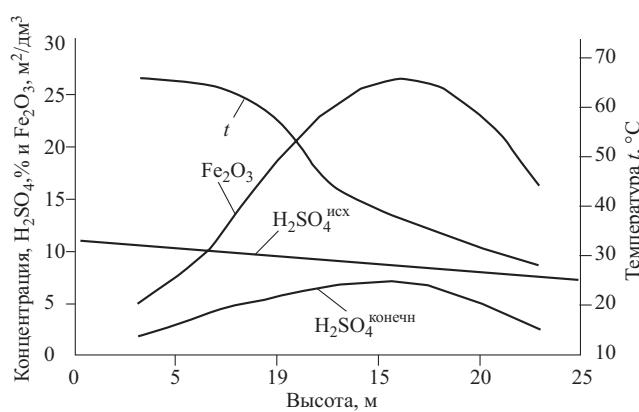


Рис. 2. Технологические параметры промывочного кислотного раствора по высоте топочных экранов

ты в верхней части котла (отбор из вестовой трубы) и в нижней части (равна исходной концентрации раствора, контролируемой на входе в котел). Таким образом, распределение концентрации кислоты по высоте топочных экранов в исходный момент после заполнения котла достаточно надежно характеризуется пунктирной кривой. В конце периода очистки в нижней части экрана концентрация кислоты оказывается минимальной, что в существенной степени определяется разбавлением раствора при конденсации греющего пара. Из

рис. 2 следует, что эффект подогрева промывочного раствора и конденсация пара завершаются примерно на половине высоты котла (нижней).

Результатом изложенных процессов является и характер зависимости концентрации соединений железа в промывочном растворе, имеющей максимум примерно в средней части топочных экранов.

Выводы

1. Кислотную очистку барабанных котлов по методу "травления" нежелательно проводить в период минимальных температур в помещении машзала.

2. Необходимо использовать технологии обеспечения требуемой температуры промывочного раствора в топочных экранах, исключающие разбавление раствора за счет конденсации греющего пара.

Список литературы

1. Яворский Б. М., Селезнев Ю. А. Справочное руководство по физике. М.: Наука, 1989.
2. МУ 34-70-113-85. Методические указания по предпусковой химической очистке теплоэнергетического оборудования. М.: Союзтехэнерго, 1986.
3. РД 34.37.402-96. Типовая инструкция по эксплуатационным химическим очисткам водогрейных котлов. М.: ОРГРЭС, 1997.

Исследование набивки в форме колец Поля для очистки пара энергетических испарителей¹

Юрчевский Е. Б., канд.техн. наук

ВНИИАМ

Термический способ водоподготовки ТЭС на базе использования энергетических испарителей занимает пока сравнительно скромное место в общем балансе выработки обессоленной воды на ТЭС. Однако он незаменим при повышенном солесодержании исходной воды или при загрязненности исходной воды органическими соединениями.

Ужесточение требований к экологическим характеристикам водоподготовительных установок увеличивает внимание к термическим методам водоподготовки, позволяющим уменьшить расход химических реагентов и утилизировать значительно большую часть сточных вод, чем другие методы. В частности, разработаны и апробированы технологии утилизации продувочных вод испарителей в цикле регенерации, успешно ведутся натурные исследования переработки сточных вод ТЭС с использованием продувки испарителей, от-

рабатывается технология многократного использования регенерационных растворов [1]. Выполненные исследования положены в основу проектов реконструкции многих водоподготовительных установок ТЭС.

Одним из важнейших показателей, характеризующих работу испарителей, является качество вторичного пара.

Источник солевых загрязнений вторичного пара – концентрат, из которого образуется пар. Переходя из концентрата в паровое пространство, пузырьки пара неизбежно увлекают за собой некоторое количество концентрата. Концентрат присутствует в паре в виде капель различной степени дисперсности, которые образуются как вследствие затраты части кинетической энергии всплывающих в концентраторе пузырей, так и вследствие освобождения части поверхностной энергии при разрыве оболочек паровых пузырей.

Крупные капли подпрыгивают над зеркалом испарения на некоторую высоту и возвращаются

¹ Автор благодарит В. А. Берсенева и Е. К. Голубева за оказанную помощь в подготовке статьи.

обратно. Если же вес капли уравновешивается силами трения, высота подъема капли может быть неограниченно большой. Унос капель влаги насыщенным паром называется капельным либо механическим уносом.

Энергетические испарители работают при давлениях до 1,6 МПа, когда растворимость солей в паре пренебрежимо мала, поэтому загрязнение вторичного пара солями определяется исключительно капельным уносом. Очистка пара от капель концентратра осуществляется в паровом объеме с использованием сил гравитации, промывкой пара на дырчатых листах и инерционным методом в жалюзийном сепараторе.

В качестве первой ступени промывки пара применялась также набивка из колец Рашига, на которую для орошения подавалась питательная вода.

В литературе [2] набивка из колец Рашига ($d = 25/22$ мм, $h = 30$ мм) толщиной 300 мм орошалась питательной водой, подаваемой через водораздающее устройство, а во второй ступени промывки использовался паропромывочный лист, на который подавался конденсат в количестве 3 – 5% производительности испарителя. Результаты испытаний показали, что испытуемая конструкция обеспечивает качество дистиллята по содержанию ионов Na^+ на уровне 9 мкг/кг, а SiO_2^- на уровне 11 – 12 мкг/кг независимо от солесодержания концентрата.

На Приднепровской ГРЭС были проведены сравнительные испытания испарителя с двумя дырчатыми листами и жалюзийным сепаратором и испарителя с орошающей набивкой, дырчатым листом и жалюзийным сепаратором [3]. Орошающая набивка имела высоту 300 мм, причем нижняя орошающая часть ее служила для промывки пара, а верхняя выполняла функции сепаратора влаги, унесенной паром. Испытания показали эффективность использования орошающей набивки, которая обеспечила в равных условиях дистиллят более высокого качества.

Так, в диапазоне производительности испарителей от 15 до 24 т/ч (диаметр испарителей 3 м) для испарителя с орошающей набивкой концентрация иона Na^+ в дистилляте находилась в пределах от 4 до 6,5 мкг/кг. При такой же производительности испаритель с нижним паропромывочным листом обеспечивал концентрацию иона Na^+ в дистилляте в интервале от 11 до 20 мкг/кг. На основании полученного опыта орошающая набивка рекомендовалась для испарителей, работающих на исходных водах с солесодержанием выше 1500 – 2000 мг/л. В дальнейшем испарители с орошающей набивкой не получили широкого применения и их свойства при работе в динамических условиях не определялись.

В настоящее время серийные испарители комплектуются двумя паропромывочными листами

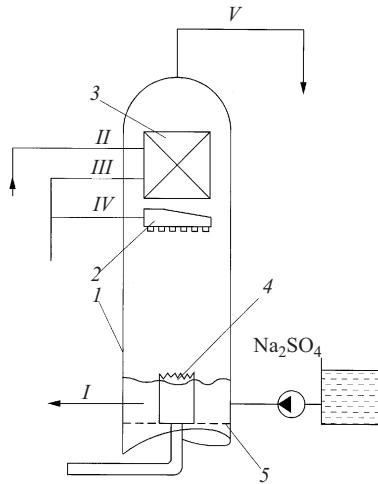


Рис. 1. Схема модели испарителя:

1 – корпус; 2 – парозаборное устройство; 3 – секция набивки;
4 – переливная труба; 5 – погружной дырчатый лист

для промывки пара и в сочетании с гравитационными и инерционными методами очистки обеспечивают при работе в стабильном режиме качество вторичного пара по Na^+ на уровне 10 – 12 мкг/кг, что соответствует нормативным требованиям [4]. Однако при изменении давления пара вследствие изменения нагрузки турбоагрегата, при остановке и пуске испарителя качество вторичного пара может ухудшаться, что нередко приводит к необходимости отключения испарителей.

Многочисленными исследованиями показано, что для получения вторичного пара высокого качества максимальный физический уровень концентрата должен быть на расстоянии не менее 1000 мм от нижнего паропромывочного листа. При уменьшении высоты парового объема до 500 мм и ниже наблюдается резкое ухудшение качества вторичного пара [3]. Поэтому имеется необходимость в изыскании и исследовании технических решений, позволяющих повысить надежность работы энергетических испарителей.

Во ВНИИАМ были поставлены специальные исследования на стеновой модели испарителя, изображенной на рис. 1. Модель состояла из цилиндрического корпуса диаметром 630 мм и высотой 10 000 мм, внутри которого на лапах была подвешена греющая секция диаметром 500 мм и высотой 300 мм. Греющая секция образована обечайкой с двумя вваренными трубными досками толщиной 60 мм, в которых развалцованны и обварены 95 трубок диаметром 32/28 мм, образующие греющую поверхность.

На расстоянии 50 мм от нижней кромки секции набивки было установлено парозаборное устройство для определения влажности пара на входе в набивку. Выше греющей секции на расстоянии 900 мм была смонтирована секция орошающей на-

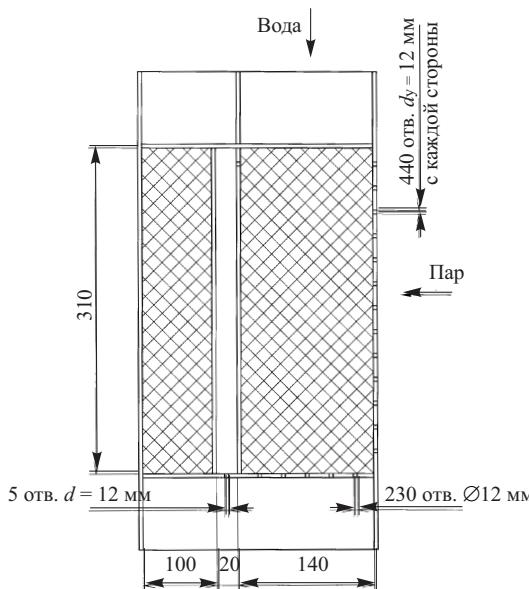


Рис. 2. Секция орошающей набивки

бивки, схематичное изображение которой показано на рис. 2.

Секция представляет собой двухзонную коробку, в которой пар подается в горизонтальном направлении через 440 отверстий $d_y = 12$ мм с каждой стороны коробки. В первую по ходу движения падающую зону сверху подается вода на орошение, которая отводится через нижнее дно, перфорированное 230 отверстиями $d = 12$ мм. Вторая по ходу движения падающую зону предназначена для осушки пара.

В качестве орошающей набивки использовалась модификация колец Рашига – латунные кольца Поля диаметром и длиной 20 мм с толщиной стенки 0,5; 1,0 и 1,5 мм в доле 86, 10 и 4% соответственно. Приблизительная характеристика такой набивки: удельная поверхность $F_a = 280 \text{ м}^2/\text{м}^3$, свободное сечение $F_c = 0,92 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Модель испарителя была оборудована погружным дырчатым листом. Питательная вода направлялась в нижнюю часть модели, ниже греющей секции. Греющий пар давлением 2,8 МПа и $t = 320^\circ\text{C}$ подавался в межтрубное пространство. Параметры вторичного пара были $P = 1,0 \text{ МПа}$, $t = 180^\circ\text{C}$.

При исследовании работы набивки солесодержание концентратра изменялось путем подачи в питательную воду раствора сернокислого натрия с помощью насоса-дозатора.

В процессе опытов пробы отбирались в соответствии с рис. 1 в следующих точках: I – концентрат; II – вода на орошение набивки; III – сепаратор из сосуда гидрозатвора набивки; IV – вторичный пар до набивки; V – дистиллят.

Для отбора проб вторичного пара использовали пароотборный зонд, смонтированный в пароотводящей трубе $d_y = 108/99$. Количество пара, отби-

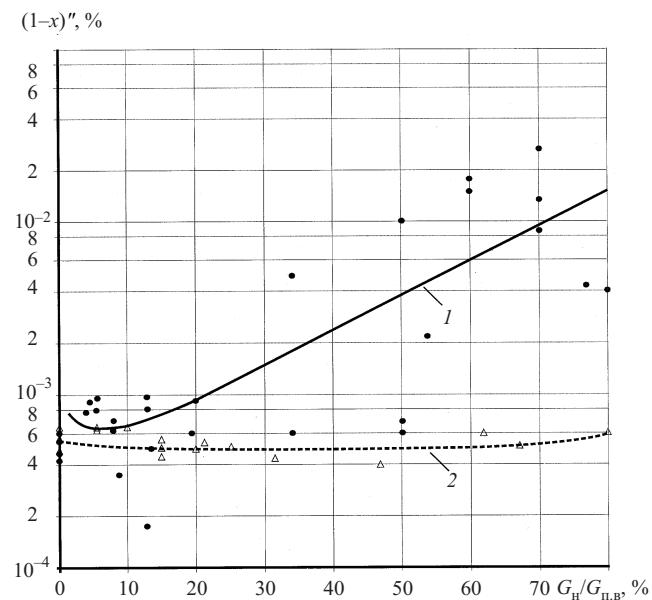


Рис. 3. График зависимости влажности вторичного пара от расхода промывочной воды:

I – скорость набегания 3,6 м/с; 2 – то же 2,4 м/с

раемого в пароотборном зонде, составляло 1,28% расхода вторичного пара.

В процессе исследований контролировались: давление вторичного пара, расход вторичного пара, расход питательной воды, давление греющего пара, физический уровень пароводяной смеси в корпусе модели, солесодержание вторичного пара, концентратра.

Качество пара определялось как отношение концентрации катионов Na^+ в паре и в концентратре, т.е. определялся коэффициент выноса, который для данных параметров может быть приравнен к влажности пара. Содержание катионов в пробах конденсата пара и в воде определялось с помощью пламяфотометра ПАЖ-1 с погрешностью около 3 мкг/кг. Средняя квадратичная погрешность измерения расходов примерно 2,3%, измерения температуры – около 1,33% при абсолютной погрешности 5°C.

В процессе работы последовательно выполнялись следующие исследования:

определение оптимального расхода воды, подаваемой на орошение набивки;

исследование влажности вторичного пара в зависимости от скоростей набегания пара на набивку;

изучение эффективности работы набивки в условиях высокой влажности набегающего пара.

Для определения оптимального расхода воды, подаваемой на орошение набивки, были выполнены эксперименты для паропроизводительности модели испарителя $G_{п.в.} = 2,0$ и $3,0 \text{ т}/\text{ч}$, что соответствовало скорости набегания пара на набивку 2,37 и 3,60 м/с при различных расходах воды, подавае-

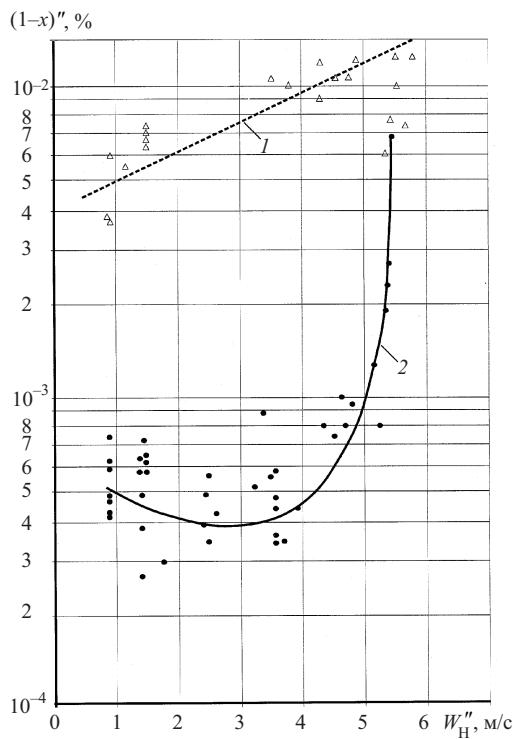


Рис. 4. График зависимости влажности пара от скорости движения пара в набивке:

1 — до набивки; 2 — после набивки

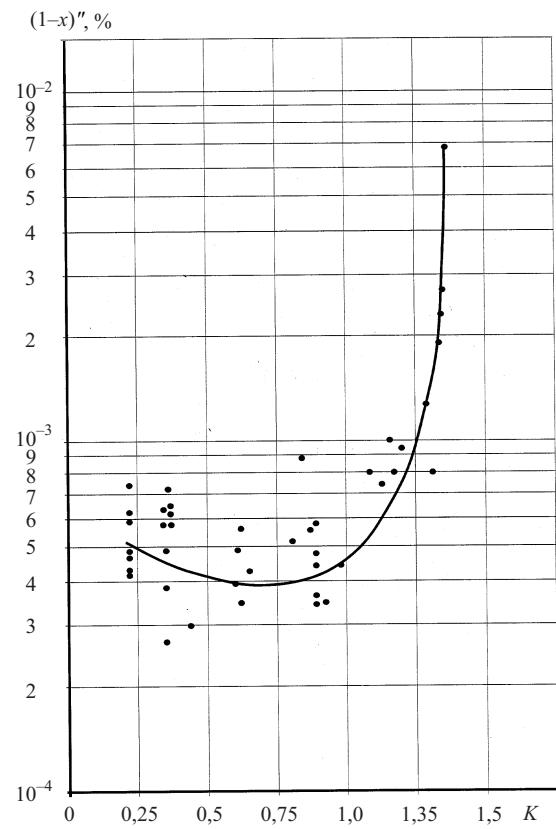


Рис. 5. График зависимости влажности после набивки от безразмерного комплекса Кутателадзе K

мой на орошение. Во всех опытах высота парового объема превышала 1 м.

По полученным в результате опытов измерениям с использованием приведенных далее зависимостей выполнялись расчеты параметров, характеризующих работу модели.

Влажность пара

$$(1-x)'' = \frac{C_{\text{п}}}{C_{\text{к}}} \cdot 100\%,$$

где $C_{\text{п}}$ — солесодержание пара, мг/кг; $C_{\text{к}}$ — солесодержание концентрата, мг/кг.

Приведенная скорость пара в корпусе модели (метр в секунду)

$$W'' = \frac{G_{\text{п.в}}}{3600 \cdot 0,785 D_{\text{вн}}^2 \rho''},$$

где $G_{\text{п.в}}$ — расход вторичного пара, кг/ч; $D_{\text{вн}} = 0,614$ — внутренний диаметр модели, м; ρ'' — плотность вторичного пара, кг/м³.

Скорость набегания вторичного пара на набивку

$$W'' = \frac{G_{\text{п.в}}}{3600 F \rho''},$$

где $F = 0,118 \text{ м}^2$ — расчетная площадь набегания (по осиам крайних отверстий).

Скорость движения пара в набивке

$$W''_h = \frac{W''}{F_c}.$$

В ряде опытов для увеличения W''_h часть F_c уменьшалась.

Графическая интерпретация обработанных указанным образом результатов испытаний представлена на рис. 3 и 4. На рис. 3 расположение точек, отображающих зависимость влажности вторичного пара от расхода промывочной воды G_h при скорости набегания пара 2,4 м/с, показывает, что в этих условиях отношение $G_h/G_{\text{п.в}}$ во всем диапазоне от 0 до 100% не оказывает существенного влияния на влажность вторичного пара. При скорости набегания 3,6 м/с подача на орошение более 20–25% воды приводит к резкому увеличению влажности вторичного пара. Результаты обработки экспериментов позволяют сделать предварительный вывод о том, что кольца Поля являются эффективным сепаратором влаги.

Приведенная на рис. 4 кривая, характеризующая зависимость влажности пара после набивки от скорости пара, по своей форме соответствует аналогичным кривым для жалюзийных сепараторов [5]. Нисходящий отрезок кривой обусловлен возрастанием инерционных сил, действующих на капли концентрата. Минимальные значения влажности вторичного пара после набивки $(1-x)'' \approx$

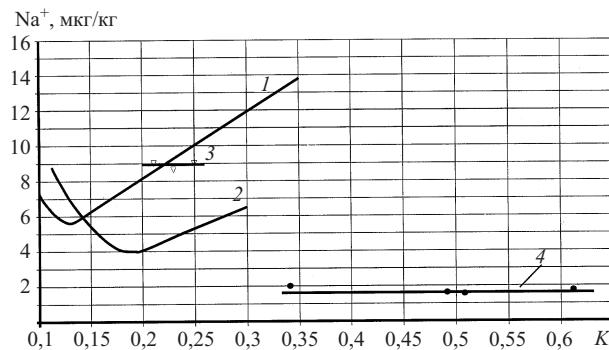


Рис. 6. График зависимости содержания Na^+ во вторичном паре от безразмерного комплекса Кутателадзе K :

1 – модель испарителя диаметром 400 мм [10]; 2 – испаритель И-250-2 диаметром 3000 мм с двумя паропромывочными листами и жалюзийным сепаратором [10]; 3 – испаритель типа ИВМ-225 с набивкой из колец Рашига, паропромывочным листом и жалюзийным сепаратором [3]; 4 – модель испарителя диаметром 630 мм с набивкой из колец Поля (влияние паропромывочного листа и жалюзийного сепаратора определены расчетом)

$\approx 4 \cdot 10^{-4}$ характеризуют количество присутствующей в паре мелкодисперсной влаги, транзитом проходящей набивку.

Возрастание влажности пара за точкой перегиба обусловлено срывом пленки с поверхности колец Поля и означает превышение критической скорости пара. Наконец, расслоение полученных значений $(1-x)''$ может быть объяснено статистическим характером процесса и различной дисперсностью капель. Механизм сепарации в подобной набивке может быть описан по аналогии с процессами в химической технологии. Вследствие хаотичности укладки набивки поток вторичного пара в ней многократно меняет направление движения.

При небольших скоростях потока пара отсепарированная жидкость накапливается в точках соприкосновения элементов набивки, на нижних поверхностях элементов до образования капель. Капли, достигнув определенного размера, соприкасаются с нижележащими элементами набивки, перетекают на них или отрываются и падают. При этом пар не вызывает видимого изменения в характере стекания жидкости.

При увеличении скорости пара капельное стекание жидкости заменяется струйно-пленочным. Пленка жидкости смачивает отдельные элементы набивки, причем значительная доля поверхности остается несмоченной. Контакт между жидкой и твердой фазами происходит на отдельных элементах набивки при отсутствии заметной турбулизации потоков на поверхности пленок жидкости.

Дальнейшее увеличение скорости пара приводит к тому, что все большая поверхность набивки покрывается пленкой жидкости. При этом наблюдается взаимодействие потоков. Пленка начинает разрываться, заметны ее пульсация и завихренность,

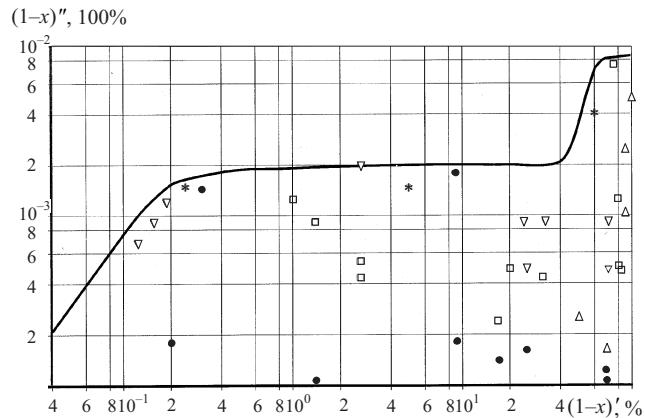


Рис. 7. График зависимости влажности пара за набивкой от влажности пара перед набивкой:

• – $W''_0 = 0,56 \text{ м/с}, W''_h = 1,4 \text{ м/с}; \Delta – W''_0 = 0,59 \text{ м/с}, W''_h = 1,44 \text{ м/с}; \square – W''_0 = 0,745 \text{ м/с}, W''_h = 1,86 \text{ м/с}; \nabla – W''_0 = 0,786 \text{ м/с}, W''_h = 1,98 \text{ м/с}; * – W''_0 = 0,830 \text{ м/с}, W''_h = 2,14 \text{ м/с}$

значительная доля поверхности набивки становится поверхностью контакта между фазами [6].

Из приведенного описания следует принципиальное сходство процессов сепарации влаги в набивке с аналогичными процессами в жалюзийных сепараторах. Следовательно, схожими должны быть и зависимости, описывающие процессы сепарации в набивке и в жалюзийных сепараторах.

Как следует из рис. 4, критическая скорость движения пара в набивке примерно 3 м/с. Определенная критическая скорость близка к значениям, полученным при исследованиях вертикальных жалюзийных сепараторов. Например, по рекомендациям Ю. В. Козлова [7]

$$W_{kp} = 2,2 \left[\frac{\sigma(\rho' - \rho'')}{\rho''^2} \right]^{0,27} \left(\frac{x}{1-x} \right)^{0,1}, \quad (1)$$

при давлении $P = 1,02 \text{ МПа}$ $W_{kp} \approx 4 \text{ м/с}$.

В руководящих технических материалах по проектированию сепараторов-перегревателей [8] критическая скорость по срыву пленки определяется по зависимости

$$W_{kp} = K_{kp} \left[\frac{g\sigma(\rho' - \rho'')}{\rho''^2} \right]^{0,25}. \quad (2)$$

При влажности пара сепаратора $(1-x) \approx 1\%$ коэффициент $K_{kp} = 2,2$, а $W_{kp} = 4 \text{ м/с}$. Эту скорость рекомендуется считать максимальной, а средняя рассчитывается с учетом коэффициента распределения скоростей во входном коллекторе, который в зависимости от конструкции находится в пределах 1,5 – 2,2.

Чтобы получить универсальную зависимость для определения критической скорости с учетом параметров эксперимента, обратимся к теории сепарации.

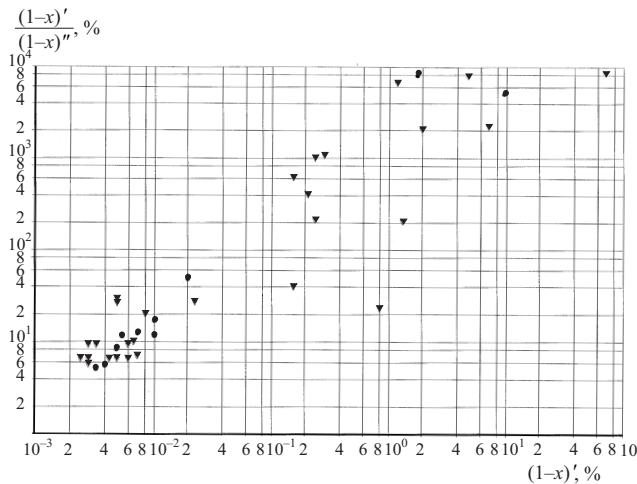


Рис. 8. Эффективность набивки в зависимости от влажности пара на входе:

• – $W''_h = 0,93 \text{ м/с}$; ▼ – $W''_h = 1,4 \text{ м/с}$

В теории сепарации применительно к жалюзийным сепараторам выражение для критической скорости пара получено на основе рассмотрения уравнения равновесия сил, действующих на каплю [5].

$$W_{kp} = B \sqrt{\frac{g^2 \sigma (\rho' - \rho'')}{\rho''^2}}, \quad (3)$$

где B – постоянная для конкретного сепарационного устройства, определяемая экспериментально.

Формула (3) характеризует соотношение сил инерции, гравитации и поверхностного натяжения в потоке и является критерием Фруда для двухфазной среды, где роль линейного размера играет постоянная для конкретных условий

$$\sqrt{\frac{\sigma}{\rho' - \rho''}}.$$

Значение величины B может быть получено обработкой экспериментальных данных в безразмерных координатах с использованием критерия Кутателадзе

$$(1-x)'' = f \left[\frac{W'' \sqrt{\rho''}}{\sqrt[4]{g^2 \sigma (\rho' - \rho'')}} \right],$$

как это выполнено на рис. 5. На основании этого рисунка может быть принято среднее значение коэффициента $B = 0,7 \div 0,8$. Тогда формула (3) для набивки в форме колец Поля примет вид

$$W_{kp} = 0,7 \div 0,8 \sqrt{\frac{g^2 \sigma (\rho' - \rho'')}{\rho''^2}}. \quad (4)$$

По формуле (4) могут определяться значения критической скорости в набивке из колец Поля, соответствующие минимальной влажности пара за набивкой, так как при меньших скоростях силы инерции, действующие на каплю, уменьшаются, а при больших скоростях происходят срывы влаги с поверхности набивки и вторичное увлажнение пара.

Для жалюзийных сепараторов, применяемых в котельной технике, при горизонтальном либо слабонаклонном их расположении значение коэффициента $B = 0,3 \div 0,4$. Вертикальные сепараторы допускают скорости пара в 4 – 5 раз больше, чем горизонтальные [8]. Соответственно для них $B \approx 1,2 \div 2$. Следовательно, коэффициент $B = 0,7 \div 0,8$ для набивки занимает промежуточное положение между его значениями для горизонтальных и вертикальных жалюзи, что представляет естественным, учитывая хаотическое расположение колец.

Для получения объективных результатов сопоставления эффективности применения паропромывочных листов и набивки из колец Поля при работе в стабильном режиме будем использовать безразмерное число Кутателадзе

$$K = \frac{W_0'' \sqrt{\rho''}}{[g^2 \sigma (\rho' - \rho'')]^{1/4}}.$$

В результате проведенных во ВНИИАМ исследований устройств двухступенчатой промывки пара при различных давлениях и при солесодержании концентратра от 40 до 80 г/кг на модели испарителя и в натурных условиях Новочеркасской ГРЭС получены зависимости содержания иона Na^+ от числа K , представленные на рис. 6. На этом же графике (линия 4) нанесены точки, характеризующие концентрацию в дистилляте испытанной модели испарителя, полученные как средняя арифметическая концентрация натрия во вторичном паре по результатам опытов для $W_0'' = 0,37 \text{ м/с}$, для $W_0'' = 0,56 \text{ м/с}$, для $W_0'' = 0,53 \text{ м/с}$, для $W_0'' = 0,68 \text{ м/с}$. Полученное среднее арифметическое умножено на коэффициент 0,1 с учетом ожидаемой эффективности второй ступени очистки пара 90% [9]. Как видно из рис. 6 и подтверждено сравнительными испытаниями [3, 10], при работе в стабильном режиме эффективность испарителей с паропромывочными листами и с набивкой близка.

Вторая серия экспериментов предусматривала изучение влияния высоты парового объема на влажность вторичного пара после набивки. Опыты проводились в докризисной по скорости в набивке области со скоростями, меньшими или равными 70% W_{kp} . Как уже отмечалось, в переменных режимах работы турбоустановки не всегда удается обеспечить минимальную высоту парового объема

на уровне 1000 мм, что приводит к забросу концентрата на паропромывочное устройство и режиму ухудшенного качества вторичного пара.

По этой причине исключительное значение имеет эффективность работы набивки при минимальных высотах парового объема. Исследованию этой проблемы были посвящены эксперименты, результаты которых приведены на [рис. 7](#) и [8](#). В опытах замерялись концентрации натрия в паре перед набивкой и за ней. Для расчета высоты парового объема использовалась зависимость МЭИ, которая для высоты парового объема до 0,8 м и в интервале давлений 0,12 – 18,2 МПа дает хорошую сходимость с результатами измерений [8].

$$(1-x) = 6,1 \cdot 10^9 \frac{\text{Fr}^{1,38}}{\text{Ar}^{1,1}} \left[\sqrt{\frac{\sigma}{g(\rho' - \rho'')}} / H \right]^{0,92}. \quad (5)$$

В приведенных уравнениях значения критериев Фруда и Архимеда могут быть определены следующим образом:

$$\text{Fr} = W_0''^2 / gH;$$

$$\text{Ar} = \left\{ g \left[\frac{\sigma}{g(\rho' - \rho'')} \right]^3 : v^2 \right\} \frac{\rho' - \rho''}{\rho''},$$

где $(\rho' - \rho'')$ – плотность воды и пара при насыщении, кг/м³; σ – поверхностное натяжение, Н/м; H – высота парового объема, м; g – ускорение свободного падения, м/с²; W_0'' – приведенная скорость вторичного пара, м/с; v – кинематическая вязкость, м²/с.

Формула (5) была использована для расчетного определения значений функций $H = f(1-x)'$, W_0' по экспериментально определенным значениям $(1-x)'$ и W_0'' . Результаты расчетов для параметров воды и пара при 1,0 МПа показали, что для полученных значений $(1-x)'$ высота паровой зоны между зеркалом испарения и паропромывочным устройством при всех испытательных значениях W_0'' от 0,37 до 0,84 м/с не превышает 200 мм. Как уже отмечалось, для стандартных испарителей уменьшение высоты парового объема до 500 мм и менее приводит к резкому ухудшению качества дистиллята, вплоть до останова испарителей.

При использовании набивки, как это видно из графика [рис. 7](#), верхняя огибающая кривая при $(1-x)' \leq 40\%$ не превышает ординаты $(1-x)''$ на уровне $2 \cdot 10^{-3}\%$, а при $40\% \leq (1-x)' \leq 100\%$ приближается к ординате $10^{-2}\%$.

Приемлемое качество пара после набивки при влажности пара перед ней, приближающейся к 100%, можно объяснить тем, что при забросе концентрата на паропромывочный лист резко ухудшается качество промывочной воды, находящейся на

листе. Пар, барботируя через промывочную воду на листе, увлекает за собой капли влаги с высоким солесодержанием. При использовании набивки и направлении потока пара на сепарацию таким образом, чтобы поток пара не препятствовал свободному сливу концентрата и сепарата, концентрат не задерживается на набивке и повторно не загрязняет вторичный пар.

В соответствии с требованиями нормативных материалов [4] солесодержание концентрата испарителей не должно превышать 100 г/кг, а концентрация натрия во вторичном паре должна составлять не более 100 мкг/кг.

Солесодержание пара после набивки составит

$$C_{\text{п}} = \frac{C_{\text{k}}(1-x)''}{100} = \frac{100\,000 \cdot 2 \cdot 10^{-3}}{100} = 2 \text{ мг/кг.}$$

На [рис. 8](#) нанесены точки, характеризующие эффективность набивки в диапазоне влажности пара на входе от $10^{-3}\%$ до 100%. Из расположения точек очевидно, что в испытанном интервале скоростей заметного влияния скорости набегания на эффективность очистки пара не выявлено, что можно объяснить проведением опытов в докритической скорости набегания. Увеличение эффективности очистки с ростом влажности набегающего пара соответствует устоявшимся представлениям об эффективности сепарации пара. Минимальные полученные значения влажности пара перед набивкой соответствуют эффективности очистки 50 – 90%. Так как во второй ступени очистки также имеется гравитационная зона высотой около 1000 мм, то есть основания принять соответствующую эффективность очистки во второй гравитационной зоне и на втором листе равной 90%, а в жалюзийном сепараторе 75% [9].

Следовательно, солесодержание пара после испарителя будет $2(1 - 0,9)(1 - 0,75) = 0,05 \text{ мг/кг.}$

Долю катионов Na^+ в общем солесодержании можно принять примерно 35%.

Таким образом, при $(1-x)'' = 2 \cdot 10^{-3}$ и $C_{\text{k}} = 100\,000 \text{ мг/кг}$ концентрация Na^+ в дистилляте будет равна $0,05 \cdot 0,35 = 0,0175 \text{ мг/кг}$, или 17,5 мкг/кг.

Аналогичным образом легко показать, что при влажности пара после набивки на уровне $(1-x)'' \approx 10^{-2}\%$ содержание катионов Na^+ в дистилляте не превысит 88,0 мкг/кг, т.е. останется в допустимых пределах.

Следовательно, при минимальной высоте паровой зоны использование для очистки пара колец Поля имеет несомненные преимущества над паропромывочными листами с барботажем пара.

Выводы

На модели испарителя диаметром 630 мм и высотой 10 000 мм проведены исследования набивки из колец Поля для сепарации влаги из вторичного

пара. Исследования показали, что при влажности пара перед набивкой до 40% влажность пара за набивкой не превышает $2 \cdot 10^{-3}\%$, а при влажности пара перед набивкой в интервале от 40 до 100% влажность пара за набивкой не превышает $10^{-2}\%$.

Установлено, что орошение набивки конденсатом не оказывает решающего влияния на эффективность сепарации влаги. Определены критическая скорость пара, влияние влажности перед набивкой на эффективность ее работы.

Проведено сопоставление эффективности очистки пара на паропромывочном листе и с помощью набивки, а также на опытной модели показаны преимущества набивки в переменных режимах работы испарителя.

Список литературы

1. Седлов А. С. Экологические показатели тепловых электростанций. – ТехноЭнергетика, 1992, № 7.

2. Термическая подготовка воды с помощью испарителя / Стерман Л. С., Можаров Н. А., Фошко Л. С. и др.– Электрические станции, 1967, № 8.
3. Голубев Е. К., Цариков Ю. С. Исследование работы испарителей И-250-2 блоков 300 МВт с различными паропромывочными устройствами. – ТехноЭнергетика, 1969, № 12.
4. Испарители поверхностного типа для паротурбинных электростанций. Общие технические условия. М.: Изд-во стандартов, 1986.
5. Сорокин Ю. Л. Исследование жалюзийных сепараторов. – Энергомашстройение, 1961, № 2.
6. Аэров М. Э., Тодес О. М. Гидравлические и тепловые основы работы аппаратов со стационарным и кипящим зернистым слоем. Л.: Химия, 1968.
7. Козлов Ю. В. Осушители пара и их использование в различных аппаратах на АЭС. – Труды ВТИ, 1974, № 2.
8. РТМ 108.020.107-84. Сепараторы пароперегреватели турбин АЭС. Расчет и проектирование.
9. Кутепов А. М., Стерман Л. С., Стошин Н. Г. Гидродинамика и теплообмен при парообразовании. М.: Высшая школа, 1977.
10. Повышение надежности работы испарителей блоков 300 МВт / Голубев Е. К., Глазов Е. Е., Вакуленко В. Ф., Подгорчный И. Н. – Энергомашстройение, 1980, № 5.

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)

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 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 уровнях с выдачей удостоверений Госгортехнадзора.

(095) 953-0525

кафедра «Эксплуатация электрических
станций и тепловых сетей»

осуществляет повышение квалификации руководителей, специалистов и инженеров энергетической отрасли: тепловых и гидравлических электрических станций (ТЭС и ГЭС), предприятий тепловых сетей по всем вопросам, касающимся эксплуатации, управления и оптимизации режимов работы современного оборудования электростанций.

(095) 953-3871

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ



Основные принципы построения и алгоритмы работы регистратора событий в ЕЭС России

Горелик Т. Г., канд. техн. наук, Гудилин С. В., Лобанов С. В., инженеры

НИИПТ

Анализ причин возникновения и развития сложных системных аварийных режимов выполняется на основе разнородной информации, поступающей из различных источников, отличающихся принципом действия и техническими характеристиками (шлейфовые и цифровые осциллографы, блинкеры защит и автоматики, данные из АСДУ и др.). Вследствие невозможности точнойстыковки указанной информации по времени для сложных аварийных режимов в энергосистемах не обеспечивается однозначность и достоверность выводов. В США и Канаде для регистрации таких аварий используется специальная аппаратура, обеспечивающая привязку всей информации, регистрируемой в различных территориально удаленных точках энергосистемы, к шкале единого мирового времени. Применение такой аппаратуры резко увеличивает достоверность анализа причин и хода развития аварий, что позволяет предпринимать реальные меры по устранению неисправностей и улучшению координации действий защит и системной автоматики.

Применение зарубежной аппаратуры в России ограничивается ее высокой стоимостью и сложностями в стыковке с отечественными системами.

НИИПТ совместно с ЗАО "ПИК Прогресс" разработал новую версию системы регистрации процессов в аварийных режимах "ВЕНЕЦ", предназначеннной для работы автономно или в составе АСУ ТП АЭС, ТЭС и ГЭС, подстанций постоянного и переменного тока, систем электроснабжения крупных промышленных предприятий, а также АСДУ энергосистем и энергообъединений.

Результатом внедрения этой работы явится создание централизованной системы регистрации аварийных процессов (ЦРА), которая будет обеспечивать регистрацию в шкале единого времени информации в наиболее важных точках энергосистемы (электростанции, подстанции и линии межсистемной связи), передачу этой информации в диспетчерские центры энергосистем, ОДУ и ЦДУ, обработку, отображение и архивирование этой информации для ускорения и повышения достоверности анализа процессов при аварийных режимах.

Внедрение комплекса позволит повысить общую надежность и, в частности, снизить ущерб от нарушений энергоснабжения целых регионов при

сложных аварийных режимах в объединенных энергосистемах за счет оперативного выявления и локализации неисправностей.

Техническое и программное обеспечение комплекса ЦРА имеет трехуровневую структуру.

Нижний уровень включает:

стойки (полустойки) с функциональными контроллерами (ФК);

устройства связи с объектом (УСО), выносные или совмещенные с ФК;

систему и сеть единого времени (СЕВ);

нормирующие преобразователи и датчики мгновенных значений I и U ;

комплект аппаратуры волоконно-оптической связи;

технологическую сеть УСО;

внешние устройства или подсистемы (цифровые защиты).

Модули УСО, входящие в состав нижнего уровня, включают в себя:

МЦО – модуль цифрового осциллографирования. Он состоит из двух частей – многоканального синхронного ввода и измерения быстропротекающих аналоговых сигналов напряжения (с измерительных трансформаторов) с привязкой ко времени и записью в буферное ОЗУ. Модуль обеспечивает автоматический переход на другой диапазон при переполнении разрядной сетки АЦП, возможность сочетания непрерывной записи с процессом передачи информации, для чего буфер организован в виде двух банков: в один данные пишутся, а из второго передаются на верхний уровень.

Технические характеристики модуля цифрового осциллографирования приведены в [таблице](#).

Также по желанию заказчика УСО может быть укомплектовано следующими модулями:

МАС – прием аналоговых сигналов тока $\pm 5(20)$ мА с фильтрацией и привязкой ко времени;

МДВ – прием дискретных сигналов напряжения от датчиков в виде открытого коллектора или "сухого" контакта с защитой от дребезга и привязкой их ко времени, опрос датчиков производится постоянным напряжением 24 В (ток 10 мА);

МДУ – вывод дискретных сигналов в виде замыкания контактов реле с защитой от ложного срабатывания;

МАУ – вывод аналоговых сигналов 0 – 20 мА.

Нижний уровень обеспечивает коммутацию технологического оборудования с верхними уровнями системы, кроме того, на этом уровне проводятся первичная обработка и фильтрация данных и обработка управляющих воздействий с верхнего уровня. Учитывая это, ФК реализованы на базе промышленных компьютеров с подходящими характеристиками эксплуатации (температура, влажность и др.), работающих под управлением QNX 4.23A (разработка фирмы OSSL, Канада), которая является системой реального времени для IBM PC. Это UNIX-подобная система с очень компактным ядром и высокой производительностью.

Средний уровень представлен выделенным “СЕРВЕРОМ” для централизованной обработки информации, ее хранения в архивах и выдачи по требованию соответствующих задач, запускаемых на рабочей станции. “СЕРВЕР” может находиться как непосредственно на объекте, в режиме автономной работы осциллографа, так и в центре диспетчерского управления, в режиме регистрации аварий во всей энергосистеме. Также возможна работа осциллографа в двухсерверном режиме, когда информация передается и отображается непосредственно в АСУ ТП объекта и одновременно в АСДУ энергосистемы. При этом на сервере АСУ ТП принимается и обрабатывается информация только об аварийных процессах на данном энергобольшом, а сервер АСДУ принимает и обрабатывает информацию от всех осциллографов, находящихся в системе. Для обеспечения оперативного предоставления данных конечным пользователям и для своевременной обработки и сортировки поступающей информации на сервере реализуются два вида хранения данных:

долговременный архив для занесения обработанных данных о работе всей системы. Объем хранимой информации регламентируется только желанием пользователя, поскольку он реализован на базе СУБД MS SQL SERVER 7.0® и возможна оп-

тимизация хранения данных на внешних носителях информации;

динамический архив для хранения данных о текущем состоянии системы. Он находится постоянно в оперативной памяти сервера и обеспечивает быстрый доступ к данным. Размер этого архива ограничен оперативной памятью сервера (реально он рассчитывается на несколько часов).

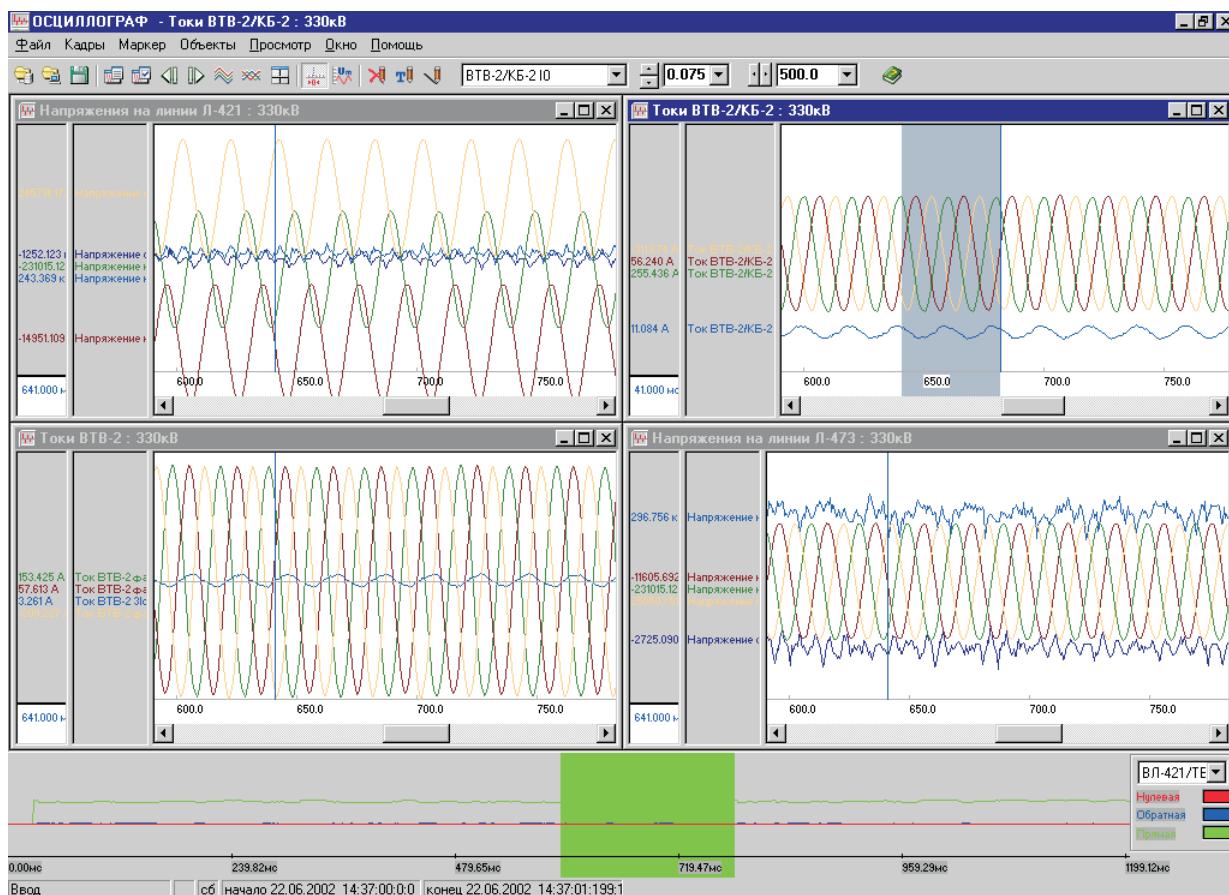
Такой подход позволяет обеспечить быстрый доступ к данным при осуществлении контроля за работой системы в текущий момент и удобный доступ к долговременным архивам при анализе работы системы за длительный промежуток времени. Следует отметить, что современные СУБД и MS SQL SERVER 7.0® имеют высокую степень защиты данных как от сбоев в работе системы, так и от несанкционированного доступа. Сервер работает под управлением MS WINDOWS NT 4.0 Server®.

Верхний уровень располагается непосредственно на объекте и отображает информацию об аварийных процессах на данном объекте, а также может быть вынесен на удаленный пульт диспетчерского управления. Верхний уровень представлен оборудованием локальной сети и персональными компьютерами, обладающими ресурсами, достаточными для полного отображения информации о режиме и для управления объектом. Программное обеспечение работает под управлением операционной системы MS WINDOWS NT 4.0 Workstation®, которая имеет несколько степеней защиты от несанкционированного доступа и обеспечивает надежную и бесперебойную работу приложений. Программные модули реализованы с применением современных информационных технологий, коммутация рабочих мест по ЛВС по протоколу TCP\IP на основе технологии Ethernet или Fast Ethernet.

Пользователь рабочей станции этого уровня благодаря специально разработанной “клиент-серверной” технологии имеет возможность для доступа к любой информации на уровне предостав-

Технические характеристики модуля цифрового осциллографирования

Параметр	Значение
Число аналоговых входов (программируется)	1 – 16
Диапазоны входных аналоговых сигналов (выбор диапазона измерений – программный, отдельно по каждому каналу)	± 1 В, ± 2 В, ± 4 В, ± 8 В, ± 16 В
Число разрядов АЦП, включая знаковый	12
Объем буферной памяти	512 кбайт/1 Мбайт
Соотношение объемов предпусковой и основной памяти (задается программно)	От 0 до 100%
Период сканирования группы из 16 сигналов, программируемый	42 мкс – 1 с
Длительность осциллограммы при объеме памяти 1 Мбайт в автономном (без откачки информации) режиме при шаге опроса:	
0,5 мс (16 каналов)	16,384 с
1,66 мс (16 каналов)	54,4 с
1,66 мс (1 канал)	14,5 мин



Пример пользовательского интерфейса программы “Осциллограф”

ленных ему прав. Это существенно снижает вероятность “случайного” сбоя системы по вине пользователя.

Поток данных на рабочую станцию (РС) регламентирует перечень тех подсистем, которые реально работают в данный момент на данном рабочем месте. Это освобождает ресурсы РС от анализа всего объема информации и позволяет вести эффективную обработку локальных задач.

Мощные графические возможности MS WINDOWS NT 4.0®, MS Visual C++ 6.0 и MS Visual Basic 6.0 позволяют обеспечить вывод данных в удобном для восприятия виде. В рамках системы предусмотрены возможность настройки системы отображения под конкретного пользователя, система гибкого перепрограммирования функциональных клавиш, панелей управления и меню.

Разработанная структура технических средств позволила создать уникальное программное обеспечение, дающее наивысший уровень автоматизации обработки аварийной информации, поступающей на диспетчерский пункт от множества осциллографов, расположенных в различных точках энергообъединения. Такими возможностями не обладает ни один известный нам зарубежный комплекс.

Таким образом, система регистрации аварийных процессов позволяет:

производить сбор информации с частотой опроса от 42 мкс. Частота опроса может быть величиной переменной в зависимости от характера процессов регистрируемых системой;

регистрировать действующие значения токов и напряжений при медленных колебаниях в системе с частотой опроса 100 – 200 мс;

производить осциллографирование аналоговых сигналов в практически любом временном диапазоне. Продолжительность времени непрерывного осциллографирования определяется только объемом оперативной памяти в модуле;

регистрировать срабатывание дискретных сигналов от защит, устройств автоматики и коммутационной аппаратуры с точностью до 1 мс. Такая точность, намного превышающая реально необходимую, достигается без увеличения стоимости аппаратуры;

получать дополнительную информацию от подсистем регистрации аналоговых сигналов установленного режима, от микропроцессорных защит (фирм “ЭКРА”, АВВ, “Радиус”, “Механотроника”) и других внешних устройств;

производить запуск по уставкам, превышение которых регистрируется контроллером, или от внешних устройств (типа УПО). Также возможна работа в режиме “предыстория”, при котором за-

пуск осуществляется по инициативе сверху, по заранее сформированным логическим сигналам;

осуществлять буферирование информации на всех уровнях системы (на уровне модулей, функциональном контроллере, сервере и рабочей станции);

производить анализ и просмотр осцилограмм с помощью дружественного интерфейса программы “Осциллограф”, функционирующей на рабочей станции диспетчера и службы РЗА. Очевидными достоинствами этой программы являются:

объединение на сервере отдельных осцилограмм в единые аварийные процессы по признаку общего интервала времени. В системе вполне возможна ситуация, когда осциллографирование по отдельным модулям началось и закончилось неодновременно. Обрабатывающая программа на сервере объединяет отдельные осцилограммы в единый блок для дальнейшего просмотра (см. рисунок);

многооконный интерфейс (отображение осцилограмм в нескольких кадрах на экране одновременно);

автоматическая разбивка по кадрам (в один кадр попадает информация от физически связанных величин, например, три фазы токов и три фазы напряжений по присоединениям);

экспресс-анализ всего аварийного процесса и быстрое перемещение по событию вследствие наличия обзорного кадра;

изменение масштаба графического отображения сигналов по временной оси и амплитуде;

вывод численного значения сигнала в область графического отображения и перемещение его в любое место этой области;

автоматизация процесса анализа осцилограмм благодаря широкому спектру инструментов для подготовки документа к печати (цвет, линии, тексты, метки, стрелки и т.д.), распечатка осцилограмм;

возможность отображения на осцилограмме последовательности срабатывания защит, блокировок и коммутационной аппаратуры;

наличие векторных диаграмм в индикаторном и оконном режиме, а также разложение трехфазных систем на составляющие прямой, обратной и нулевой последовательности;

разложение осцилограмм на гармонические составляющие;

определение максимальных и минимальных амплитудных и действующих значений на определенном временном интервале;

возможность сохранения данные в пользовательском архиве на рабочей станции.

Новая версия системы регистрации аварийных процессов предоставляет уникальные возможности для работы широкого круга пользователей и благодаря внедрению новой техники и программного обеспечения имеет следующие основные особенности, выгодно отличающие ее от других разработок.

Система единого времени позволяет синхронизировать все процессы опроса с точностью в 1 мс. Использование сигналов “GPS” или “Глонас” позволяет синхронизировать процессы опроса по отношению к абсолютному времени. Это дает возможность синхронизации и одновременного просмотра данных, полученных от разных модулей и подсистем и при синхронизации данных от разных электроэнергетических объектов для анализа на более высоком уровне управления энергосистемой.

Модульный принцип компоновки комплекса позволяет потребителю из полного набора технических и программных средств выбрать необходимое. При этом сохраняется возможность расширения системы в дальнейшем как с точки зрения увеличения числа каналов сбора информации (в отличие от многих аналогов наша система не ограничивает пользователя 16 или 64 каналами осциллографирования), так и с точки зрения подключения других систем (регистрации нормального режима, регистрации срабатывания коммутационной аппаратуры и т.д.). Благодаря модульному принципу компоновки комплекса возможно создание систем регистрации аварийных процессов на 1000 аналоговых и 5000 дискретных сигналов, и это не предел.

Децентрализованный метод сбора и первичной обработки информации позволяет перенести процесс сбора, обработки и привязки ко времени информации на уровень модуля, представляющего собой высокоинтеллектуальное устройство, обеспечивающее многоканальный ввод аналоговых сигналов и их аналого-цифровое преобразование.

Обмен информацией с внешними подсистемами позволяет обмениваться аварийной информацией с цифровыми релейными защитами отечественных и зарубежных фирм-изготовителей.

Обмен информацией по локальной сети АСУ ТП, модемным и радиоканалам связи позволяет обмениваться информацией с пунктами диспетчерского управления более высокого уровня и объединять там по признаку времени осцилограммы, полученные в разных точках энергосистемы.

Автоматизированная система управления муниципального предприятия Горэлектросеть

Макаров К. В., инж.

Муромский институт Владимирского государственного университета

Муромским институтом ведутся разработка и внедрение автоматизированной системы управления предприятием Горэлектросеть.

В настоящее время разработанная часть системы позволяет автоматизировать работу производственно-технического отдела и частично оперативно-диспетчерской службы.

В повседневной работе производственно-технического отдела очень часто возникает необходимость получения данных о местоположении того или иного участка электрических коммуникаций с целью согласования земельных работ с другими коммунальными службами. Система позволяет на базе имеющейся электронной карты-схемы города с нанесенными электрическими коммуникациями и подстанциями производить оперативный поиск интересующих объектов городской распределительной сети. После того, как нужный объект найден, появляется возможность просмотра его паспортных данных. Таким образом, реализованы функции автоматизированной паспортизации.

Наличие развитой системы ведения базы данных оборудования позволяет с успехом проводить разнообразные расчеты режимов работы распределительной сети, в том числе расчет потерь электроэнергии в сетях 6 кВ. Расчеты, применяемые в подсистеме, ориентированной на деятельность оперативно-диспетчерской службы, также в качестве исходных данных используют базу подсистемы паспортизации.

Оперативно-диспетчерская служба (ОДС) играет одну из определяющих ролей в повседневной деятельности Горэлектросети. Возрастающие объемы потребления электроэнергии различными потребителями, а также старение и износ оборудования распределительных сетей все острее ставят

вопросы повышения оперативности и качества работ, выполняемых ОДС.

Основными задачами ОДС являются:

управление сетью города, обеспечивающее бесперебойное электроснабжение потребителей;

руководство всеми плановыми переключениями в сети города;

принятие немедленных мер по восстановлению электроснабжения потребителей при авариях.

Общая структура автоматизированного рабочего места (АРМ) диспетчера ОДС в виде отдельных блоков с указанием их взаимосвязей изображена на рис. 1.

Процесс создания АРМ должен включать в себя проработку следующих основных шагов:

разработку математической модели городской распределительной сети 6 кВ;

создание автоматизированной подсистемы паспортизации всего оборудования распределительных сетей;

занесение всех данных об оборудовании в базу данных;

создание подсистемы ведения компьютерной мнемосхемы распределительной сети;

создание подсистемы расчета структуры электрической сети;

формализацию правил выполнения оперативных переключений (ОП);

создание подсистемы автоматизированного формирования бланков оперативных переключений.

Разработка математической модели городской распределительной сети направлена на обеспечение возможности проведения всех математических расчетов режимов функционирования сети, а также удобства разработки машинных алгоритмов расчета. Для описания городских сетей лучше всего воспользоваться математическим аппаратом, представляемым теорией графов.

Выбор в пользу теории графов сделан не только в связи с удобством описания, но и благодаря наличию большого числа разработанных алгоритмов и методов, которые могут быть использованы при моделировании режимов работы электрической сети. Так как внутри каждой подстанции существует собственная схема подключения оборудования, то для ее описания требуется также прибегнуть к методам теории графов. Таким образом был сделан вывод о том, что следует разделить всю сеть на два уровня и для каждого завести соб-

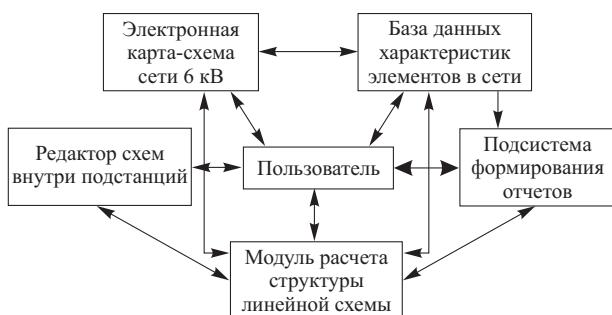


Рис. 1. Схема взаимодействия элементов АРМ оперативно-диспетчерской службы

ственную структуру данных¹. Первый уровень – более укрупненный и содержит описание взаимосвязей электрических подстанций с использованием кабельных и воздушных линий напряжением 6 кВ.

Графическая поддержка отображения элементов данного уровня осуществляется средствами геоинформационной системы (ГИС).

Математически связи между объектами данного уровня представлены списками смежности. Использование списков позволит избежать избыточности, которая возникает в случае применения матрицы смежности. Каждый элемент списка представляет собой сложную структуру данных, содержащую служебную информацию о идентификаторе линии, направлении, атрибутах данной линии (ВЛ в работе; ВЛ в горячем резерве; ВЛ неисправна), помимо этого хранится информация о принадлежности концов линии конкретным ячейкам внутри подстанции (в виде ссылок на идентификатор конкретной ячейки). Благодаря последнему параметру и осуществляется переход от рассматриваемого уровня к уровню представления принципиальных схем внутри подстанции.

На второй уровень – уровень принципиальных схем соединения оборудования подстанций – переход происходит в случае необходимости проанализировать, какими именно коммутационными аппаратами осуществляется связь подстанций, описанная уровнем выше. Этот уровень содержит свою собственную структуру данных для описания внутрисхемных соединений. Поддержка данного уровня происходит посредством специализированного редактора принципиальных схем. Редактор обеспечивает формирование схем, управление состоянием коммутационных аппаратов, таким образом, принципиальная схема является динамически изменяемой. В каждый конкретный момент времени схема отражает реальное состояние объектов электрической сети.

Поскольку внутри подстанций имеются ключевые элементы, посредством которых осуществляются ввод в работу, вывод в резерв той или иной ВЛ в случае аварийной ситуации либо планового отключения, то в качестве вершин графа используются системы шин, установленные на подстанции, а ребра графа представляют кабельные и воздушные линии, соединяющие подстанции. Таким образом, в некоторых случаях внутри одной подстанции может образоваться несколько вершин графа. Число вершин, которые может порождать одна подстанция, находится в пределах от единицы до числа шин, установленных внутри подстанции.

Этап, связанный с созданием подсистемы паспортизации, не случайно обозначен одним из первых.

Именно созданием этой подсистемы будет обеспечена функция хранения данных обо всех элементах сети. Дальнейшая возможность обновления данных и их выдача пользователю в удобной форме также обеспечится благодаря этой подсистеме. Выбор грамотных подходов к организации данных внутри подсистемы и выбор стратегии взаимодействия с данными позволят в дальнейшем значительно упростить процесс разработки всех последующих модулей общей системы.

Этап занесения данных – заполнение базы данных, также является одним из ответственных этапов, так как от полноты и достоверности занесенных данных будет зависеть качество производимых расчетов либо возможность их выполнения вообще.

Наличие системы поддержки модели схемы распределительной сети в актуальном состоянии позволяет не только решать основную задачу – обеспечение достоверных данных для планирования оперативных переключений, но и дает в распоряжение диспетчера компьютерную мнемосхему всей электросети города. Основное преимущество этой схемы состоит в возможности моделирования различных режимов работы городской сети, получения бланков оперативных переключений, содержащих перечень операций, необходимых для перехода в новое коммутационное состояние сети, получения распечаток как фрагментов мнемосхемы, так и всей схемы сразу.

Подсистема расчета структуры электрической сети базируется на ранее созданных подсистемах: паспортизации, ведения мнемосхемы. Данная подсистема объединяет в себе возможности обеих подсистем и содержит возможности по контролю за их функционированием. Именно данной подсистемой обеспечивается взаимодействие пользователя-диспетчера с программной системой. Пользователь задает режимы функционирования системы – планирование оперативных переключений, оптимизацию сети по разнообразным критериям, определение наиболее перегруженных участков сети, определение потерь электроэнергии для сформированной схемы.

Кроме того, в задачу подсистемы входит формирование математического описания элементов сети на основе исходных данных, которыми являются: графическое изображение сети на карте-схеме, данные из семантических таблиц, описывающие характеристики отдельных элементов сети, данные о структуре принципиальной схемы внутри каждой подстанции и действия пользователя, которыми происходит задание режимов расчета новой схемы. Формирование новой структуры схемы может производиться в двух режимах: ручном и полуавтоматическом.

Ручной режим характеризуется тем, что формирование сети производится пользователем по-

¹ Макаров К. В. Информационная модель городской распределительной электрической сети. – Межвузовский сборник научных трудов. Методы и устройства передачи и обработки информации. С.-Пб.: Гидрометеоиздат, 2001.

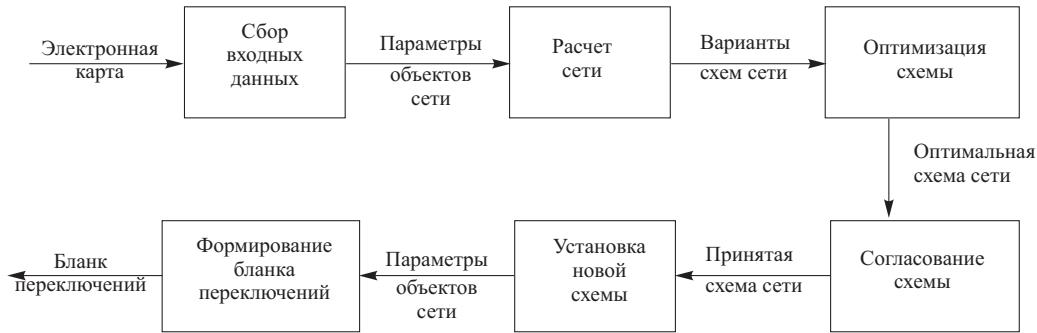


Рис. 2. Схема взаимодействия блоков модуля расчета структуры электрической сети

средством изменения состояний коммутационных аппаратов схемы внутри интересующих подстанций. В данном случае правильность схемы полностью зависит от действий пользователя. Возможен также случай, когда пользователь будет вручную выводить из работы (временно помечать элементы сети как неактивные) отдельные сегменты сети или подстанции, а далее программным способом будет производиться расчет структуры сети с учетом отсутствующих элементов. Такой режим работы может быть применен в случае, когда производится плановое отключение какой-либо подстанции (кабеля) с целью проведения профилактического обслуживания.

Основным режимом расчета схемы является полуавтоматический режим. При этом пользователь может указывать сегмент(ы) сети, вышедший из строя, и инициировать процедуру перерасчета структуры схемы. Система будет формировать несколько вариантов схемы с выдачей характеристик каждого варианта. Диспетчеру следует выбирать наиболее приемлемый с его точки зрения вариант и далее действия по изменению состояний коммутационных аппаратов происходят в автоматическом режиме.

Результаты расчета оформляются в виде списка переключений с указанием подстанций и порядка выполнения действий, которые необходимо осуществить с целью получения новой схемы. Данный список будет использован выездной бригадой для осуществления переключений. Дополнительно к этому списку диспетчерская служба получает распечатку линейной схемы до осуществления расчетов и распечатку вновь сформированной схемы.

Модуль расчета структуры линейной схемы состоит из нескольких блоков (рис. 2).

Применение описываемого модуля расчетов и всей системы в целом позволит значительно сократить время, необходимое для определения последовательности переключений и осуществления переключений с целью устранения аварийных ситуаций.

Планирование переключений и выдача бланков переключений происходят посредством множест-

ва алгоритмов, являющихся результатом формализации правил проведения оперативных переключений для городских распределительных сетей напряжением 6 – 10 кВ, правил техники безопасности при проведении оперативных переключений, практических знаний и опыта главного диспетчера.

Последовательность оперативных переключений в распределительных сетях зависит от конфигурации и загрузки сети, состава оборудования на подстанциях.

Применение автоматизированных алгоритмов позволит значительно сократить время, затрачиваемое диспетчером на принятие решения об изменении структуры схемы. Кроме того, данный подход позволяет свести к минимуму ошибки, обусловленные, так называемым, человеческим фактором.

Для функционирования комплекса необходимо иметь ПК на базе процессора Intel Pentium с тактовой частотой не ниже 200 МГц, оперативной памятью не ниже 64 Мб (для комфортной работы комплекса желательно наличие 2-Д ускорителя), монитор с размером диагонали не менее 15" (желательно 21" для работы с картографической информацией), для бланков текстовых данных необходимо наличие принтера формата А4, для печати графических данных (фрагментов карты-схемы) желательно иметь принтер формата А3.

Дальнейшее развитие системы управления автором видится в проработке следующих вопросов:

переход к электронному плану города масштаба 1:500;

информатизация всех отделов МП ГорэлектроСеть;

дополнение существующего электронного плана электрических сетей напряжением 6 кВ сетями напряжением 0,4 кВ;

введение возможностей прогнозирования повреждаемости элементов распределительной сети;

использование системы телеметрии для получения оперативных данных о состоянии объектов электрической сети;

интеграция с другими системами на муниципальном уровне.

Методическая погрешность при определении места повреждения на ВЛ от неучета пофазного различия ее параметров

Мисриханов М. Ш., доктор техн. наук, **Попов В. А.**, **Медов Р. В.**, кандидаты техн. наук, **Костюнин Д. Ю.**, инж.

Межсистемные электрические сети Центра (МЭС Центра) – Вятский государственный технический университет

Воздушные линии электропередачи подвергаются воздействию ветра, гололеда, резкого перепада температуры, внутренних и атмосферных перенапряжений. При этом могут возникать различные повреждения: междуфазные короткие замыкания (КЗ), короткие замыкания одного или нескольких проводов на землю, обрывы проводов, а также сложные повреждения, являющиеся следствием наложения простых повреждений. Причинами повреждений, кроме того, могут быть лесные пожары, оползни, нарушения правил технической эксплуатации ВЛ или неправильные действия обслуживающего персонала.

Для ВЛ 110 кВ и выше наиболее вероятным видом повреждения являются КЗ на землю (85%): однофазные (65%) и двухфазные (20%) [1].

Техника определения мест повреждения (ОМП) на ВЛ в настоящее время стала составной частью эксплуатационного обслуживания электрических сетей. От быстроты восстановления поврежденных линий существенно зависят технико-экономические показатели электроснабжения потребителей. Значительную часть времени восстановления повреждений линии составляет процесс отыскания места повреждения. Особенно важно быстро и точно определить место устойчивого повреждения на линиях электропередачи, отключение которых связано с обесточением или ограничением потребителей электроэнергии. В этих случаях ускорение поиска позволяет значительно сократить аварийный недоотпуск электроэнергии, что дает большой экономический эффект. При аварийном отключении одной из параллельных или кольцевых линий сокращение аварийного простоя линии приводит к соответствующему увеличению надежности работы системы и сокращению потерь электроэнергии.

При неустойчивых КЗ, после отключения которых линия включается успешным действием автоматического повторного включения (АПВ) или вручную, быстрое отыскание места повреждения имеет профилактическое значение, так как позволяет своевременно организовать ремонт линии и предотвратить развитие повреждения.

Погрешности ОМП, как показано в [2, 3], можно разделить на два класса: измерительные и методические. Измерительные погрешности определя-

ются классом точности трансформатора тока, трансформатора напряжения и регистрирующего прибора и проявляются в искажении измеряемого параметра по амплитуде и фазе. Методические погрешности определяются неадекватностью используемой расчетной математической модели реальному объекту.

К методическим погрешностям можно отнести неточность задания погонных параметров и длин участков ВЛ, неучет таких факторов, как распределенность параметров ВЛ, несимметрия параметров по фазам, взаимовлияние с параллельными ВЛ, характер заземления грозозащитных тросов по длине линии, протекание токов по контурам заземления ПС и опор линий и др.

Основным способом уменьшения измерительных погрешностей является повышение класса точности используемых приборов, внедрение цифровых осциллографов, что всегда связано с существенными финансовыми затратами. В настоящее время не все энергосистемы могут позволить себе широкое техническое переоснащение. Методические погрешности не требуют столь существенных капитальных вложений и могут быть уменьшены за счет учета в методике ОМП указанных факторов [4, 5].

Для ОМП на ВЛ 110 кВ и выше наибольшее распространение получили методы, основанные на измерении параметров аварийного режима (токов и напряжений) с последующим расчетом по этим параметрам расстояния до места повреждения. Существующие методы ОМП по параметрам аварийного режима с учетом различных признаков подразделяются на:

- а) методы при односторонних измерениях параметров режима;
- б) методы при двусторонних (в общем случае многосторонних) измерениях параметров режима.

При одностороннем измерении параметров наиболее эффективно использование фиксирующих омметров, показания которых соответствуют расстоянию до места повреждения. Так, при использовании микропроцессорного измерителя расстояния "Мир-1" к прибору подводятся напряжение U_ϕ и ток i_ϕ поврежденной фазы, скомпенсированный током нулевой последовательности i_0 [6],



Рис. 1. Горизонтальное расположение фаз на опоре

$$l = \frac{\dot{U}_\phi}{\dot{Z}_1(\dot{I}_\phi + k_0 \dot{I}_0)}, \quad (1)$$

где l – расстояние до места КЗ, измеренное прибором; $k_0 = (\dot{Z}_0 - \dot{Z}_1) / \dot{Z}_1$; $\dot{Z}_1 = r_n + j0,145 \lg(D_{cp}/\rho_{\text{э.п}})$ – удельное сопротивление ВЛ прямой последовательности; $\dot{Z}_0 = r_n + 0,15 + j0,435 \lg(D_3/\rho_{\text{cp}})$ – удельное сопротивление ВЛ нулевой последовательности; $D_{cp} = \sqrt[3]{D_{AB} D_{BC} D_{AC}}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз A , B и C ; $\rho_{\text{cp}} = \sqrt[3]{\rho_{\text{э.п}} D_{cp}^2}$ – средний геометрический радиус системы трех проводов линии.

При наличии взаимовлияния поврежденной ВЛ с параллельно проходящей линией выражение (1) может быть уточнено за счет ввода тока нулевой последовательности I'_0 параллельной ВЛ (возможно осуществить только, если обе линии подключены к общим шинам) [6]

$$l = \frac{\dot{U}_\phi}{\dot{Z}_{\text{уд1}}(\dot{I}_\phi + k_0 \dot{I}_0 + k_m \dot{I}'_0)}, \quad (2)$$

где $k_m = (\dot{Z}_m / \dot{Z}_{\text{уд1}})$; $\dot{Z}_m = 0,15 + j0,435 \lg(D_m/D_m)$ – удельное сопротивление взаимной индукции нулевой последовательности между параллельными ВЛ; $D_m = \sqrt[3]{D_{Aa} D_{Ab} D_{Ac} D_{Ba} D_{Bb} D_{Bc} D_{Ca} D_{Cb} D_{Cc}}$ – среднее расстояние между параллельными ВЛ.

Определение мест повреждения на основе двусторонних измерений выполняется расчетным путем либо графически. В последние годы в связи с повышением уровня компьютеризации в энергосистемах практически все расчеты производятся на ПЭВМ. Для проведения расчетов применяются специальные или универсальные программы. Возможно также определение мест повреждений с помощью таблиц, составленных на основе предварительно выполненных расчетов для отдельных ВЛ.

Для оценки методической погрешности от неучета пофазного различия параметров ВЛ необходимо рассмотреть причины ее появления. Любая трехфазная линия электропередачи может быть представлена матрицей собственных и взаимных сопротивлений фаз

$$Z_\phi = \begin{array}{c|ccc} & A & B & C \\ \hline A & Z_{AA} & Z_{AB} & Z_{AC} \\ B & Z_{BA} & Z_{BB} & Z_{BC} \\ C & Z_{CA} & Z_{CB} & Z_{CC} \end{array}. \quad (3)$$

При горизонтальном расположении фазных проводов (рис. 1) и неучете в целях упрощения активных составляющих сопротивлений ВЛ матрица (3) имеет следующий вид:

$$X_\phi = j0,145 \cdot \begin{array}{|c|c|c|} \hline \lg \frac{D_3}{\rho_{\text{э.п}}} & \lg \frac{D_3}{d} & \lg \frac{D_3}{d} \\ \hline \lg \frac{D_3}{d} & \lg \frac{D_3}{\rho_{\text{э.п}}} & \lg \frac{D_3}{2d} \\ \hline \lg \frac{D_3}{d} & \lg \frac{D_3}{2d} & \lg \frac{D_3}{\rho_{\text{э.п}}} \\ \hline \end{array}. \quad (3)$$

Приведем в качестве примера матрицы удельных реактивных сопротивлений (3) для ВЛ разных классов напряжений при $D_3 = 1000$ м:

ВЛ 330 кВ с проводом $2 \times \text{AC}-300/39$, $d = 8,4$ м

$$X_\phi = j0,145 \cdot \begin{array}{|c|c|c|} \hline 4,182 & 2,076 & 2,076 \\ \hline 2,076 & 4,182 & 1,775 \\ \hline 2,076 & 1,775 & 4,182 \\ \hline \end{array}, \quad (5)$$

ВЛ 500 кВ с проводом $3 \times \text{AC}-330/43$, $d = 12$ м

$$X_\phi = j0,145 \cdot \begin{array}{|c|c|c|} \hline 3,903 & 1,921 & 1,921 \\ \hline 1,921 & 3,903 & 1,620 \\ \hline 1,921 & 1,620 & 3,903 \\ \hline \end{array}, \quad (6)$$

ВЛ 750 кВ с проводом $5 \times \text{AC}-300/39$, $d = 14,6$ м

$$X_\phi = j0,145 \cdot \begin{array}{|c|c|c|} \hline 3,723 & 1,836 & 1,836 \\ \hline 1,836 & 3,723 & 1,569 \\ \hline 1,836 & 1,569 & 3,723 \\ \hline \end{array}. \quad (7)$$

Можно отметить, что сопротивление взаимной индукции между крайней и средней фазами больше примерно на 15% взаимного сопротивления между крайними фазами, поэтому применение для моделирования ВЛ фазных координат в любом случае вносит некоторое уточнение ОМП, так как при этом исключается погрешность от неучета пофазного различия параметров линий. На значение этой погрешности влияют следующие факторы:

а) наличие или отсутствие полной транспозиции фаз;

б) наличие сильных взаимных электромагнитных связей с соседними линиями;

в) учет характера заземления грозозащитного троса и протекания тока по контуру заземления опор и ПС.

Для оценки влияния транспозиции фаз на методическую погрешность ОМП от неучета пофазного различия параметров были произведены расчеты с применением двустороннего и одностороннего методов. В качестве расчетной модели используется ВЛ 330 кВ, имеющая следующие параметры: длина 200 км, промежуточные опоры ПБ-330-1; фазные провода $2 \times \text{AC}-400/51$ ($\rho_{\text{пр}} = 0,075/2 = 0,0375$ Ом/км, $a = 400$ мм, $r_0 = 13,75$ мм), расположенные горизонтально; расстояние между

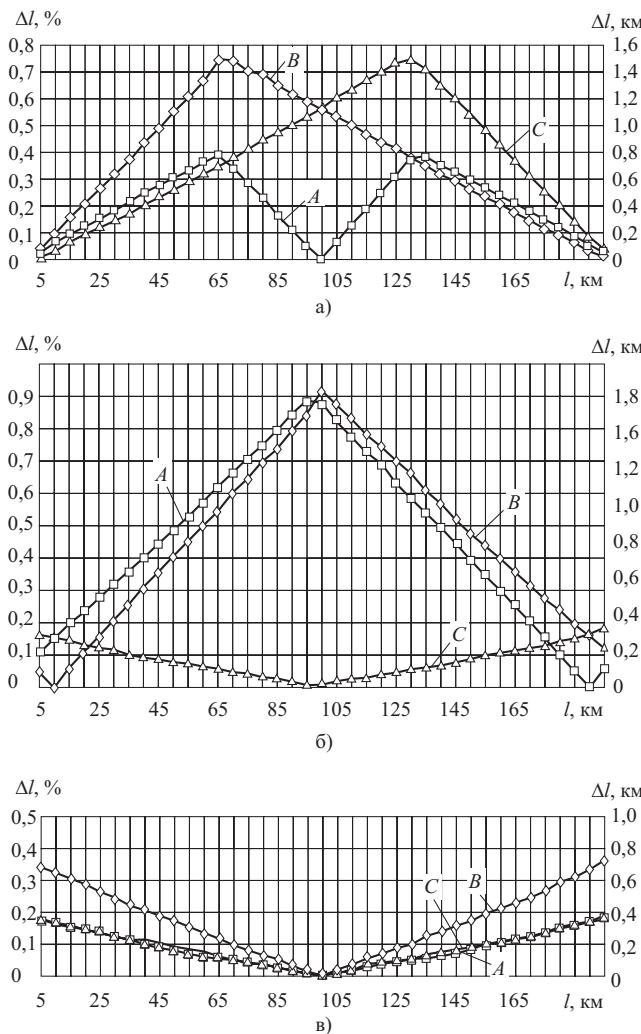


Рис. 2. Методическая погрешность при двустороннем способе ОМП для ВЛ 330 кВ длиной 200 км:

a – при полном цикле транспозиции; *б* – при неполном цикле транспозиции; *в* – при отсутствии транспозиции

фазами 8,4 м; два троса марки С70 изолированы ($r_{tp} = 5,6$ мм, $\rho_{tp} = 2,8$ Ом/км); высота подвеса проводов 19,5 м, длина гирлянды 3,4 м. Примыкающие системы имеют одинаковые параметры по сопротивлению: $Z_1 = Z_2 = Z_0 = j14$ Ом. Расчеты производятся для трех случаев: при полном цикле транспозиции фаз ВЛ (три участка по 66,6 км), при неполном цикле транспозиции фаз ВЛ (два участка по 100 км) и при отсутствии транспозиции. В предшествующем режиме нагрузка на ВЛ отсутствует.

При использовании двустороннего способа ОМП для оценки погрешности применяется следующая методика. Сначала составляется модель рассматриваемого участка ЭЭС, включающая ВЛ и эквиваленты примыкающих систем. Линия моделируется в фазных координатах, а эквиваленты – сопротивлениями прямой, обратной и нулевой последовательностей. При перемещении точки одно-

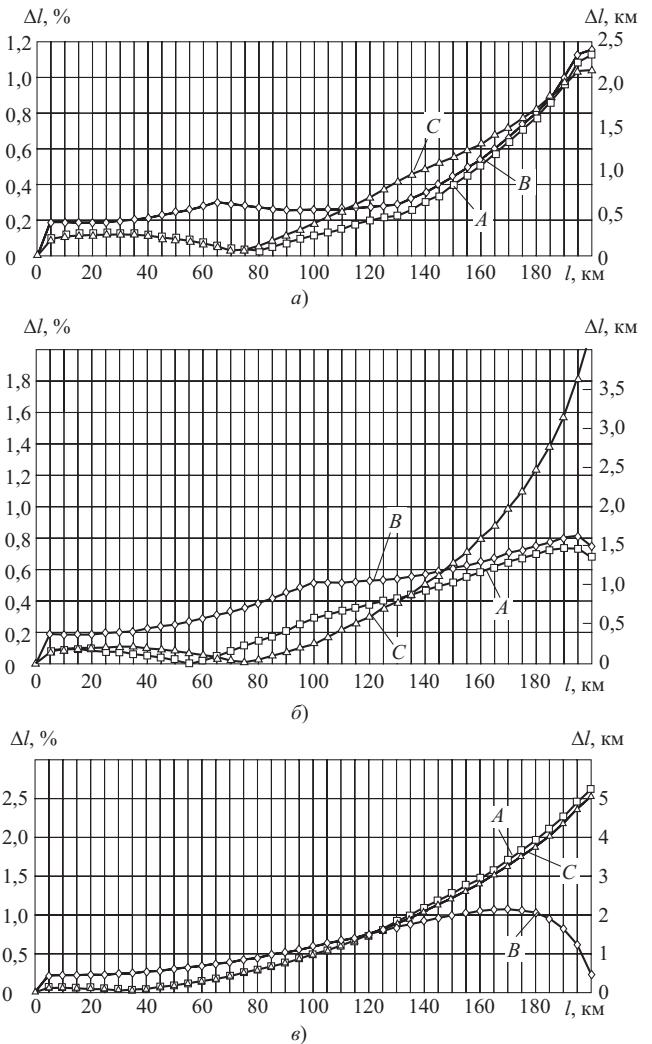


Рис. 3. Методическая погрешность при одностороннем способе ОМП для ВЛ 330 кВ длиной 200 км:

a – при полном цикле транспозиции; *б* – при неполном цикле транспозиции; *в* – при отсутствии транспозиции

фазного КЗ по длине ВЛ выполняются расчеты токов нулевой последовательности по концам линии для каждой точки КЗ. Повреждения имитируются поочередно на фазах *A*, *B*, *C*.

Для оценки методической погрешности от неучета пофазного различия параметров ВЛ необходимо сравнить результаты расчетов по модели линии в фазных координатах с аналогичным расчетом при представлении ВЛ в симметричных составляющих. Отличие между заданным и рассчитанным расстоянием Δl представляет собой методическую погрешность ОМП от неучета пофазного различия параметров. Относительная погрешность в процентах определяется следующим образом:

$$\Delta l = \frac{l_{\text{расч}} - l_{\text{ис}}}{l_{\text{ис}}} \cdot 100, \quad (8)$$

где $l_{\text{рас}}$, $l_{\text{ис}}$ – расстояния до места повреждения соответственно расчетные и истинные.

При использовании одностороннего метода ОМП составляется аналогичная модель исследуемого участка ЭЭС и производятся расчеты при перемещении точки однофазного КЗ (фаз A , B , C) вдоль линии. Но при этом вычисляются не только ток нулевой последовательности, но и напряжение и ток поврежденной фазы. Для расчета расстояний используется выражение (1). При этом необходимо заранее определить удельные сопротивления ВЛ прямой и нулевой последовательности. Погрешность Δl вычисляется аналогично предыдущему случаю.

Изменения абсолютной и относительной погрешности по длине ВЛ при полном, неполном цикле и отсутствии транспозиции приводятся соответственно на [рис. 2](#) для двустороннего метода ОМП и на [рис. 3](#) для одностороннего метода ОМП.

Выводы

1. При одностороннем и двустороннем методах ОМП всегда существуют методические погрешности, которые определяются неадекватностью используемой расчетной математической модели реальному объекту, из-за: неточности задания погонных параметров и длин участков ВЛ; неучета распределенности параметров ВЛ; несимметрии параметров по фазам; взаимовлияния данной линии с параллельными ВЛ; характера заземления грозозащитных тросов по длине линии; протекания токов по контурам заземления ПС и опор линий и др.

2. При двустороннем методе ОМП транспозиция фаз приводит к увеличению методической погрешности от неучета пофазного различия. При-

чем погрешность достигает максимального значения в местах установки транспозиционных опор.

3. При использовании одностороннего метода ОМП максимальное значение погрешности существенно больше, чем при двустороннем способе. Причем погрешность всегда возрастает к концу линии. Наличие транспозиции приводит к уменьшению методической погрешности от неучета пофазного различия.

4. Расчеты для ВЛ напряжением 110, 220, 500, 750 кВ подтвердили полученные выводы (п.2 и 3).

5. Разработан авторами и внедряется в производство метод и программный комплекс для ПК по определению мест повреждения на ВЛ 110–750 кВ методом фазных составляющих, который позволяет существенно снизить методическую погрешность ОМП и соответственно повысить точность ОМП и ускорить поиск места повреждения ВЛ.

Список литературы

- Ульянов С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. М.: Энергия, 1970.
- Определение мест повреждения линий электропередачи по параметрам аварийного режима* / Малый А. С. и др. М.: Энергия, 1972.
- Шабад М. А., Шмурьев В. Я. Новые аппаратные и программные решения при определении места повреждения. – Энергетик, 2001, № 4.
- Уточнение определения мест повреждения на ВЛ при использовании фазных составляющих* / Мисриханов М. Ш., Попов В. А., Якимчук Н. Н., Медов Р. В. – Электрические станции, 2001, № 3.
- Определение мест повреждения на ВЛ 330 – 750 кВ методом фазных составляющих* / Мисриханов М. Ш., Попов В. А., Якимчук Н. Н., Медов Р. В. – Труды ИГЭУ, 2001, вып.4.
- Айзенфельд А. И. Алгоритмические погрешности определения мест повреждения воздушных линий напряжением 110 – 750 кВ. – Электрические станции, 1998, № 7.

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Новое оборудование для систем возбуждения и опыт его эксплуатации

Воробей В. К., Иванов С. Л., инженеры, Кичаев В. В., Преснов Ю. Л., Попов Е. Н., кандидаты техн. наук, Перельман И. Ф., инж.

ФГУП НИИэлектромаш – АО “Фирма ОРГРЭС”

Научно-исследовательский институт электромашиностроения (НИИэлектромаш) стоял у истоков создания быстродействующих систем возбуждения турбо-, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов и обладает большим опытом в указанной области. Достаточно упомянуть о создании автоматических регуляторов возбуждения сильного действия, о разработке статических систем возбуждения и систем возбуждения синхронных компенсаторов совместно с ОАО Уралэлектротяжмаш, бесщеточных систем возбуждения для турбогенераторов мощностью 500 и 1000 МВт с ОАО “Электросила”, создании и выпуске первых в нашей стране систем возбуждения с микропроцессорным управлением.

В нашей новейшей истории НИИэлектромаш стал производителем систем возбуждения разного типа, удовлетворяющих современным требованиям и конкурентоспособных не только в России, но и на других рынках.

Номенклатура выпускаемых изделий включает: статические системы возбуждения типа СТС и СТН, оборудование бесщеточных систем возбуждения типа СВБД для турбогенераторов мощностью от 2,5 до 63 МВт; статические системы самовозбуждения типа СТС-МРУ со 100%-ным резервированием тиристорных преобразователей, их системы управления и регулирования, предназначенные для турбогенераторов мощностью от 32 до 320 МВт; комплекты оборудования систем управления и регулирования (КОСУР) для реконструкции систем возбуждения с высокочастотными, бесщеточными и коллекторными возбудителями; автоматические регуляторы возбуждения типа АРВ-СДП1, АРВ-СДП1М и АРВ-СДС.

Все типы систем возбуждения и оборудования для них, выпускаемые НИИэлектромаш, сданы МВК и поставляются по соответствующим техническим условиям, утвержденным РАО “ЕЭС России”.

Эффективность использования мощных синхронных генераторов и обеспечение надежности их работы в энергосистеме в значительной мере определяются системой возбуждения. По данным исследовательского комитета СИГРЭ на долю систем возбуждения приходится около 32% аварий ге-

нераторов. В связи с этим надежности систем возбуждения при их разработке уделяется большое внимание. Выбор принципа возбуждения, необходимой степени резервирования оборудования и его конструктивного выполнения, выбор способов управления, регулирования и защиты являются главными факторами при создании систем возбуждения.

Наиболее часто используются следующие подходы к резервированию:

1. Тиристорный преобразователь выполняется либо с избыточным числом параллельных мостов, либо с избыточными параллельными ветвями; автоматический регулятор возбуждения (АРВ) сильного действия резервируется упрощенным регулятором пропорционального типа – одноканальная система возбуждения (рис. 1). При повреждении аппаратуры и оборудования системы возбуждения производится перевод на резервный возбудитель.

2. Система возбуждения имеет два канала автоматического регулирования. Эти каналы идентичны: каждый включает системы измерения, АРВ, систему управления тиристорами (СУТ) и блоки питания (рис. 2). В случае отказа в работающем канале происходит автоматический переход на резервный канал. Тиристорный преобразователь резервируется как в первом варианте, причем в соответствии с ГОСТ 21558-88 обеспечиваются все режимы работы генератора без ограничений либо при повреждении одного из преобразователей, либо одной параллельной ветви. Поврежденный преобразователь может быть выведен в ремонт с помощью разъединителей.

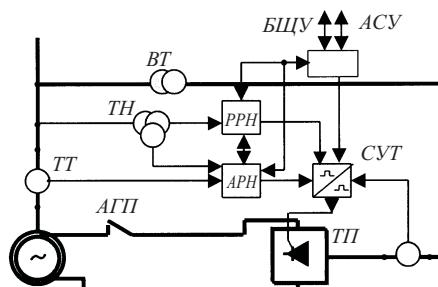


Рис. 1. Одноканальная система возбуждения

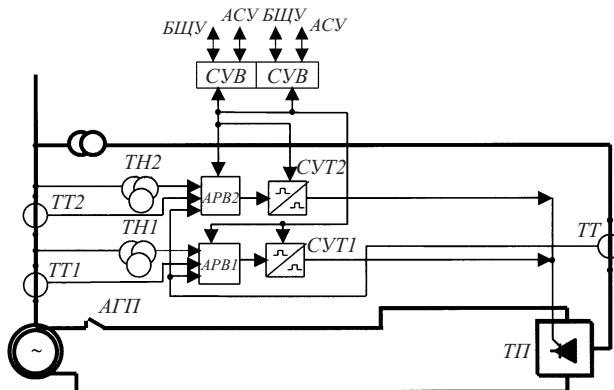


Рис. 2. Двухканальная система возбуждения с резервированием по цепям регулирования и управления

3. Наиболее предпочтительный способ, но и наиболее дорогостоящий – применение двух преобразовательно-регулирующих каналов, т.е. имеется 100%-ный резерв по силовому преобразовательному оборудованию, измерению, управлению и регулированию (рис. 3). Каждый канал имеет свои системы измерения, одинаковые АРВ сильного действия, СУТ и тиристорный преобразователь. В этой системе один канал находится в работе, а другой – в горячем резерве со снятыми импульсами управления. В случае повреждения канала, находящегося в работе, происходит автоматический перевод на резервный канал.

Еще один способ повышения надежности – независимость и автономность работы системы автоматического регулирования возбуждения и управления тиристорами, системы защит и системы управления возбуждением (СУВ), реализованные во всех системах возбуждения разработки института НИИэлектромаш. СУВ выполнена на основе микропроцессорной техники и решает задачи супервизорного управления, выполняет информационные функции, функции контроля и диагностики, а также связи с верхними уровнями управления (БЦУ и АСУ ТП).

Быстро действующие бесщеточные системы возбуждения. НИИэлектромаш и ОАО “Привод” для турбогенераторов мощностью от 2,5 до 63 МВт разработали системы возбуждения бесщеточные диодные (СВБД). Они предназначены для замены устаревших систем возбуждения типа БВУГ.

Для этих систем разработан ряд однотипных бесщеточных возбудителей с частотой переменного тока якоря 400 Гц и с трехфазным мостовым вращающимся выпрямителем. Ротор возбудителя крепится консольно на валу турбогенератора. Конструкция вращающегося выпрямителя – блочная. Элементы выпрямителя (роторные диоды типа Д105-630, демпфирующие RC-цепи, тиристорные устройства защиты) размещаются на отдельных модулях (радиаторах охлаждения), которые крепятся на ободе ротора возбудителя. Применение

такой компоновки значительно улучшило технологию сборки возбудителя, повысило надежность его работы.

В СВБД для защиты от перенапряжений, возникающих при переходных процессах (несимметричные КЗ в сети, самосинхронизация, грозовые перенапряжения), впервые использованы нелинейные сопротивления – варисторы. Для этой цели были разработаны варисторы роторного типа ВОЦ-Р-46 (на основе оксида цинка). Они размещены в блоках из стеклотекстолита, включающих последовательно соединенные варистор и плавкую вставку. Последняя выполняет роль предохранителя, отключающего варистор в случае его пробоя. Более чем шестилетний опыт эксплуатации варисторов показал, что они, как средства защиты от перенапряжений, позволили полностью исключить повреждения бесщеточных возбудителей из-за пробоя по напряжению.

Другая задача, поставленная при разработке СВБД, – повышение быстродействия бесщеточных систем возбуждения. Быстродействие достигнуто за счет введения жесткой отрицательной обратной связи по току возбуждения возбудителя (или по напряжению ротора турбогенератора), снижающей постоянную времени возбудителя, и использования повышенной кратности напряжения возбуждения возбудителя, обеспечивающего увеличение скорости нарастания напряжения ротора.

Эти решения, разработанные НИИэлектромаш и ОАО “Электросила” для бесщеточных систем возбуждения мощных турбогенераторов и перенесенные на машины малой мощности, позволили резко улучшить динамические свойства системы, что особенно важно для автономных систем, а также позволили при необходимости ввести сильное регулирование возбуждения. В частности, в автономных системах с турбогенераторами, имеющими систему возбуждения СВБД, стал возможен запуск двигателей, составляющих по мощности до 30% установленной мощности турбоагрегата.

С целью повышения надежности СВБД она выполнена двухканальной. В основной канал входят тиристорный преобразователь ТП1 на оптотиристорах с системой управления СУТ1, регулятором напряжения АРН и резервным регулятором напряжения РРН1. В резервный канал входят тиристорный преобразователь ТП2 с системой управления СУТ2 и резервным регулятором РРН2 (см. рис. 2).

Для СВБД разработан новый регулятор напряжения АРН, в котором реализован ПИД-закон регулирования напряжения статора генератора с компаундированием по реактивной составляющей тока статора и со стабилизацией по первой производной тока ротора. Система возбуждения при работе с АРН обеспечивает поддержание заданного напряжения генератора с точностью не более 1%

относительно установленной статической характеристики, которая задается от 0 до 10% в режиме выдачи реактивной мощности и от 0 до 100% в режиме потребления реактивной мощности, т.е. в режиме ограничения минимального возбуждения (ОМВ) ток возбуждения ограничивается значением, не допускающим переход генератора в режим глубокого потребления реактивной мощности.

Кроме того, в СВБД часть функций, выполняющих защиту, была снята с регулятора и перенесена на микропроцессорную систему управления возбуждением. К ним относятся ограничение максимального тока ротора с учетом его теплового состояния и ограничение перегрузки по токам статора и ротора в соответствии с заданными тепловыми характеристиками. Функции автоматической подгонки уставки напряжения при синхронизации, программное начальное возбуждение, а также разгрузка турбогенератора по реактивной мощности при плановом останове турбогенератора остались за АРН.

Для турбогенераторов, имеющих слабые связи с энергосистемой, следует дополнительно заказать системный стабилизатор, устанавливаемый в АРН дополнительно, который вводит в ПИД-закон регулирования по напряжению генератора дополнительные сигналы по отклонению и первой производной частоты его напряжения, способствующие демпфированию качаний ротора турбогенератора в послеаварийных режимах.

Резервный регулятор напряжения является регулятором пропорционального типа по отклонению напряжения турбогенератора. При работе системы возбуждения с АРН происходит автоматическая непрерывная подгонка уставки РРН к уставке АРН с точностью не хуже 0,5% номинального напряжения в режиме холостого хода генератора или не хуже 5% тока возбуждения при работе генератора в сети. Соответственно при работе системы возбуждения с РРН осуществляется автоматическая непрерывная подгонка уставки АРН под уставку РРН.

Система возбуждения типа СВБД является одной из первых в России, в которой вместо традиционных устройств управления, контроля, защиты и сигнализации, построенных на элементах "жесткой логики", используется микропроцессорная техника. Микроконтроллер совместно с устройствами ввода/вывода информационных сигналов осуществляет автоматизированное управление устройствами системы возбуждения, технологические ограничения режимов турбогенератора, информационные функции и контроль за работой оборудования.

Реализация всех этих функций осуществляется путем приема, преобразования и обработки информации от дискретных и аналоговых датчиков, команд оператора или автоматики станции с последующей выработкой управляющих воздействий

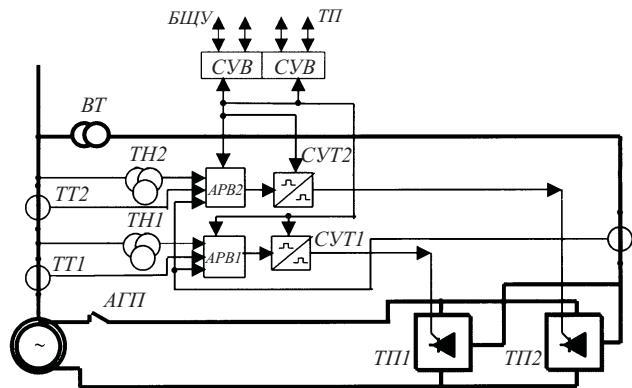


Рис. 3. Двухканальная система возбуждения с резервированием по силовому оборудованию, цепям регулирования и управления

вий на исполнительные органы и выдачей сообщений оперативному персоналу.

Одноплатный микроконтроллер выполнен на базе однокристальной микро-ЭВМ семейства MC8051 фирмы "Интел", на плате также расположен аналого-цифровой преобразователь с 8-канальным коммутатором, два цифроаналоговых преобразователя, порты ввода/вывода дискретных сигналов и два канала последовательного обмена RS-232. Контроллер вступает в работу по факту появления напряжения питания.

Программное обеспечение СУВ содержит программные блоки сбора информации, управления, технологических ограничений режимов работы турбогенератора, готовности системы возбуждения к работе, защиты и блок тестов.

Рабочий цикл программы (шаг квантования) – 20 мс. Внутри цикла работа отдельных блоков программ организована по иерархическому признаку, причем при вызове программы более высокого приоритета уже выполнявшаяся программа ставится в очередь для последующего выполнения. Тестовые программы, контролирующие работу устройств микроконтроллера, выполняются в фоновом режиме, т.е. в интервале времени внутри такта, свободного от выполнения основных программ.

Программа готовности к работе контролирует положение аппаратуры (включено/отключено) и исправность устройств системы возбуждения. Программа запускается при первоначальном включении системы возбуждения, блокируя запуск системы возбуждения при ее неготовности к работе.

Технологический блок содержит программу ограничения перегрузки ротора турбогенератора в функции времени. При достижении максимально допустимой температуры обмотки ротора, определенной с помощью кривой допустимых перегрузок, СУВ переводит турбогенератор в режим остыния на заданное время, при этом ток ротора устанавливается равным 98% номинального зна-

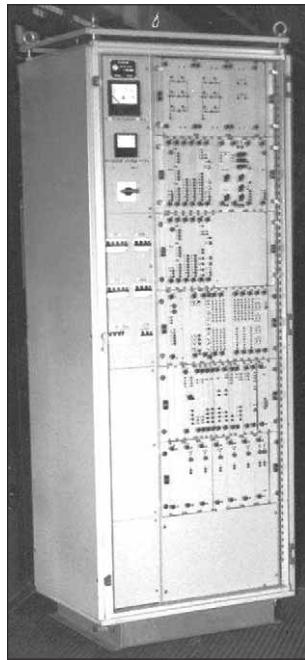


Рис. 4. Шкаф системы возбуждения

чения. Процесс перевода в этот режим происходит путем мгновенного ограничения напряжения возбуждения возбудителя сверху, при этом работа АРН фактически игнорируется. Затем СУВ снижает уставку АРН до значения, когда ток ротора находится в диапазоне указанного ($0,95 \div 0,98$) $I_{\text{рот}}$, и работа АРН восстанавливается. Ограничение напряжения возбуждения снимается на время КЗ в системе для того, чтобы обеспечить форсировку возбуждения. После окончания режима остыивания ограничение значения напряжения снимается, а уставка АРН возвращается к первоначальному значению.

В СУВ программно реализована защита турбогенератора от снижения частоты ниже заданного значения, действующая на отключение возбуждения в режиме холостого хода турбогенератора.

В шкафу системы возбуждения (ШСВ) имеется комплект защит для бесщеточной системы возбуждения, выполненный на микросхемах средней интеграции. Бесщеточная система возбуждения укомплектована следующими видами защит:

- от потери возбуждения;
- от замыкания на шинах постоянного тока якоря бесщеточного возбудителя;
- от несимметричных замыканий в цепях врашающегося выпрямителя при пробое роторных диодов;
- от повышения напряжения статора турбогенератора в режиме холостого хода;
- от перегрузки ротора;
- от превышения предельного тока возбуждения и замыканий в тиристорном преобразователе (токовая отсечка);
- от замыкания обмотки возбуждения турбогенератора на землю в одной точке (вал ротора).

При создании шкафа ШСВ реализован принцип, при котором устройства управления и регулирования, защиты, контроля и информации имеют собственные источники вторичного электропитания и собственные источники информации (датчики).

Размеры ШСВ – $800 \times 600 \times 2000$ мм. Общий вид шкафа показан на рис. 4.

Шкаф системы возбуждения выпускается НИИэлектромаш с 1994 г. для комплектации турбогенераторов с системами СВБД, выпускаемых ОАО “Привод”.

Система возбуждения бесщеточная диодная показала себя хорошо в эксплуатации, замечаний к ней нет.

Статические тиристорные системы возбуждения. Системы управления и регулирования, аналогичные ранее рассмотренным, используются и в новой серии статических систем самовозбуждения типа СТС, разработанной для турбогенераторов мощностью от 2,5 до 63 МВт.

В этих системах применяется первый способ резервирования – преобразователь выполнен с параллельными ветвями, причем выход из работы одной ветви преобразователя не приводит к ограничению режимов работы турбогенератора; канал регулирования содержит основной регулятор типа АРН и резервный регулятор РРН.

Микропроцессорная система управления возбуждением (СУВ) осуществляет начальное возбуждение, гашение поля, ограничение перегрузки генератора, выявление и обработку сигналов о неисправностях СВ, связь с БЦУ. Контроль за работой ТП, состоянием предохранителей также возложен на СУВ. Система возбуждения СТС принята МВК в 1994 г. Список работающих систем приведен в табл. 1.

В связи с необходимостью создания систем возбуждения повышенной надежности, а также отказа от резервных возбудителей НИИэлектромаш разработана и выпускается система одногруппового тиристорного самовозбуждения со 100%-ным резервированием типа СТС-МРУ.

Эта система имеет два автономных преобразовательно-регулирующих канала (ПРК), каждый из которых содержит регулятор типа АРВ-СДП1М или АРВ-СДС, свою систему управления тиристорами, свой тиристорный преобразователь (ТП). Каждый канал обеспечивает все режимы работы, включая форсировку возбуждения. В работе постоянно находится один ПРК, второй – в горячем резерве. При неисправности в любом из узлов работающего канала (АРВ, СУТ, ТП) производится автоматический перевод на резервный канал без изменения режима работы генератора (предусматривается и переход с канала на канал по команде “ручной” перевод).

Питание обоих каналов осуществляется от шин генератора через один выпрямительный

трансформатор. Преобразователи обоих каналов включены параллельно по переменному и постоянному току; наличие разъединителей в цепях постоянного и переменного тока позволяет ремонтировать отключенный из-за неисправности ТП при работе турбогенератора со вторым преобразователем.

Задача тиристорных преобразователей и обмотки ротора турбогенератора осуществляется тиристорным разрядником многократного действия. При его срабатывании обмотка ротора замыкается на активное сопротивление самосинхронизации. Гашение разрядника производится путем шунтирования его контактором.

Начальное возбуждение генератора производится с помощью устройства начального возбуждения, получающего питание от сети собственных нужд 380 В электростанции либо от аккумуляторной батареи (ГАП).

Гашение поля генератора производится переводом преобразователя в инверторный режим либо автоматом гашения поля (АГП).

Аппаратура управления возбуждением СУВ также имеет 100%-ный резерв – два управляющих микроконтроллера типа В10 (рабочий и резервный). Вся информация о работе системы возбуждения заносится в их память – “дневник событий” – с привязкой событий по времени и может быть по вызову оператора просмотрена на местном пульте оператора.

Применение этих устройств позволило отказаться от большого числа релейно-контактной аппаратуры и обеспечить высокий уровень диагностики и контроля за работой оборудования.

В состав СТС-МРУ входит комплект защит, предназначенных для действия в следующих аварийных ситуациях:

Таблица 1

Генератор	Мощность генератора, МВт	Электростанция и число установленных генераторов	Год ввода в эксплуатацию
Бесщеточные системы возбуждения			
T-12	12	Ижевская ТЭЦ – 4 шт.	1994 – 1997
T-6-2	6	Якутская ТЭЦ – 2 шт.	1997
TC-32	32	ГЭС-1 АО Мосэнерго	1998
TC-32	32	Кемеровская ГРЭС	1998
T-12	12	ТЭЦ АО Кондопога – 2 шт.	1998, 1999
T-12	12	ТЭЦ КНПЗ (г. Самара) – 2 шт.	1999
TC-32	32	ТЭЦ Безымянская (г. Самара)	1999
TC-20	20	ГТУ ПО “Нафтан” (Белоруссия) – 2 шт.	1999, 2000
TC-25	25	ТЭЦ АО “Лифоса” (Литва)	2000
TC-32	32	Кемеровская ТЭЦ	2000
TC-32	32	Норильская ТЭЦ	2000
TC-32	32	Ярославская ТЭЦ	2000
Статические системы самовозбуждения типа СТС			
TC-32	32	ТЭЦ-17 АО Мосэнерго	1995
TC-63	63	ТЭЦ-2 АО Волгоградэнерго	1997
TC-32	32	ТЭЦ Криворожского металлургического комбината (Украина)	1998
Статические системы самовозбуждения типа СТС-МРУ			
TФ-60	60	ТЭЦ “Кенкоу” (Китай)	1996
TФ-60	60	Пензенская ТЭЦ	1997
TВВ-167	167	ТЭЦ “Хуанен” (Китай) – 2 шт.	1997, 1998
ТЗВ-110	110	ТЭЦ-27 АО Мосэнерго	1997
ТФП-110	110	ТЭЦ-27 АО Мосэнерго	1998
TВВ-220	220	ТЭЦ “Хуанен” (Китай) – 2 шт.	1998, 1999
ТФ-100-2	100	ТЭЦ-1 Бишкек (Киргизия)	2000
Модернизация высокочастотных систем возбуждения турбогенераторов серии ТВВ и ТВФ			
TВВ-320	320	ГРЭС-19 АО Ленэнерго – 3 шт.	1989 – 1991
TВВ-200-2	200	Ровенская АЭС (г. Ровно, Украина) – 2 шт.	1992
TВФ-120-2	120	Самарская ТЭЦ (г. Самара)	1995
TВФ-120-2	120	ТЭЦ ВАЗ (г. Тольятти)	1996
TВВ-500-2	500	Курская АЭС (г. Курчатов) – 2 шт.	1998
TВВ-200-2	200	Беловская ГРЭС (г. Белово)	2000

при снижении уровня изоляции и возникновении замыкания на корпус в какой-либо точке обмотки ротора или цепи возбуждения;

при возникновении несимметрии напряжений в трехфазной сети, питающей тиристорный преобразователь;

при снижении в режиме холостого хода частоты напряжения турбогенератора ниже заданного уровня;

при превышении предельного тока форсировки; при потере возбуждения;

при повышении напряжения статора турбогенератора в режиме холостого хода;

при коротких замыканиях на кольцах ротора;

если длительность перегрузки обмотки ротора током возбуждения превышает допустимую с учетом кратности перегрузки;

при коротких замыканиях на выводах выпрямительного трансформатора, питающего ТП, а также в самом преобразователе.

Все защиты выполнены на микросхемах среднего уровня интеграции. Имеется память защит, их работоспособность можно тестировать при работающем турбогенераторе.

Системы возбуждения типа СТС-МРУ выпускаются на токи от 300 до 3200 А и выпрямленное напряжение до 500 В. Длительность форсировки составляет 20 – 50 с. Время изменения напряжения возбуждения от номинального до потолочного при форсировке и время расфорсировки напряжения возбуждения от номинального до отрицательного, равного 0,75 потолочного значения, при номинальных значениях мощности и $\cos \phi$ турбогенератора не превышает 0,04 с.

Тиристорные преобразователи выполняются с естественным или принудительным воздушным охлаждением.

Системы возбуждения работают с 1996 г. (табл. 1). Аварийных отключений по вине системы возбуждения не было.

Таблица 2

Параметр	КОСУР-15	КОСУР-50	КОСУР-100	КОСУР-300
Заменяемые элементы	ЭПА-120, ЭПА-305, РВА-62	ЭПА-325, ЭПА-500	Бесщеточные возбудители	Бесщеточные возбудители
Возбудители:				
высокочастотные	–	+	–	–
высокочастотные с параллельным компандированием	+	–	–	–
коллекторные постоянного тока	+	–	–	–
Бесщеточная система возбуждения	+	+	+	+

Комплекты оборудования систем управления и регулирования (КОСУР). Для реконструкции систем независимого возбуждения с высокочастотными, бесщеточными и коллекторными возбудителями (в дальнейшем с электромашинными возбудителями), имеющих в своем составе аппаратуру автоматического управления и регулирования, выпущенную на базе панелей ЭПА-120, ЭПА-305, ЭПА-325, ЭПА-500 и РВА-62 турбогенераторов мощностью от 50 до 500 МВт, НИИЭлектромаш выпускаются комплекты оборудования КОСУР.

Цель реконструкции – замена морально и физически устаревших панелей регулирования типов ЭПА или РВА, повышение надежности систем возбуждения и доведение параметров реконструированных систем до характеристик, удовлетворяющих всем требованиям ГОСТ 21558-88. В частности, характеристики реконструированных высокочастотных систем возбуждения по быстродействию должны быть близки к характеристикам тиристорных систем независимого возбуждения, что позволяет использовать автоматические регуляторы возбуждения сильного действия типа АРВ-СДС или АРВ-СДП1 и полностью реализовать все возможности синхронного генератора в режимах потребления реактивной мощности.

Реконструкция систем возбуждения с электромашинными возбудителями в зависимости от мощности генератора и годового времени использования по требованию заказчика выполняется по одной из трех схем:

одноканальной с питанием преобразовательно-трансформатора от шин напряжением 0,4 кВ или 6 – 10 кВ напряжения генератора (объекта);

двухканальной с одним главным АРВ, с двумя тиристорными преобразователями и двумя резервными регуляторами напряжения (РРН) с питанием каналов от разных секций 0,4 кВ собственных нужд станции;

двухканальной с питанием преобразовательно-регулирующих каналов от разных, имеющих резервное питание секций 0,4 кВ собственных нужд станции (для АЭС – от секции 0,4 кВ надежного питания).

В двухканальных схемах в работе постоянно находится один ПРК, второй – в резерве со снятыми импульсами управления.

Комплект оборудования КОСУР совместно с системой возбуждения обеспечивает следующие режимы работы и параметры возбуждения:

программное начальное возбуждение до $95 \pm 5\%$ номинального напряжения генератора; холостой ход;

включение в сеть методом точной (автоматической или ручной) синхронизации;

включение в сеть методом самосинхронизации;

работу в объединенной и автономной энергосистемах с нагрузками от холостого хода до номинальной, а также с перегрузками, соответствующими ГОСТ 183-74 и ГОСТ 533-85;

останов агрегата в нормальных и аварийных режимах;

форсировку возбуждения с заданной кратностью и настраиваемой уставкой реле форсировки и развозбуждение при нарушениях в энергосистеме, вызывающих соответственно снижение или увеличение напряжения на шинах станции или генератора по отношению к заданной статической характеристике;

развозбуждение и гашение поля при нормальном останове генератора переводом тиристорного преобразователя (в дальнейшем преобразователь) в инверторный режим;

гашение поля в аварийных режимах при действии защит с использованием специальных устройств гашения поля (АГП, кроубар и др.) и переводом преобразователя в инверторный режим;

поддержание напряжения на выводах генератора в соответствии с заданной уставкой с точностью 1% относительно заданной статической характеристики;

стабилизацию режимов генератора с помощью системного стабилизатора, осуществляющего регулирование по отклонению частоты генератора и ее производной, а также по производной тока ротора генератора;

устойчивое равномерное распределение реактивной мощности между однотипными генераторами, объединенными на уровне генераторного напряжения, без использования группового регулирования или поперечных уравнительных связей;

работу с устройствами группового регулирования напряжения;

разгрузку генератора по реактивной мощности с точностью $\pm 5\%$ номинального значения при плановом останове турбогенератора;

местное и дистанционное изменение уставки регулятора со скоростью 0,5%/с в диапазоне от 80 до 110% номинального напряжения генератора;

ограничение перегрузки ротора по времязависимой характеристике в соответствии с данными генератора;

ограничение минимального тока возбуждения в зависимости от активного тока генератора;

снижение уставки напряжения на 2% при уменьшении частоты на 1 Гц в диапазоне частот от 50 Гц до 45 Гц;

автоматическую подгонку уставки резервного регулятора под уставку рабочего АРВ с точностью не хуже 0,5% напряжения турбогенератора в режиме холостого хода или 5% тока ротора при работе в сети.

Задача тиристорного преобразователя от перенапряжений, возникающих в сети собственных нужд, осуществляется варисторным защитным устройством (ЗУ).

Защиты КОСУР представляют собой аналого-цифровой комплекс на интегральных микросхемах.

В комплект защищают следующие устройства: защита от превышения заданного уровня напряжения возбудителя U_B ; при $U_B \geq 2,3$ номинального значения защита с выдержкой времени 0,15 с выдает команду перевода на резервный канал, вторая ступень с выдержкой времени 0,5 с действует на гашение поля возбудителя;

от превышения предельного тока форсировки; защита срабатывает при токе, равном 2,2 номинального значения, с выдержкой времени 0,15 – 0,5 с и действует на отключение АГП и инвертирование ТП;

защита от потери возбуждения срабатывает при $I_r \leq 0,1 I_{rh}$ и действует на отключение АГП с выдержкой времени 0,1 – 0,5 с;

защита от перегрузки по току ротора с уставкой по времени, зависящей от кратности перегрузки; работает при превышении током возбуждения номинального значения и имеет две выдержки времени: первая ступень срабатывает при 0,8 допустимого времени перегрузки с воздействием на АРВ с целью разгрузки генератора, вторая – при достижении времени перегрузки с воздействием на отключение генератора и гашение поля;

защита цепей возбуждения от замыкания на землю в одной точке имеет две уставки срабатывающих: предупредительную 10 – 20 кОм с выдержкой времени 10 с и аварийную с уставкой 4 – 5 кОм и выдержкой времени 5 с;

защита от снижения частоты на холостом ходу действует на гашение поля при снижении частоты до 45 Гц.

Аппаратура управления возбуждением СУВ аналогична описанным ранее для статических систем возбуждения.

Возможная комплектация и варианты исполнения КОСУР на номинальные токи 15, 50, 100 и 300 А приведены в табл. 2.

Для АЭС выпускаются системы со 100%-ным резервированием силовой части, систем управление и регулирования.

Эксплуатация электростанций дает положительную оценку реконструкции систем возбуждения на основе оборудования КОСУР.

Организация производства оборудования для систем возбуждения в НИИэлектромаш существенно расширила возможности института по финансированию исследований и новых разработок. В настоящее время НИИэлектромаш ведет исследование и разработку в области цифровых систем управления, регулирования и защиты и его ближайшая цель – выпуск цифровых станций для систем возбуждения.

ОБМЕН ОПЫТОМ

Электростанции как объекты для экскурсий и туризма

Кожевников Н. Н., инж.

Москва

При поездках за рубеж нельзя не обратить внимание на то, что на многих уникальных действующих и строящихся технических объектах открыты музеи и проводятся экскурсии, в том числе и на объектах энергетики. Это приносит немалый доход предприятию и одновременно служит познавательным целям, утверждению престижа фирмы, являясь ее наглядной рекламой и данью памяти разработчикам и строителям объекта.

В России дело организации музеев и экскурсий на действующих престижных технических объектах по существу не развито, более того, эти предприятия являются закрытыми для посещения. Очевидно, в этом сказываются устаревшие традиции советской закрытости, секретности и строгой охраны объектов. Из известных мне организованных музеев на объектах энергетики России могу привести только Шатурскую ГРЭС, одного из первенцев плана ГОЭЛРО, но при этом экскурсии на действующую электростанцию не проводятся, реклама отсутствует, иногородних посетителей музея почти нет.

В связи с этим представляется интересным ознакомить читателей журнала с постановкой экскурсионного обслуживания туристов на примере первенца крупной гидроэнергетики США – ГЭС Hoover Dam, построенной в ущелье р. Колорадо в Калифорнии в 1931 – 1936 гг. [1] (российским энергетикам эта гидростанция была известна под названием Боулдер-Дэм [2]). В 1947 г. Конгрессом

США эта станция была переименована в честь 31 президента США Герберта Гувера, при котором в годы американской депрессии было организовано строительство ГЭС. Установленная мощность 17 гидроагрегатов на этой станции сегодня доведена до 2080 МВт, арочная бетонная плотина имеет высоту 221,3 м, объем водохранилища 1,24 трл. м³.

Для проведения экскурсий эта станция расположена удачно, много туристов из Лос-Анджелеса посещают известный национальный парк Большой Каньон – самый глубокий (до 1800 м) каньон в мире, и одновременно знакомятся с ГЭС Hoover Dam. Ежегодно посещают эту ГЭС свыше 1 млн. туристов, в отдельные дни число экскурсантов превышает 4000 человек, экскурсии проводятся с 8 ч 30 мин до 17 ч. При станции имеется бесплатная парковка на 2000 автомашин.

Экскурсии организованы следующим образом. Прежде всего покупается билет, стоимость которого для обычного туриста 10 дол. США, для пенсионеров – 7 дол., для детей – 5 дол. При приобретении билета выдают табличку с № группы, в каждой группе по 20 человек, гид раздает экскурсантам шлемы, группы идут обычно с интервалом в 15 мин. Экскурсоводами-гидами работают, как правило, инженеры-пensionеры, работники ГЭС.

Экскурсия начинается с осмотра исторического музея ГЭС, где представлены фотографии и схемы гидроузла и этапов проектирования, строительства и эксплуатации, демонстрируются документы и фотографии строителей, эксплуатационников и известных деятелей, посетивших ГЭС. Со строительством этой станции ознакомился в 1935 г. президент США Франклайн Д. Рузвельт. Экскурсия продолжается осмотром машинного зала ГЭС (рис. 1), затем по потерне и лестнице туристы поднимаются на гребень плотины (рис. 2), снимают и сдают шлемы и идут в кинозал, где показывают кинофильм о строительстве ГЭС. Продолжительность экскурсии составляет 1,5 – 2 ч, в конце маршрута расположено небольшое кафе с кофейными автоматами и бутербродами. Экскурсанты получают бесплатно проспекты ГЭС, разрешается фотографировать все объекты ГЭС.

Доход от проведения экскурсий по объектам ГЭС составляет свыше 5 млн. дол. в год, так в США энергетики делают свой бизнес на экскурсиях.



Рис. 1. Машинный зал ГЭС Hoover Dam

Другим примером использования туризма на объектах гидроэнергетики является строительство в Китае уникальной ГЭС на р. Янцзы “Три ущелья” мощностью 12 тыс. МВт. В августе 2000 г. это строительство посетила делегация энергетиков России. Члены делегации дали высокую оценку качеству и темпам строительства, осуществляемого с использованием передовой техники и технологии; на стройке хорошо организованы прием туристов и их экскурсионное обслуживание, чего на строительстве крупных технических сооружений в Советском Союзе никогда не проводилось, а строительные площадки были вообще закрытыми для посещения экскурсантов.

В Китае туризм и ознакомление со строительством грандиозной ГЭС развернуты очень широко и уже сегодня приносят немалый доход, используемый для финансирования строительства. Уже на стадии проектирования гидроузла был предусмотрен массовый прием туристов, в г. Ичан намечено строительство международного аэропорта с пропускной способностью до 1,4 млн. пассажиров в год для приема туристов из всех стран мира [3].

Во многих случаях организовать экскурсионное обслуживание электростанций в России, безусловно, возможно и целесообразно. Конечно, не все эти объекты вписываются в существующую схему туристских маршрутов. Но есть примеры удачного расположения электростанций вблизи освоенных туристских маршрутов, например, Загорская ГАЭС, которая находится недалеко от Троице-Сергиевой лавры, активно посещаемой туристами, и рядом со старинной Богородской фабрикой резьбы по дереву с интересным музеем.

Конечно, организация туристических экскурсий на электростанциях потребует определенных затрат на создание музея, его оформление, издание проспектов и организацию сервиса. Но при этом нельзя забывать и о техническом престиже России и сохранении памяти о строителях электростанций. За рубежом при каждом уникальном сооружении обязательно есть музей для посещения туристов. В России создатели этих уникальных сооружений часто преданы забвению, и особенно в последнее время, когда архивы организаций уничтож-



Рис. 2. Бетонная арочная плотина Hoover Dam

жены, а помещения сданы в аренду коммерческим организациям.

Есть, конечно, в России и чисто экономические трудности по организации экскурсий на электростанциях, стоимость экскурсионного билета для россиян не может составлять 10 дол., как в США, при высокой стоимости билетов число посетителей будет крайне ограниченным и затраты на организацию экскурсий не окупятся. Вероятно, не последнюю роль должна играть и государственная поддержка развития туризма и экскурсий на уникальные технические сооружения России.

При организации экскурсионного обслуживания следует привлекать и более состоятельных иностранных туристов. Например, по сообщению работников Интуриста приезжающие в Россию немецкие инженеры хотели бы посетить ряд электростанций и других технических объектов, которые строились в 30-х годах с участием их дедушек.

Список литературы

1. *Hoover Dam*. Проспект рекламного бюро ГЭС, 2000.
2. Разин Н. В. Опыт строительства Волжской гидроэлектростанции им. В. И. Ленина. М.-Л.: Госэнергоиздат, 1960.
3. Золотов Л. А., Шайтанов В. Я. Экологические и социальные проблемы строительства гидроузла “Три ущелья” на р. Янцзы. – Гидротехническое строительство, 2000, № 5.

От редакции

Коммерческие выгоды от туризма на электрических объектах могут и не быть главными. Очень важное значение имеет просвещение людей, плохо представляющих сейчас условия работы и проблемы электроэнергетики. Демонстрация сложности и уникальности оборудования не только гидравлических, но и тепловых и атомных электростанций (может быть, и крупных подстанций), высокого уровня эксплуатации и обслуживания, экологической безопасности энергообъектов и разъяснение экономических условий их функционирования во время экскурсий помогут правильному пониманию и поддержке интересов энергетиков со стороны широкой общественности.

ХРОНИКА

О некоторых нормативных и информационных документах, изданных ОАО “Фирма ОРГРЭС” в первом квартале 2002 г.

Водолажский Ю. Г., Макарова И. Е., инженеры

ОАО “Фирма ОРГРЭС”

Типовая инструкция по эксплуатации систем контроля и управления теплоэнергетического оборудования тепловых электростанций (для дежурного персонала цеха ТАИ (АСУ ТП) распространяется на цеха, эксплуатирующие технические средства систем контроля и управления (СКУ) на ТЭС Российской Федерации.

Этот документ устанавливает состав и содержание местных инструкций по оперативному обслуживанию СКУ для дежурного персонала цехов ТАИ (АСУ ТП).

Данную Типовую инструкцию рекомендуется применять при составлении местных инструкций на ТЭС, имеющих большинство технических средств СКУ “традиционного” типа и, возможно, одну или несколько отдельных подсистем АСУ ТП вне зависимости от типа установленного на электростанции технологического оборудования.

При наличии на ТЭС как “традиционных” СКУ, так и многоуровневых интегрированных АСУ ТП, выполненных на базе программно-технических комплексов (АСУ ТП котлов, турбин, энергоблоков и др.), при разработке местной инструкции следует кроме данного документа использовать также “Типовую инструкцию по эксплуатации АСУ ТП теплоэнергетического оборудования ТЭС: РД 153-34.1-35.522-98” (М.: СПО ОРГРЭС, 2002).

Типовое положение о цехе автоматизированных систем управления технологическими процессами (тепловой автоматики и измерений) распространяется на цех АСУ ТП (ТАИ) тепловых электростанций. Оно устанавливает требования к составу и содержанию положения о цехе АСУ ТП (ТАИ) и является основой для разработки положения для конкретной электростанции.

Действующее положение о цехе АСУ ТП (ТАИ), разработанное на ТЭС, должно быть приведено в соответствие с настоящим Типовым положением с учетом организационной структуры, фактически выполняемых подразделением функций и местных условий каждой ТЭС.

С введением в действие данного Типового положения утрачивает силу “Типовое положение о цехе тепловой автоматики и измерений: ТП 34-70-010-86” (М.: СПО Союзтехэнерго, 1987).

Устройство дуговой защиты с волоконно-оптическим датчиком в шкафах КРУ 6 – 10 кВ

выгодно отличается от имеющихся видов дуговых защит в части чувствительности, быстродействия, простоты монтажа и технического обслуживания. Распределенный волоконно-оптический датчик, проложенный в отсеках КРУ, позволяет контролировать одновременно целый ряд ячеек.

Предлагаемое устройство дуговой защиты прошло испытания в НИЦ ВВА и на стенде ОАО “Фирма ОРГРЭС”, где подтвердились его высокие технические характеристики.

Указанное устройство принято межведомственной комиссией под руководством Департамента научно-технической политики и развития РАО “ЕЭС России” и рекомендовано для широкого применения в качестве устройства защиты от дуговых замыканий в шкафах КРУ (КРУН) 6 – 10 кВ энергосистем, в первую очередь, в эксплуатируемых ячейках, не оснащенных дуговыми защитами.

Информационная система для предприятий электрических сетей – e-Net — предназначена для решения задач автоматизации учета и контроля состояния технологического оборудования объектов электрических сетей.

Основными функциями системы являются:

паспортизация технологического оборудования – учет и контроль состояния оборудования объектов электрических сетей через доступ к электронным паспортам и схемам: создание и ведение паспортов и схем высоковольтных подстанций (однолинейных схем) с размещением подстанций на топографических планах и общих электросхемах энергосистемы; ввод и ведение паспортов и схем ВЛ 220/110/35 кВ (принципиальные, поопорные, схемы фазировки, ситуационный план);

ввод и ведение паспортов и схем (однолинейных и поопорных) распределительной сети (фидеров 10/6/0,4 кВ), ввод и ведение паспортов, а также автоматизированное формирование схем подстанций (ТП и КТП 10/6/0,4 кВ);

фильтрация и сортировка информации;

поиск оборудования и объектов с отображением найденного на схемах;

доступ и поддержка централизованного справочника по технологическому оборудованию.

Использование системы e-Net позволяет устранить несоответствие между хранимыми паспортными данными оборудования и их реальным состоянием, добиться полноты данных в паспортах

оборудования, увеличить скорость внесения изменений в эти паспорта, повысить качество и скорость получения данных об оборудовании.

Рекомендации по определению нормативных режимных характеристик систем теплоснабжения и нормативной гидравлической энергетической характеристики тепловых сетей включают в себя доступные для пользователей технологические алгоритмы и примеры расчетов нормативных режимных характеристик открытых и закрытых систем теплоснабжения по показателям “удельный расход сетевой воды в системах теплоснабжения”, “разность температур сетевой воды в подающей и обратной линиях систем теплоснабжения” и нормативной гидравлической энергетической характеристики тепловых сетей по показателю “удельный расход электроэнергии на транспорт тепловой энергии в тепловых сетях”.

Рекомендации разработаны на основе “Методических указаний по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии” и предназначены для организаций РАО “ЕЭС России”, эксплуатирующих тепловые сети, – предприятий тепловых сетей и цехов тепловых сетей электростанций.

Положение о регулировании выбросов в атмосферу в период неблагоприятных метеорологических условий на тепловых электростанциях и в котельных определяет порядок разработки и проведения мероприятий по снижению загрязнения воздушного бассейна выбросами тепловых электростанций и котельных любой мощности в период неблагоприятных метеоусловий.

Положение предназначено для тепловых электростанций, котельных, энергообъединений, проектных и иных организаций электроэнергетики, а также государственных органов охраны природы.

Методические указания по нормированию сбросов загрязняющих веществ со сточными водами предприятий тепловых сетей определяют порядок и методику разработки нормативов сбросов загрязняющих веществ со сточными водами для проектируемых, строящихся и действующих предприятий тепловых сетей любой мощности в электроэнергетике.

Методические указания предназначены для предприятий тепловых сетей, АО-энерго, проектных и других организаций электроэнергетики вне зависимости от форм собственности.

Рекомендации по разработке проекта нормативов образования и лимитов размещения отходов для предприятий электрических сетей определяют порядок и методику разработки нормативов образования и лимитов размещения отходов для проектируемых, действующих и строящихся предприятий электрических сетей любой мощности в электроэнергетике.

Рекомендации предназначены для предприятий электрических сетей, АО-энерго, проектных и

других организаций электроэнергетики вне зависимости от форм собственности.

Методические указания по нормированию сбросов загрязняющих веществ со сточными водами предприятий электрических сетей определяют порядок и методику разработки нормативов сбросов загрязняющих веществ со сточными водами для проектируемых, строящихся и действующих предприятий электрических сетей (ПЭС) любой мощности в электроэнергетике.

Методические указания предназначены для ПЭС, АО-энерго, проектных и других организаций электроэнергетики вне зависимости от форм собственности.

Нормы расхода тепла на мазутные хозяйства тепловых электростанций предназначены для определения нормативного расхода тепла (пара) на мазутные хозяйства при их проектировании или эксплуатации.

Нормы составлены для мазутных хозяйств, в технологических схемах которых предусматривается разогрев мазутов марок М100 и М40 в железнодорожных цистернах.

Нормы предназначены для персонала, занимающегося нормированием, контролем и анализом расхода тепла на технологические нужды энергобольшого, и определяют нормативный расход тепла на мазутные хозяйства при проектировании и эксплуатации тепловых электростанций, отопительных и производственных котельных, использующих в качестве топлива мазут.

С выходом настоящих Норм утрачивают силу “Нормы расхода тепла на мазутные хозяйства тепловых электростанций: РД 34.09.25” (М.: СПО Союзтехэнерго, 1984).

О применении микропроцессорного измерителя температуры и влажности газа ГТВ-002 в корпусах турбогенераторов, а также влажности водорода в электролизных установках. Принцип действия индикатора влажности основан на изменении электрической емкости сенсора влажности, которая измеряется и преобразуется в цифровой код, отображаемый на цифровом табло.

Измеритель ГТВ-002 предназначен для периодического измерения температуры точки росы, относительной влажности и температуры охлаждающего газа в корпусах турбогенераторов и водорода в электролизных установках.

Методические указания. Учет и хранение средств измерений, находящихся в эксплуатации на энергопредприятиях электроэнергетики, устанавливают правила и порядок учета и хранения средств измерений (СИ) и распространяются на СИ, находящиеся в эксплуатации на предприятиях и в организациях электроэнергетики.

Методические указания предназначены для метрологических служб энергопредприятий РАО “ЕЭС России” независимо от форм собственности.

Методики выполнения измерений:
температуры теплоносителя в трубопроводах водяной системы теплоснабжения на источнике тепла;

давления теплоносителя в трубопроводах водяной системы теплоснабжения на источнике тепла;

расхода и количества пара, отпускаемого в паровые системы теплоснабжения от источника тепла;

количества тепловой энергии, отпускаемой в водяные системы теплоснабжения от источника тепла;

количества тепловой энергии, отпускаемой в паровые системы теплоснабжения от источника тепла;

количества тепловой энергии и теплоносителя, отпускаемых в водяные системы теплоснабжения от источника тепла, с применением ультразвуковых теплосчетчиков

предназначены для выполнения измерений с приписанной погрешностью и используются для ведения технологических режимов и анализа работы соответствующего энергооборудования.

Анализ работы энергетических блоков мощностью 150 – 1200 МВт за 2001 год составлен на основании актов расследования технологических нарушений и по данным отчетов тепловых электростанций о техническом использовании оборудования. В обзоре приведены данные об установленной мощности, структуре и показатели работы энергоблоков на тепловых электростанциях.

Обзор показателей топливоиспользования тепловых электростанций акционерных обществ энергетики и электрификации и акционерных обществ – тепловых электростанций России за 2001 год составлен по данным технических отчетов электростанций и энергообъединений по формам 3-ТЭК (энерго), 1-ТЭП и 6-ТП (годовая).

В обзоре приведены основные показатели топливоиспользования электростанций АО-энерго.

Обзор состояния гидротехнических сооружений электростанций за 2001 год составлен по результатам централизованных обследований гидротехнических сооружений (ГТС) 47 объектов электроэнергетики – 29 тепловых и 18 гидравлических электростанций. В обзоре представлены материалы анализа состояния ГТС, их механического оборудования и обобщенные данные о состоянии контроля за ГТС электростанций.

В обзор также вошла информация о выполнении “Программы ремонтов электростанций и тепловых сетей РАО “ЕЭС России” на 2001 год” в части ГТС и золошлакоотвалов.

Аналитический обзор причин технологических нарушений в работе электроустановок содержит следующие разделы: вращающиеся электрические машины, воздушные линии электропередачи, распределительные электрические сети, из-

мерительные трансформаторы, коммутационные аппараты и др.

В каждом разделе дан анализ причин технологических нарушений в работе электроустановок, предложен перечень мероприятий по их предотвращению.

Ежемесячные обзоры несчастных случаев, произошедших в электроустановках на энергопредприятиях, и квартальный обзор несчастных случаев, произошедших на энергопредприятиях при обслуживании тепломеханического оборудования, предназначены для персонала соответствующих подразделений АО-энерго, АО-электростанций, работников служб охраны труда, надежности и техники безопасности.

Приводятся мероприятия, которые рекомендуется провести с целью предупреждения случаев, изложенных в обзорах.

Перечень отраслевых нормативных документов, используемых при контроле металла теплоэнергетического оборудования, предназначен для персонала тепловых электростанций, осуществляющего организацию и производство работ по контролю металла при монтаже, ремонте и эксплуатации оборудования, а также для научных и инженерно-технических работников, занимающихся вопросами металловедения.

Указатель нормативных документов и справочно-информационных материалов, необходимых для эксплуатации оборудования электрических сетей, предназначен для использования в работе персоналом электрических сетей РАО “ЕЭС России”, а также специалистами проектных, строительных, монтажных, наладочных и ремонтных организаций.

В Указателе содержится перечень нормативных документов и справочно-информационных материалов, действие которых сохраняется в настоящее время.

Информационный указатель руководящих документов электроэнергетической отрасли РД 34 за 2001 г., обязательных для энергопредприятий и организаций РАО “ЕЭС России”, содержит действующие на 01.01.2002 г., изданные в 2001 г. руководящие документы, не вошедшие в “Указатель руководящих документов электроэнергетической отрасли (РД 34) по состоянию на 01.01.2001 г.”

Указатель опубликованных работ по вопросам эксплуатации и ремонта энергетического оборудования за III и IV кварталы 2001 г. разработан с целью оказания помощи персоналу энергетических предприятий и организаций РАО “ЕЭС России” и Минтопэнерго РФ в подборе руководящих и справочно-информационных документов.

Описание включенных в Указатель материалов произведено в соответствии с требованием ГОСТ “Библиографическое описание документа” и изменением к нему.

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Об экономичности паровых турбин

Лейзерович А. Ш., доктор техн. наук

К концу 2001 г. была завершена обработка и частично опубликованы данные первого года работы и приемочных испытаний двух новейших энергоблоков, введенных в эксплуатацию на ТЭС Германии и Японии – стран, являющихся в настоящее время несомненными лидерами развития мировой теплоэнергетики. Это первый из двух блоков мощностью 907 МВт ТЭС Boxberg в составе восточно-германского энергообъединения VEAG (Vereinigte Energiewerke AG) и блок № 2 1050 МВт ТЭС Tachibana-wan в префектуре Токусима, остров Сикоку, в составе энергообъединения "Electric Power Development Co" (EPDC).

Блок № 1 ТЭС Boxberg с турбиной производства "Siemens Power Generation" был включен в сеть в июне 2000 г. и прошел приемочные тепловые испытания в октябре того же года, продемонстрировав КПД нетто 42,7% при КПД турбины брутто (по мощности на зажимах генератора) 48,5% [1, 2]. Блок № 2 ТЭС Tachibana-wan с турбиной фирмы "Mitsubishi Heavy Industries" (МНІ) был сдан в промышленную эксплуатацию в декабре 2000 г.; с КПД брутто 49% турбина этого блока признана на сегодняшний день самой экономичной в мире [3].

Приведенные показатели, достигнутые в первый год нового столетия, как бы дают отметку уровня экономичности, на который должно быть ориентировано новое проектируемое энергооборудование. Знаменательно, что оба рассматриваемых энергоблока работают на буром угле, так же как построенные ТЭС Schwarze Pumpe (2×800 МВт) и Lippendorf (2×933 МВт), а также сооружаемый блок "K" ТЭС Niederaussem (965 МВт). Вместе они составили основу новых энергомощностей Германии [4, 5].

ТЭС Tachibana-wan, с вводом блока № 2, достигшая установленной мощности 2100 МВт, стала крупнейшей, наряду с ТЭС Hekinan (3×700 МВт) энергообъединения "Chubu Electric", и наиболее экономичной углесжигающей ТЭС Японии [3].

Обращает на себя внимание весьма близкий уровень значений КПД для турбин с существенно различным уровнем параметров пара. Параметры пара на блоке ТЭС Boxberg: 26,6 МПа, 545/581°C, на блоке № 2 ТЭС Tachibana-wan – 25 МПа, 600/610°C.

Расчетные оценки МНІ показывают, что повышение температур пара с 538/593°C до 600/600°C при неизменном уровне давления свежего пара

24,5 МПа дает улучшение экономичности турбины на 2,2%, т.е. повышение КПД примерно на 0,9% [3]. По немецким оценкам [5], повышение параметров с 25 МПа, 540/560°C до 27 МПа, 585/600°C должно давать увеличение КПД на 1,3% и дальнейшее повышение до 28,5 МПа, 600/620°C – еще на 0,6%.

Близость фактических значений КПД турбин одного класса мощности, одного поколения, существенно отличающихся по уровню параметров пара, свидетельствует о наличии, по крайней мере, у некоторых из этих турбин существенных резервов повышения экономичности сокращением потерь в проточной части, совершенствования конструкции, повышения качества изготовления.

Турбины двух рассматриваемых энергоблоков при примерно одинаковом уровне мощности существенно отличаются по используемым конструктивным решениям. Начать с того, что турбина Siemens мощностью 907 МВт с частотой вращения 3000 об/мин – одновальная пятицилиндровая (однопоточный ЦВД, двухпоточный ЦСД и три двухпоточных ЦНД1), тогда как турбина МНІ 1050 МВт для энергообъединения с частотой сети 60 Гц – двухвальная: с быстроходным валом, на котором располагаются двухпоточные ЦВД и ЦСД, и тихоходным (1800 об/мин) валом с двумя ЦНД.

Как известно, предельная мощность турбины, ее общая конфигурация и конструктивная схема во многом определяются длиной используемых лопаток последней ступени (ЛПС). На новых мощных турбинах Siemens на 3000 об/мин, в том числе для ТЭС Boxberg, устанавливаются свободностоящие (необандаженные, без проволочных связей) стальные ЛПС длиной 991 мм, обеспечивающие кольцевую площадь одного выхлопа 10 m^2 . В процессе разработки находятся стальные ЛПС длиной 1144 мм, обеспечивающие кольцевую площадь выхлопа $12,5\text{ m}^2$ (первый объект, на котором предполагается их использовать, – блок Niederaussem "K"), и титановые ЛПС длиной 1350 мм [6].

На турбине блока № 2 ТЭС Tachibana-wan использованы ЛПС с цельнофрезерованным бандажом длиной 1170 мм, что существенно сокращает потери с выходной скоростью и позволяет выполнить турбину той же конфигурации мощностью до 1300 МВт [3]. Вместе с тем, фирма Hitachi объявила о готовности к выпуску одновальных четырехцилиндровых (ЦВД+ЦСД+2 × ЦНД) быстроход-

ных турбин мощностью 1000 МВт с титановыми ЛПС длиной 1016 мм на частоту 60 Гц и стальными ЛПС длиной 1093 мм на частоту 50 Гц [7]. Аналогичные проекты разрабатываются и фирмой МНІ; при этом планируется использовать титановые ЛПС длиной 1144 мм для частоты 60 Гц и стальные ЛПС длиной 1220 мм для частоты 50 Гц [3].

МНІ традиционно выпускает турбины с реактивным облопачиванием ЦВД и ЦСД. При мощности 1000 МВт и выше оба цилиндра делаются двухпоточными, симметричными относительно оси паровпуска, в частности, – с двухдисковой регулирующей ступенью и двойной сварной сопловой коробкой в ЦВД. Рабочие лопатки двухпоточной регулирующей ступени собраны в пакеты по три. Все роторы турбины цельнокованые с центральным сверлением. Выход на уровень температур пара 600 – 610°C потребовал применения стали 12Cr для роторов ЦВД и ЦСД [8, 9], при этом предусматривается паровое охлаждение обоих роторов в зоне паровпуска и первых ступеней. Ввиду высокой твердости роторных сталей с высоким содержанием хрома на шейках роторов делаются накладки, уменьшающие износ подшипников.

Сопловые коробки, внутренние корпуса ЦВД и ЦСД, обоймы первых ступеней выполнены из отливок стали 12Cr; корпуса стопорно-регулирующих клапанов и паровпускные патрубки ВД сделаны из поковок стали 9Cr. Рабочие лопатки первых ступеней изготовлены из жаропрочного сплава R26. Для сокращения потерь от вентиляции и паразитных протечек пара рабочие лопатки всех ступеней, включая ЛПС, выполнены с цельногрезерованными бандажами. Для расчета и проектирования проточной части используются новейшие компьютерные программы в трехмерной постановке.

Повышение параметров пара, сокращение выходных потерь благодаря увеличению площади выходного сечения ЛПС, использование более совершенных профилей лопаточного аппарата и трехмерное проектирование проточной части, по оценкам МНІ, дали снижение удельного расхода тепла на 4% по сравнению с турбинами на параметры пара 24,2 МПа, 538/566°C, выпускавшими ся до 1993 г.

Как уже отмечалось, по сравнению с современными японскими блоками турбина фирмы Siemens блока ТЭС Boxberg рассчитана на существенно более скромные параметры пара. Применение ЛПС сравнительно умеренной длины обусловливает выполнение турбины в пяти цилиндрах (с тремя ЦНД). Для лучшей организации теплового расширения турбины стулья всех подшипников жестко закреплены на фундаменте, а наружные корпуса ЦВД и ЦСД и внутренние корпуса ЦНД, опираясь на них, скользят по направляющим на корпусах подшипников.

Тепловое расширение роторов идет от упорно-опорного подшипника, расположенного между цилиндрами ВД и СД. Siemens традиционно выполняет свои турбины большой мощности с комбинированными стопорно-регулирующими клапанами, дроссельным парораспределением без сопловых коробок ВД, однопоточным ЦВД с наружным корпусом “горшковой” конструкции (без горизонтального фланцевого разъема). Существенно, что, несмотря на достаточно внушительную общую массу ЦВД в 120 т, весь цилиндр может быть доставлен и установлен на станцию полностью собранным на заводе-изготовителе.

При традиционной ориентации, как и МНІ, на использование реактивного облопачивания в частях ВД и СД в последних своих проектах Siemens реализует идею индивидуального выбора оптимальной степени реактивности для каждой ступени, варьируя ее в широких пределах [10]. Повышение экономичности достигается также проектированием всей проточной части турбины в трехмерной постановке с использованием закрученных, изогнутых и наклоненных направляющих и рабочих лопаток. По оценкам, совершенствование проточной части дало повышение внутреннего относительного КПД примерно на 2%.

В числе других факторов, направленных на сокращение потерь, следует отметить увеличение поперечного сечения и специальное профилирование пароподводящих и выхлопных патрубков с использованием при необходимости дополнительных направляющих козырьков, отражателей, экранов для предотвращения завихрений и обратных течений, снижения потерь давления, бандажирование рабочих лопаток всех ступеней, кроме ЛПС, с использованием усовершенствованных лабиринтовых надбандажных уплотнений, тепловую изоляцию наружных корпусов ЦНД, перепускных и пароотборных труб НД.

В результате всех этих мероприятий, по данным приемочных испытаний, были получены приведенные в начале статьи значения КПД энергоблока и турбины. Относительные внутренние КПД цилиндров ВД и СД были равны 94,2% и 96,1% соответственно [1, 2].

При всей значимости достигнутых показателей экономичности рассматриваемых турбин они будут, по-видимому, перекрыты уже в ближайшем будущем. Потенциальным “рекордсменом” является упомянутая турбина блока Niederaussem “К” – при сохранении основных конструктивных решений, таких, как в турбине ТЭС Boxberg, новая машина будет выгодно отличаться более высокими параметрами пара (27,5 МПа, 580/600°C) и увеличенной на 25% площадью выхлопов НД благодаря применению более длинных ЛПС. Расчетный КПД нетто для этого блока составляет 45,2% [5, 11].

Можно также ожидать высоких показателей экономичности и от новых блоков мощных японских ТЭС за счет использования сверхвысоких параметров пара (вплоть до 30 МПа, 630/630°C к 2005 г.) в сочетании с дальнейшим совершенствованием проточной части и выхлопов НД турбины.

Список литературы

1. Hoffstadt U. Boxberg achieves world record for efficiency. – Modern Power Systems, 2001, October.
2. Siemens: Weltrecord im Turbinenwirkungsrad Braunkohlekraftwerk Boxberg markiert Benchmark im Dampfturbinenbau. – VGB PowerTech, vol. 81, 2001, № 12.
3. Tachibana-wan unit 2 takes a supercritical step forward for Japan. – Modern Power Systems, 2001, December.
4. Dubslaff E. Lignite-Based Power Generation by Modern Units – an Important Option for German Utilities. – VGB PowerTech, vol. 80, 2000, № 6.
5. Jager G., Theis K. A. Increase of Power Plant Efficiency. – VGB PowerTech, vol. 81, 2001, № 11.
6. Oeynhausen H., Drosdziok A., Ulm W., Termuehlen H., Advanced 1000 MW Tandem-Compound Reheat Steam Turbine / Proceedings of the American Power Conference, vol. 58 (1996), Chicago.
7. Development of Tandem-Compound 1000-MW Steam Turbine and Generator / Nameki Y., Murohoshi T., Hiyama F., Namura K. – Hitachi Review, vol. 47, 1998, № 5.
8. Obara I., Yamamoto T., Tanaka Y. Design of 600°C Class 1000 MW Steam Turbine. – Mitsubishi Heavy Industries – Technical Review, vol. 32, 1995, № 3.
9. Design and Operating Experience of a 1000-MW Steam Turbine for the Chugoku Electric Power Co., Inc. Misumi No. 1 Unit / Wani M., Fukuda H., Tsuchiya M., Fujikawa T., Yamamoto T. – Mitsubishi Heavy Industries – Technical Review, vol. 36, 1999, № 3.
10. Impulse Blading? Reaction Blading? Variable Reaction Blading / Simon V., Oeynhausen H., Bürkner R., Eich K.-J. – VGB Kraftwerkstechnik (VGB PowerTech), vol. 77, 1997, № 9.
11. Lignite-fired Niederaußem K aims for efficiency of 45 per cent and more / Heitmüller J., Fischer H., Sigg J., Bell R., Hartlieb N. – Modern Power Systems, 2000, № 1.

Уголь и проблемы энергетической безопасности в Западной Европе

Котлер В. Р., канд. техн. наук, Макеева Е. Н., инж.

ВТИ

Последнее десятилетие XX века запомнится как время либерализации энергетических рынков и усиления борьбы за охрану окружающей среды. Энергетическая безопасность в число ключевых задач не входила. И это неудивительно: для Европы 90-х годов характерно избыточное энергоснабжение и сравнительно низкие рыночные цены на первичную энергию.

Рост цен на нефть и природный газ, который начался в 1999 г. (рисунок), способствовал трезвой оценке проблем, связанных с сохранением энергетической безопасности, без которой невозможно обеспечить устойчивое развитие Европейского союза. С некоторым удивлением западно-европейские политики обнаружили, что производство электроэнергии в значительной степени зависит от импорта газа и нефти из неевропейских стран.

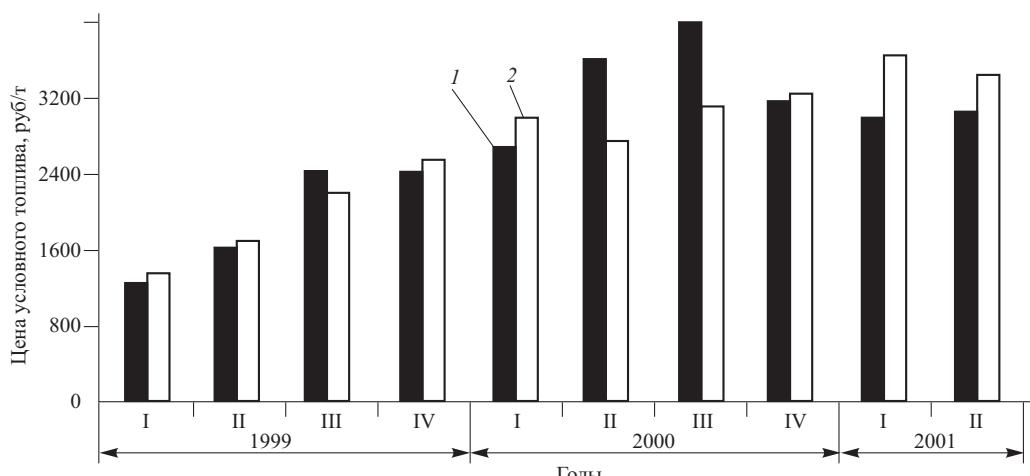
В перспективе, по мере истощения месторождений Северного моря, Западная Европа еще в большей степени будет подвержена опасности, связанной с непредвиденными и неконтролируемыми изменениями цен на первичную энергию. Возможная кооперация между ОПЕК и другими нефтедобывающими странами увеличивает неопределенность с ценами на нефть. Существует реальная возможность того, что соглашение типа ОПЕК может распространиться на международный рынок газа, поскольку экспортёров газа меньше, чем не-

фти, а число импортеров газа растет. Это обеспечивает основным экспортёрам газа, таким как Россия, высокую степень рыночной власти.

Наметившаяся в последние годы возможность увеличения доли угля в электроэнергетике Европы сняла остроту проблемы. Угольные электростанции, которые раньше работали с низким коэффициентом нагрузки, были додружены для компенсации снижения производства электроэнергии на газовых ТЭС. В Великобритании, например, потребление угля для производства электроэнергии в первые 6 мес 2001 г. было на 32% выше, чем за соответствующий период 1999 г. Некоторое снижение потребности в газе несколько стабилизировало цены на него.

Однако ситуация остается достаточно сложной: около 63% угольных ТЭС в Западной Европе отработали, по меньшей мере, 20 лет. Установленная мощность гидроэлектростанций растет незначительно. В ближайшие годы начнется вывод из эксплуатации ряда энергоблоков АЭС, выработавших свой ресурс. Как правило, это снижение мощности не будет компенсироваться вводом в эксплуатацию новых ядерных блоков.

Структура топливопотребления для новых мощностей, которые будут сооружаться вместо отслуживших свой срок атомных и угольных блоков, будет определяться рыночными условиями. Инве-



Цены на топливо для электростанций Европейского союза:

1 – тяжелый мазут марки Rotterdam; 2 – природный газ для крупных потребителей

сторы рассчитывают на быстрый оборот капитала, поэтому они предпочитают вкладывать средства в сооружение ТЭС на газе: у таких электростанций ниже удельные капитальные затраты, меньше срок их сооружения. И пока что отсутствует механизм, который заставил бы инвесторов вкладывать деньги в генерирующие мощности, учитывающие проблемы долгосрочной энергетической безопасности.

Между тем, электроэнергия, вырабатываемая на угольных ТЭС в Западной Европе, вполне конкурентоспособна. Расчеты показывают, что сохранение доли угля в структуре топливного баланса стран ЕС путем стимулирования технического перевооружения и модернизации “старых” угольных энергоблоков при внедрении уже проверенных технологий “чистого” использования угля представляет собой малозатратный способ обеспечить будущую энергетическую безопасность.

Новые технологии “чистого” использования угля не только снижают выбросы вредных веществ в расчете на единицу поданного в котел угля, они еще и более эффективны, т.е. снижают расход топлива по сравнению с действующими электростанциями, использующими традиционные технологии.

Запасы угля в Европе достаточно велики, однако в большинстве своем европейская угледобывающая промышленность не может конкурировать с углем, которым торгуют на мировом рынке. Конечно, нужно сохранить добычу угля в Европе там, где он может быть конкурентоспособным в ближайшие годы. Еще важнее организовать поставки сравнительно дешевого и высококачественного угля из geopolитически стабильных стран. Главными экспортёрами энергетического угля в

2000 г. были Австралия (87,8 млн. т/год), ЮАР (67,5), Индонезия (48,1), а также КНР, Колумбия, Россия и Польша. Международная торговля каменным углем (для энергетики) увеличивалась в течение последних 20 лет примерно на 8% ежегодно; она выросла с 225 млн. т в 1991 г. до 381 млн. т в 2000 г., причем 122 млн. т энергетических углей в 2000 г. было импортировано 15 странами, входящими в ЕС.

Транспорт угля морем безопасен и не создает серьезной угрозы для окружающей среды. В этом отношении уголь предпочтительнее газа или нефти, транспортировка которых более опасна. Кроме того, уголь можно легко и безопасно складировать, в то время как некоторые страны ЕС практически не имеют возможности хранить газ.

Для оценки перспектив устойчивого развития энергетики стран ЕС необходимо учитывать следующие факторы:

мировые запасы твердого топлива в 4–5 раз больше запасов нефти и газа;

разведанные запасы каменного угля имеются примерно в 100 странах, что обеспечивает существование свободного международного рынка;

уголь – это единственный энергетический продукт, который был изъят из перечня опасных продуктов Международной морской организацией (ОМ);

большинство возобновляемых источников энергии (ветер, солнце, гидроресурсы) недостаточно надежно и непостоянно во времени;

объемы использования угля в будущем будут определяться степенью совершенства технологий его сжигания, т.е. возможностью сокращения вредных выбросов и связывания CO₂ для решения проблемы глобального потепления.

По страницам зарубежных журналов

Производится расширение крупнейшей в мире ГЭС "Итайпу". Добавляются два агрегата по 700 МВт, что позволит без потерь проводить профилактические работы на ГЭС. Контракт подписан с компанией Voith Siemens Hydro. (*Modern Power Systems, 2001, № 1*)

ГАЭС Guangzhou мощностью 2400 МВт в КНР введена в работу в начале 2001 г. Она будет работать в составе комплекса с двумя АЭС. Электростанция имеет восемь насостурбин по 300 МВт, максимальный напор – 543 м. Оборудование для завершающего этапа поставлено компанией Voith Siemens Hydro. (*Modern Power Systems, 2001, № 1*)

Испытана крупнейшая в мире газовая турбина на 60 Гц типа W501G (Siemens-Westinghouse). Мощность установки одинарного цикла 249 МВт, ПГУ с одной паровой турбиной – 370 МВт, комбинация двух газовых и одной паровой турбины – 740 МВт, КПД – 58%. (*Modern Power Systems, 2001, № 1*)

Две крупнейшие в Европе серийные ветроустановки мощностью 2 МВт типа Vestas V66 работают на ветрокомплексе Blyth. Такой же мощности турбины будут использованы на крупнейшем в Европе прибрежном ветрокомплексе Middlegrunden (20×2 МВт). (*Power Engineering International, 2001, № 6*)

Камера для наблюдения короны днем типа DayCor, значительно облегчающая контроль состояния ВЛ и РУ, разработана институтом EPRI (США) и компанией Ofil Ltd (Израиль). Ее применение снижает расходы на выявление коронирующих участков до 25% обычных. (*Elektrizitätswirtschaft, 2002, № 10*)

Система MS 2000 непрерывного контроля трансформаторов, поставляемая компанией ALSTOM Schorch Transformatoren GmbH, позволяет исключить перегрузки, связанные со старением изоляции, управлять вентиляторами, поддерживая постоянный уровень масла в расширителе. Такой контроль радикально удлиняет срок службы трансформатора. (*Power Industry Development, 2001, № 1*)

Новый сверхпроводник на основе диборида магния, открытый в Японии, имеет критическую температуру 40 К (-233°C). Лучшие керамические высокотемпературные сверхпроводники имеют критическую температуру 110 К, но новый материал очень перспективен из-за простой структуры. (*Modern Power Systems, 2001, № 3*)

Облегченный турбогенератор типа Powerformer Light изготовлен компанией Alstom по лицен-

зии ABB. Генератор – четырехполюсный, на напряжение до 150 кВ, в настоящее время востребованы машины до 66 кВ, мощностью 5 – 55 МВ·А. Новые генераторы более компактны и удобны в эксплуатации, чем высоковольтные двухполюсные. (*Modern Power Systems, 2001, № 5*)

Робот для обслуживания ВЛ под напряжением до 46 кВ разработан фирмой Iberdrola и Cobra (Испания) по программе Европейского Сообщества EURECA. Он имеет на своей платформе две "руки" и вспомогательную опору, поднимаемые краном на высоту 15 м. Каждая "рука" робота в состоянии поднять 45 кг. Телеуправляемая система имеет широкоугольную видеокамеру с автоматической центровкой, которая может управляться голосом оператора. (*Power Engineering International, 2001, № 5*)

Самый мощный в мире кабель 400 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена соединит в 2004 г. подстанцию Elstree с электростанцией St John Wood в Лондоне. Длина трассы – 20 км, сечение кабеля, пропускающего ток 3700 А, – 2500 mm^2 . (*Modern Power Systems, 2001, № 4*)

Начались работы по созданию межсистемных связей Замбии, Кении и Танзании: связь Arusha – Nairobi (Танзания – Кения), усиление сетей Танзании, связь Pensulo – Mbeya (Замбия – Танзания). Межсистемные связи имеют очень большое значение для этих стран, уровень электрификации которых сравнительно низок. (*Electricity International, 2001, № 5*)

Киргизэнерго представило правительству страны планы постройки новой ГЭС на реке Нарын на юго-западе Киргизстана. ГЭС Камбар-Ата-2 будет иметь мощность 360 МВт. (*Power Engineering International, 2001, № 5*)

Самая длинная в мире подземная кабельная линия Murraylink между штатами Виктория и Южная Австралия имеет длину 180 км, мощность 200 МВт и выполнена по схеме HVDC Light (ABB). Напряжение 150 кВ, ток 1200 А, кабель с алюминиевыми жилами 1200 mm^2 , с изоляцией из сшитого полиэтилена. (*Power Engineering International, 2001, № 5*)

Самая длинная в мире подводная линия Великобритания – Норвегия, длиной 724 км, будет сооружена в 2002 – 2005 гг. для энергообмена между странами, потребность в котором возникает из-за высоких тарифов в Великобритании на пиковую электроэнергию. (*Power Engineering International, 2001, № 6*)

Мощность строящейся воздушно-аккумулирующей электростанции Norton в штате Огайо, США, составит 2700 МВт (9 блоков по 300 МВт). Давление воздуха в известняковой шахте-резервуаре – 11 МПа. Ввод станции намечен на 2003 г. Она будет резервом мощности для энергообъединения ECAR. Проект обойдется в 750–1650 млн. дол. (*Modern Power Systems*, 2001, № 6)

Первый в мире сверхпроводниковый кабель летом 2001 г. введен в работу на подстанции Amager в Копенгагене. Кабель трехфазный, на 2000 А, 30 кВ. Охлаждение осуществляется жидким азотом при –196°C. Длина кабеля – 30 м. Стоимость проекта – 55 млн. датских крон. (*Modern Power Systems*, 2001, № 6)

Турбогенератор с воздушным охлаждением мощностью 500 МВ·А (рабочая частота 50 Гц), изготовленный компанией Alstom Power, успешно прошел типовые испытания на заводе Dolmel (Вроцлав, Польша). В перспективе создание такой машины на 450 МВ·А, 60 Гц. (*Modern Power Systems*, 2001, № 6)

Проект приливной электростанции с пропеллерными турбинами разработан компанией Marine Current Turbines Ltd (Великобритания). Длина лопастей турбины (мощность 1 МВт) – 18 м (вместо 55 м у ветроустановки). Две турбины по 500 кВт размещаются на одной опоре. К 2010 г. возможно создание комплекса на 300 МВт. Следует отметить, что энергетические ресурсы приливных электростанций в 4 раза больше, чем у ветроустановок. (*Modern Power Systems*, 2001, № 6)

Сроки закрытия всех 19 АЭС в ФРГ установлены в соглашении между правительством и энергокомпаниями. Первой будет закрыта в 2003 г. АЭС Stade, расположенная вблизи Гамбурга, остальные 18 АЭС будут закрыты в течение следующих 20 лет. (*Modern Power Systems*, 2001, № 7)

Индикатор гниения деревянных опор ВЛ с телеуправлением и телесигнализацией разработан компанией EA Technology (Великобритания). Локатор PURL Plus контролирует также давление, влажность и температуру воздуха. (*IEEE Power Engineering Review*, 2001, № 7)

Отмечается повышение интереса в США к строительству ГЭС. Это объясняется как резким ростом цен на газ, так и успехами гидротурбостроения. Особый интерес вызывают комплексы, состоящие из ГАЭС и ветроустановок. (*Power*, 2001, № 4)

Калифорнийский эксперимент по реструктуризации дал сбой. Летом 2001 г. резерв мощности оказался на 1,5% ниже потребления, что привело к дальнейшим отключениям потребителей. Это показывает, что проблемы, вызванные ошибками при проведении либерализации рынка электроэнергии, продолжаются. (*Bulletin SE/VSE*, 2001, № 8)

Безопасный атомный реактор типа PBMR разработан совместно фирмами ЮАР и США. Реактор газографитный, имеет ТВЭЛ в виде шаров диаметром 60 мм. В активной зоне модуля 100 МВт находится 330 000 ТВЭЛ. Расплавление ТВЭЛ принципиально невозможно. (*Electric Light & Power*, 2001, № 6)

Накопитель энергии на топливных элементах типа Regenesys (мощность 12 МВт, запасаемая энергия 120 МВт·ч) строится в США компанией Innogy (Великобритания). Задача накопителя – частичное покрытие пика потребления в энергосистеме TVA. Начало эксплуатации установки – 2003 г. (*Electric Light & Power*, 2001, № 6)

Долгосрочный прогноз потребления топлива в США, сделанный институтом EPRI, показывает, что сегодняшний рост производства электроэнергии со сжиганием газа (в США введено около 200 ПГУ) будет продолжаться примерно до 2020 г., достигнув 60%, а после 2025 г. сменится спадом использования газа, как топлива. (*Electric Light & Power*, 2001, № 5)

ВЫСТАВКА MSV'2002

В г. Брно (Чехия) с 16 по 20 сентября 2002 г. в самом крупном в Восточной Европе выставочном комплексе BVV проходила 44-я Международная выставка MSV'2002. Это самая значительная промышленная ярмарка в Восточной Европе, которая состояла из двух больших направлений: станкостроение и машиностроение. Выставка занимала более 20 павильонов.

В этом году в выставке приняло участие более 3000 фирм из 34 стран, а численность посетителей превысила 110 000 человек.

Особое внимание мы решили обратить на тематику, которая более близка читателям нашего журнала – это измерительная техника и электротехника. В павильонах этой тематики были широко представлены все категории измерительной аппаратуры и различных измерительных технологий. На стенах участников демонстрировались точные лабораторные приборы, поверочное оборудование, щитовые приборы, датчики и сопутствующие измерительному процессу материалы.

Сказать, что основные экспоненты выставки – представители Чехии нельзя, в качестве участников выступали компании из Германии, Англии, Австрии, Болгарии, Словакии, Польши, США и других стран. К сожалению, Россию в данной тे-

матике представляли только две компании: ОАО «Электроприбор» (г. Чебоксары) – один из крупнейших российских производителей щитовых электроизмерительных приборов и НПО «Магнетон» (г. Владимир) – производитель магнитов. Экспозиции этих компаний вызвали интерес со стороны посетителей. Магнитов, кроме «Магнетона», никто не выставил, а приборы «Электроприбора» привлекали своим широким диапазоном, огромным ассортиментом и доступными ценами.

Всего в выставке приняли участие не более 10 российских компаний. Несмотря на это, достаточно активными были российские посетители, и надо отметить, что география посетителей выставки была широка, и удовольствие от общения со специалистами разных стран, я думаю, получили многие участники.

В целом, можно сказать, что прошедшая выставка оказалась достаточно интересной и в плане расширения рынка традиционных изделий, и в плане обзора и изучения новинок, выходящих на рынок измерительной техники. Хотелось бы пожелать российским компаниям более активно принимать участие в подобных мероприятиях, так как это говорит не только об уровне компаний, но и об общем уровне российской экономики и промышленности.

Романова Е. В.

ВНИМАНИЮ СПЕЦИАЛИСТОВ!

Вышла в свет монография Хромченко Ф.А. «Ресурс сварных соединений паропроводов» (М.: Изд-во Машиностроение, 2002, 352 стр.).

В книге рассмотрены особенности структурной, химической и механической неоднородности сварных соединений, виды, механизмы и причины их повреждений на стадии изготовления, ремонта и эксплуатации паропроводов из теплоустойчивых низколегированных и углеродистых сталей.

Представлены современные методы диагностики, расчетные и структурные методы оценки ресурса сварных соединений, меры по увеличению их срока службы.

Монография предназначена для инженерно-технических работников электростанций и энергосистем, заводов, монтажных и ремонтных предприятий, для научных сотрудников и специалистов научно-исследовательских, проектно-конструкторских и технологических институтов, преподавателей, аспирантов и студентов высших и средних технических учебных заведений.

По вопросу приобретения книги обращайтесь в издательство «Машиностроение» (отдел реализации): тел. (095) 269-66-00 и 269-52-98, факс (095) 269-48-97

Новый прибор для обеспечения безопасной эксплуатации паровых турбин

Толмачев В. В., канд. техн. наук

Московский институт энергобезопасности и энергосбережения

Анализ результатов обследования электростанций Москвы государственными инспекторами МОСГОСЭНЕРГОНАДЗОРА показал, что мероприятия по обеспечению надежной и безопасной эксплуатации паровых турбин выполняются не в полном объеме. В частности, после монтажа, до и после капитального ремонта турбин, ремонта основных узлов системы регулирования или парораспределения не производится проверка времени закрытия стопорных (защитных, отсечных) клапанов на соответствие требованиям ГОСТ 24278–89 и п. 4.4.3 и 4.4.10 Правил технической эксплуатации электростанций и сетей РФ, или проверка производится устройствами, не зарегистрированными в Государственном реестре средств измерений и не прошедшими метрологическую поверку.

Одна из причин, порождающих выявленные нарушения, заключается в отсутствии на электростанциях и сервисных организациях специальных высокоточных измерителей временных интервалов, удовлетворяющих требованиям Госстандарта России.

Учитывая сложившуюся ситуацию и спрос на такие приборы, Учебно-методическим и инженерно-техническим центром Мосгосэнергонадзора совместно с МИЭЭ и творческим коллективом ученых и специалистов фирмы РФТТ разработан, испытан во ВНИИМС, зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 23071-2 специальный прибор «ВИСМУТ», предназначенный для проверки времени закрытия стопорных клапанов паровых турбин.

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Диапазон измерений интервалов времени, с	0,01 – 9,99
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности, с	± 0,01
Число измерительных каналов	10
Время непрерывной работы без подзарядки, не более, ч	4
Масса (без комплекта измерительных проводов), кг	0,3
Длина проводов (на каждый канал, поставка по заявке), м	15 ± 1

Московский институт энергобезопасности и энергосбережения готов удовлетворить все заказы на прибор и обеспечить гарантийные обязательства.



**МОСКОВСКИЙ ИНСТИТУТ ЭНЕРГОБЕЗОПАСНОСТИ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ
(УМИТЦ Мосгосэнергонадзора)**

Россия, 105043, Москва, ул. 4-я Парковая, дом 27, стр. 1.

Тел. (095) 965-0992, 965-1020, 965-5202, 965-3790

E-mail: umitc@mail.ru



**РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО “ЕЭС РОССИИ”
ВСЕРОССИЙСКИЙ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ (ВТИ)**

**ФИЛЬТР ДЛЯ ОЧИСТКИ ОХЛАЖДАЮЩЕЙ ВОДЫ
КОНДЕНСАТОРОВ ПАРОВЫХ ТУРБИН**

ВТИ предлагает для внедрения на электростанциях новую конструкцию фильтра с эффективной отмывкой фильтрующей поверхности обратным потоком охлаждающей воды.

При отмывке этого фильтра во вращение приводится вся фильтрующая поверхность, разделенная радиальными перегородками на одинаковые секторы и снабженная цевочной передачей. Со стороны входа воды установлена камера, сечение которой в плане повторяет очертания сектора. Кромки радиальных стенок камеры снабжены уплотнениями, а внутренняя полость соединена трубопроводом со сливным водоводом. Ротор фильтра установлен на двух опорах. Фильтр может быть смонтирован вблизи конденсатора на горизонтальном или вертикальном участке водовода.

ХАРАКТЕРИСТИКА ФИЛЬТРА

Диаметр корпуса, мм	1000	1200	1400	1600	1800	2400
Длина корпуса, мм	620	850	920	1050	1100	1280
Длина фильтра, мм	870	1110	1260	1300	1340	1485
Масса, кг	900	1200	1500	1800	2000	3350

ОСОБЕННОСТИ ФИЛЬТРА

Продолжительность отмывки составляет 1 – 4 мин.

Расход воды на отмывку не превышает 3 – 4% номинальной производительности фильтра.

Установка фильтра окупается в течение 1 – 2 лет эксплуатации.

Фильтрующая поверхность изготавливается из тканой коррозионно-стойкой проволочной сетки.

ПРЕИМУЩЕСТВА

ФИЛЬТР данной конструкции в десятки раз ДЕШЕВЛЕ фильтров аналогичного назначения.
МАЛАЯ ОСЕВАЯ ДЛИНА обеспечивает простоту монтажа на действующем оборудовании.
УЛУЧШАЕТ ЭКОЛОГИЮ окружающей среды.

АПРОБИРОВАНО

Около 30 фильтров подобной конструкции успешно эксплуатируются на ряде электростанций с турбоустановками мощностью от 100 до 800 МВт.

Эффективность работы фильтра гарантирована патентом РФ.

ПРЕДЛАГАЕМЫЕ УСЛУГИ

Лицензия на право изготовления и использования фильтра.

Разработка технической документации.

Расчет и конструирование.

Размещение заказа на изготовление.

Авторский надзор.

Сдача в эксплуатацию.

По всем вопросам обращаться по адресу:

*115280, г. Москва, Автозаводская ул., д.14/23, Всероссийский теплотехнический институт,
отделение турбинных установок и теплофикации ТЭС.*

Телетайп: 111634 «Корсар»

Телефакс: 275-11-22, 279-59-24

Телефон: 275-00-23, доб. 29-86 Шипилев Станислав Георгиевич

*Редакция журнала
 «Электрические станции»
 сердечно поздравляет с юбилеем
 Ольгу Павловну Бурмистрову,
 директора издательства «Фолиум».*

*Мы благодарны судьбе за то, что в трудный
 для журнала момент познакомились с Ольгой Павловной,
 которая не только помогла нам с производством журнала,
 но и стала для редакции настоящим другом.*

*Желаем Вам, дорогая Ольга Павловна,
 крепкого здоровья, много счастья, молодости, красоты
 и, конечно, успехов в работе!*

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., ЛОШАК С.Б., ЛЯШЕНКО В.С., НЕКЛЕПАЕВ Б.Н., НЕЧАЕВ В.В., ОБРАЗЦОВ С.В.,
 ОРФЕЕВ В.М., ОХОТИН В.Н., ПРУШИНСКИЙ Б.Я., РЕМЕЗОВ А.Н., РЕШЕТОВ В.И.,
 САВВАИТОВ Д.С., СЕДЛОВ А.С., СОЛОВЬЕВА Т.И., ФЕДОСЕЕВ Б.С., ШИРОКОВА М.И.

РЕДАКЦИЯ

Зам. главного редактора **Соловьев 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.**

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

115280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23

Телефоны: *редакции* (095) 234-7417, 234-7419
 275-0023, доб. 21-66
главного редактора (095) 275-3483
Факс (095) 234-7417

Internet: <http://www.energy-journals.ru>
E-mail: tis@mail.magelan.ru

Сдано в набор 30.09.2002. Подписано в печать 4.11.2002. Формат 60×84 1/8.

Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Печ. л. 9,0. Тираж 1820. Цена свободная