



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

Издается
с января 1930 года

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Электрические станции 5 2001

Содержание

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

- 2 **Барыкин С. Е.** Формирование оптимального портфеля капиталовложений энергетического объединения
- 9 **Старшинова О. В.** Об организации подрядных торгов (конкурсов)

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

- 11 **Толчинский Е. Н., Киселев В. А., Колбасников В. А., Яковлева В. С.** Влияние дисперсного состава пыли природного твердого топлива на ее взрывоопасные свойства
- 16 **Капельсон Л. М.** Организация и проведение опытного сжигания непроектного топлива
- 21 **Жученко Л. А., Кортенко В. В., Сахнин Ю. А., Ермолаев В. В.** О восстановлении ресурса рабочих лопаток и дисков паровых турбин
- 25 **Бравиков А. М.** Совершенствование вакуумных деаэраторов
- 28 **Василенко Г. В., Мурзин М. А., Масликов И. В., Матвеева Л. Ю., Лашицкий А. П., Елецкая М. С., Лапутько М. Л.** Пассивация и консервация барабанных котлов по методу «гидразинной выварки»
- 32 **Ремезов А. Н., Ломакин Б. В., Крайнов В. К., Рубашкин А. С., Шамко В. Н.** Соревнование операторов КТЦ Мосэнерго

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

- 34 **Потребич А. А.** Эффективность выбора мероприятий по снижению потерь энергии в электрических сетях энергосистем
- 37 **Левченко И. И., Засыпкин А. С., Рябуха Е. В.** О мерах безопасности при работах на воздушных линиях под напряжением

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

- 41 **Бутов А. В., Мамиконянц Л. Г., Пиккульский В. А., Поляков Ф. А., Шандыбин М. И., Шейко П. А.** Повреждаемость и контроль зубцовых зон запеченных крайних пакетов стали сердечников статоров турбогенераторов
- 47 **Дриманович Л. И., Крафт В. П., Цацкин А. Я.** Номенклатура и технические возможности ОАО «Новая сила»
- 50 **Маруда И. Ф.** О ближнем резервировании на подстанциях с выключателем 110 кВ в цепи трансформатора

ОБМЕН ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОПЫТОМ

- 54 **Галанов В. П., Галанов В. В.** Влияние качества электрической энергии на уровень ее потерь в сетях
- 55 **Шинкаренко Г. В.** Контроль опорных трансформаторов тока и вводов силовых трансформаторов под рабочим напряжением в энергосистемах Украины

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

- 63 **Файбисович Д. Л.** Энергокомпания Токио
- * * *
- 68 **Денисов В. И.** (К 75-летию со дня рождения)

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

Формирование оптимального портфеля капиталовложений энергетического объединения

Барыкин С. Е., канд. эконом. наук

Санкт-Петербургский государственный технический университет

Приоритетным направлением энергетической политики государства является обеспечение надежного и эффективного функционирования отраслей топливно-энергетического комплекса, системного решения проблемы рационального использования ресурсов.

Состояние основных фондов энергетики России, ограниченность централизованных бюджетных инвестиционных ресурсов, а также особенности производства и потребления энергетической продукции обусловили тот факт, что дальнейшая стабилизация и развитие систем энергетики возможны лишь при условии реализации инвестиционных проектов. В то же время неотъемлемой частью развития инвестиционного процесса в энергетике является совершенствование уровня методического обеспечения инвестиционных решений.

Таким образом, для рационального использования инвестиционных ресурсов необходимо совершенствование методов экономического анализа инвестиционных проектов в энергетике и их отбора для последующего финансирования.

Общий подход к формированию инвестиционного портфеля реальных проектов энергетического объединения. В соответствии с международной практикой формирование портфеля производственных инвестиций осуществляется исходя из системы приоритетных целей, главной из которых является обеспечение реализации инвестиционной стратегии предприятия, и проектируемого объема инвестиционных ресурсов.

Конкретные управленческие решения по формированию инвестиционного портфеля и реализации инвестиционных программ и проектов являются одним из этапов управления инвестиционной деятельностью предприятия (объединения). Основная цель управления инвестиционной деятельностью предприятия – это обеспечение наиболее эффективных путей реализации инвестиционной стратегии на отдельных этапах ее развития [1]. Под инвестиционной стратегией понимают формирование системы долгосрочных целей инвестиционной деятельности и выбор наиболее эффективных путей их достижения.

Разработка инвестиционной стратегии – первый этап процесса управления инвестиционной

деятельностью предприятия. Следующий этап заключается в детализации инвестиционной стратегии компании в среднесрочном периоде посредством формирования инвестиционного портфеля.

В отличие от инвестиционной стратегии формирование инвестиционного портфеля осуществляется в рамках стратегических решений и текущих финансовых возможностей компании. В свою очередь, управление инвестиционной деятельностью в краткосрочном периоде реализуется в виде оперативного управления отдельными инвестиционными программами и проектами. Формы взаимосвязи отдельных этапов процесса стратегического управления инвестиционной деятельностью представлены на рис. 1.

Портфель реальных инвестиционных проектов, формируемых предприятиями, имеет ряд особенностей, отличающих его от портфеля других объектов инвестирования. Формирование и реализация портфеля реальных инвестиционных проектов обеспечивает:

- высокие темпы развития предприятия;
- создание дополнительных рабочих мест;
- определенную государственную поддержку инвестиционной деятельности.

К формированию инвестиционного портфеля реальных проектов энергетического объединения предъявляются высокие требования. По сравнению с другими видами инвестиционных портфелей он наиболее капиталоемкий, наименее ликвидный, более рискованный в связи с продолжительностью реализации, а также наиболее сложный и трудоемкий в управлении.

В соответствии с [2] для энергетической системы невозможно однозначно определить оптимальное состояние. Следовательно, формирование оптимального инвестиционного портфеля реальных проектов энергетического объединения можно рассматривать как решение проблемы в условиях неопределенности.

Надо полагать, планирование инвестиционного портфеля является системой. Согласно [3] система является множеством элементов, находящихся в таких отношениях и связях между собой, которые создают определенную целостность и единство. Система планирования инвестиционного



Рис. 1. Процесс управления инвестиционной деятельностью предприятия

портфеля имеет *назначение* (сформировать такой портфель производственных инвестиций, который будет способствовать максимальному росту экономического потенциала предприятия), *функции* (исследовать среду, ситуации, выбрать альтернативы и оценить действия), *потоки* (информации между специалистами по планированию и пользователями) и *структуру* (общий план, в пределах которого сближаются наиболее вероятный и желаемый результаты). Считается, что системный подход наиболее точно учитывает сложную сеть взаимозависимостей, составляющих проблему компонент [4]. Логическая основа системного подхода строится на принципах дедуктивной логики на основе иерархии целей: делением проблемы на подпроблемы при переходе от одного иерархического уровня к другому [5].

Для обеспечения иерархического структурирования проблемы формирования инвестиционного портфеля можно применить метод анализа иерархий, который позволит выявить ценности и интерпретировать имеющиеся данные с учетом интересов лиц, участвующих в процессе планирования. Таким образом, можно рассчитать приоритеты отдельных мероприятий по обновлению, развитию энергообъектов и свертыванию инвестиционных проектов и программ [4].

В терминах проблемы принятия решения задача возникает, если заданы цель, возможные средства достижения цели, критерий, отражающий требование к достижению цели, и выражение, связывающее цель со средствами ее достижения (критерий функционирования, критерий или показатель эффективности, целевая или критериальная

функция). Цель формирования инвестиционного портфеля капиталовложений можно представить как обеспечение реализации инвестиционной стратегии предприятия. В качестве критериев можно выбрать критерии, количественно выражающие следующие основные цели формирования инвестиционного портфеля капиталовложений:

- рост капитала;
- рост дохода;
- минимизация инвестиционных рисков;
- достаточная ликвидность инвестиционного портфеля.

Методика формирования оптимального портфеля производственных инвестиций энергетического объединения содержит рекомендации по следующим проблемам: принятие к рассмотрению инвестиционных проектов, определение приоритетов инвестиционных проектов и дальнейшее включение их в инвестиционный портфель энергетического объединения.

Методика основана на многоцелевом анализе эффективности инвестиций в энергетические объекты в условиях неопределенности. Методика формирования оптимального портфеля производственных инвестиций энергетического объединения включает следующие этапы.

1. Поиск вариантов реальных инвестиционных проектов для возможной реализации.

2. Рассмотрение бизнес-планов инвестиционных проектов и формирование исходного множества инвестиционных проектов, рассматриваемых для включения в инвестиционный портфель энергетического объединения:

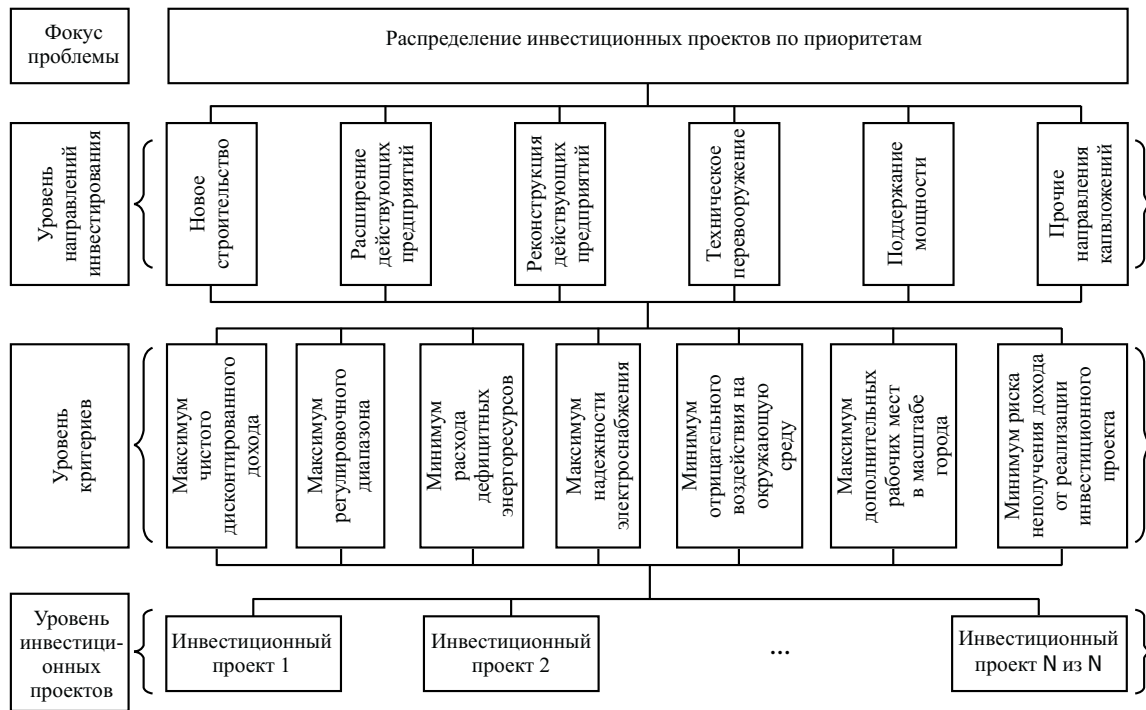


Рис. 2. Декомпозиция проблемы формирования оптимального портфеля производственных инвестиций энергетического объединения в общем случае

анализ источников финансирования инвестиционных проектов и проверка на выполнение следующего ограничения: сальдо накопленных реальных денег $B(t)$ (последняя строка “Отчета о движении денежных средств”) в любом временном интервале деятельности участника проекта должно быть положительным

$$B(t) \geq 0,$$

где $B(t)$ составляет свободные денежные средства на t -м шаге реализации инвестиционного проекта. В случае отрицательности величины сальдо накопленных реальных денег может потребоваться пересмотреть источники финансирования проекта;

отбор инвестиционных проектов, удовлетворяющих ограничению, в исходное множество реальных проектов.

3. Декомпозиция проблемы формирования оптимального портфеля производственных инвестиций в полную или неполную доминантную иерархию следующим образом:

определение общей цели проблемы – распределение инвестиционных проектов в соответствии с важностью;

формирование уровня направлений инвестирования энергетического объединения (рекомендуется формировать в соответствии с правилом семи: если объектов управления больше семи, то человек теряет контроль над ними). С учетом воспроизводственной структуры капиталных вложений [6] можно выделить следующие направления инвестирования энергетического объединения: новое

строительство; расширение действующих предприятий; реконструкция; техническое перевооружение; поддержание мощности; прочие направления капиталных вложений;

определение элементов уровня наиболее важных критериев в соответствии с правилом семи. Можно выбрать критерии, оценивающие инвестиционный проект с экономической, технической, экологической сторон и с точки зрения риска. В качестве критериев, оценивающих степень достижения целей, поставленных энергообъединением, можно выбрать следующие: максимум чистого дисконтированного дохода; максимум регулируемого диапазона; минимум расхода дефицитных энергоресурсов; минимум отрицательного воздействия на окружающую среду; максимум надежности электроснабжения; максимум дополнительных рабочих мест; минимум риска неполучения дохода от реализации инвестиционного проекта;

включение в нижний уровень иерархии реальных инвестиционных проектов, возможных для отбора в инвестиционный портфель. В случае большого числа инвестиционных проектов (более семи) рекомендуется группировка альтернатив в соответствии с их относительной важностью по рассматриваемому критерию в следующие кластеры: кластер проектов, обладающих высокой степенью превосходства; кластер проектов умеренной важности; кластер проектов малой важности. Иерархия проблемы формирования инвестиционного портфеля реальных проектов представлена на рис. 2.

4. Вычисление приоритетов, оценивающих эффективность инвестиционных проектов для энергетического объединения с экономической, технической стороны, с точки зрения экологической безопасности и с учетом неопределенности. Под приоритетами понимается относительная важность реализации конкретного инвестиционного проекта для лица, принимающего решение (ЛПР). Приоритеты являются решением модели, рассмотренной в п.3.

5. Определение согласованности каждой матрицы суждений и всей иерархии. В случае, если отношение согласованности превышает 10%, качество суждений при проведении парных сравнений может быть улучшено.

6. Реализация одной из следующих моделей в зависимости от проблемы распределения инвестиционных ресурсов энергетического объединения:

выбрать оптимальный относительно рассматриваемых критериев инвестиционный проект (проект, имеющий наибольший приоритет)

$$w_i = \max \{w_1, w_2, \dots, w_n\},$$

где $i = [1, 2, \dots, n]$ – порядковый номер инвестиционного проекта, обладающего максимальным приоритетом; w_1, w_2, \dots, w_n – приоритеты сравниваемых инвестиционных проектов. В случае решения проблемы целесообразности размещения инвестиционных ресурсов в определенный инвестиционный проект можно выбрать из двух вариантов альтернативу, обладающую большим приоритетом,

$$w_i = \max \{w_1, w_2\},$$

где $i = [1, 2]$ – порядковый номер варианта, обладающего максимальным приоритетом; w_1, w_2 – приоритеты вариантов размещения инвестиционных ресурсов;

вычислить отношения приоритетов инвестиционных проектов к капиталовложениям на реализацию этих проектов и распределить инвестиционные ресурсы в порядке убывания этих соотношений

$$w_i^p = \frac{w_i}{I_i},$$

где $i = [1, 2, \dots, n]$ – порядковый номер инвестиционного проекта; w_1, w_2, \dots, w_n – приоритеты сравниваемых инвестиционных проектов; I_i – дисконтированные к текущему моменту времени инвестиции, направляемые на реализацию i -го инвестиционного проекта; $w_1^p, w_2^p, \dots, w_n^p$ – приоритеты реализации инвестиционных проектов;

выбрать для финансирования инвестиционные проекты, которые являются решением следующей модели:

$$\sum_{i=1}^n w_i x_i \rightarrow \max,$$

при ограничениях по периодам реализации инвестиционных проектов

$$\sum_{i=1}^n K_{it} x_i \leq B_t,$$

где x_i – переменная Буля, причем

$$x_i = \begin{cases} 1, & \text{если инвестиционный проект принят} \\ 0, & \text{если инвестиционный проект не принят} \end{cases};$$

$t = [1, 2, \dots, T]$ – порядковый номер периода реализации i -го инвестиционного проекта; K – капиталовложения, направляемые в i -й инвестиционный проект; B – бюджетные ограничения, накладываемые на капиталовложения в периоде t . Решаемая проблема иерархически представлена на рис. 2 и является частным случаем задачи линейной целочисленной программирования – задачей выбора вариантов. Рекомендуется решать экономико-математическую модель планирования оптимального инвестиционного портфеля реальных проектов методом фильтрующего ограничения. Можно бюджетные ограничения в модели детализировать по периодам реализации инвестиционных проектов, каждый из которых не превышает год (например, по полугодиям, поквартально или ежемесячно). При решении модели методом сплошного перебора требуется произвести большое количество вычислительных операций

$$N = 2^n (m + 1),$$

где N – количество вычислительных операций; n – число переменных; m – число ограничений.

7. Формирование оптимального инвестиционного портфеля реальных проектов энергетического объединения посредством отбора инвестиционных проектов в соответствии с решением одной из моделей, рассмотренных в п. 6.

Разработанная методика формирования оптимального портфеля производственных инвестиций обладает некоторыми достоинствами, так как позволяет ЛПР:

оценивать приемлемость каждой альтернативы (рассматриваемого инвестиционного проекта) для включения в инвестиционный портфель предприятия по каждому из выбранных критериев (с финансовой, технической, организационной сторон и с точки зрения риска);

осуществлять сравнение инвестиционных проектов в условиях риска и неопределенности вне зависимости от качественного или количественного выражения риска;

ранжировать инвестиционные проекты в соответствии с их относительной важностью и, таким образом, определить наиболее выгодный для ЛПР инвестиционный проект;

оценивать чувствительность структуры сформированного инвестиционного портфеля к изменению суждений ЛПР;

проводить анализ инвестиционных возможностей энергетического объединения, рассматривая конкретные инвестиционные проекты в совокупности с учетом их взаимодействия и вклада в развитие энергосистемы.

Модель вычисления приоритетов инвестиционных проектов. Модель вычисления приоритетов принятых к рассмотрению инвестиционных проектов разработана на основании методики формирования оптимального портфеля производственных инвестиций энергетического объединения. Модель опирается на метод анализа иерархических структур: принципы дискриминации, сравнительного суждения и синтезирования. В качестве исследуемой системы принимается планирование оптимального инвестиционного портфеля производственных инвестиций.

Алгоритм вычисления приоритетов инвестиционных проектов в общем случае (для иерархии, изображенной на рис. 2) включает следующие этапы.

1. Устанавливается независимость по предпочтению элементов уровня направлений инвестирования энергетического объединения.

2. Устанавливается независимость по предпочтению элементов уровня критериев.

3. Подготавливаются матрицы сравнений направлений инвестирования относительно вклада в развитие энергетического объединения.

4. Заполняются элементы матрицы парных сравнений направлений инвестирования в результате сопоставления направлений инвестирования по их важности. Сравнения проводятся на основе экспертного анализа при фиксации экспертом своего предпочтения одного из объектов другому, определяемого по силе влияния направлений инвестирования на развитие энергетического объединения, используя шкалу выявления относительного превосходства сравниваемых элементов (см. табл. 1). Поэтому степень превосходства принимает любые значения на полуинтервале $[0; 9]$.

5. Подготавливаются матрицы парных сравнений критериев по значимости относительно каждого направления инвестирования.

6. Направления последовательно фиксируются и на основе экспертного анализа заполняются элементы матрицы парных сравнений критериев по каждому направлению вложения инвестиций.

7. Подготавливаются матрицы парных сравнений инвестиционных проектов по каждому из рассматриваемых критериев.

8. Последовательно фиксируя критерии, заполняют матрицы парных сравнений инвестиционных проектов относительно каждого критерия в соответствии со шкалой выявления относительной важности сравниваемых элементов.

9. Для каждой из полученных матриц парных сравнений элементов всех уровней иерархии находится решение уравнения

$$A \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \dots \\ x_N \end{pmatrix} = \lambda_{\max} \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \dots \\ x_N \end{pmatrix},$$

где x_1, x_2, \dots, x_N – приоритеты сравниваемых элементов; λ_{\max} – максимальное собственное значение матрицы парных сравнений; A – матрица парных сравнений с элементом a_{rs} , отражающим степень превосходства сравниваемого элемента r над элементом s в соответствии со шкалой сравнения элементов. Индекс r и s относится соответственно к строке и столбцу. Причем, должно выполняться условие $0 < a_{rs} \leq 9$.

Число составленных уравнений равно

$$\alpha = 1 + l + m,$$

где α – число уравнений; l – число направлений инвестирования; m – число поставленных целей.

Решениями этих уравнений являются:

веса направлений инвестирования β_j (вклад j -го направления инвестирования в развитие энергетического объединения);

веса критериев по каждому направлению инвестирования v_{jk} (вес k -го критерия относительно j -го направления инвестирования);

приоритеты инвестиционных проектов по каждому критерию ω_{ik} (приоритет инвестиционного проекта, отражающий вклад i -го проекта в достижение k -й цели).

10. Полученные в результате решения уравнений приоритеты критериев взвешиваются по каждому направлению инвестирования

$$v_k = \sum_{j=1}^l \beta_j v_{jk},$$

где $j = [1, 2, \dots, l]$ – порядковый номер направления вложения инвестиционных ресурсов; $k = [1, 2, \dots, m]$ – порядковый номер цели из совокупности поставленных целей; v_k – вес k -го критерия по всем направлениям инвестирования; v_{jk} – вес k -го критерия относительно j -го направления инвестирования; β_j – вклад j -го направления инвестирования в развитие энергетического объединения.

11. Полученные в результате решения уравнений приоритеты инвестиционных проектов взвешиваются по весам критериев.

Строится аддитивная свертка

$$\bar{\omega}_i = \sum_{k=1}^m v_k \omega_{ik},$$

где $i = [1, 2, \dots, n]$ – порядковый номер инвестиционного проекта; $\bar{\omega}_i$ – приоритет i -го инвестиционного проекта, показывающий вклад проекта в достижение совокупности поставленных целей; ω_{ik}

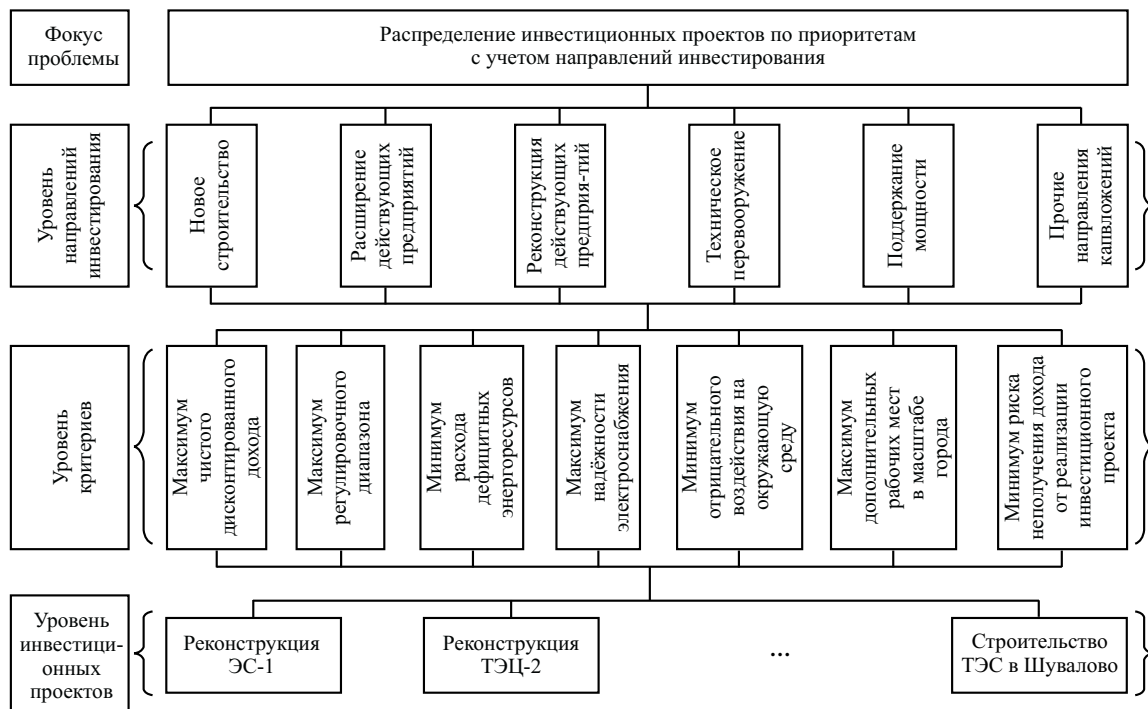


Рис. 3. Декомпозиция проблемы формирования оптимального портфеля производственных инвестиций Ленэнерго с учетом направлений инвестирования

– приоритет инвестиционного проекта, отражающий вклад i -го проекта в достижение k -й цели.

12. Проверяется согласованность всей иерархии проблемы формирования оптимального инвестиционного портфеля реальных проектов энергетического объединения. В случае несогласованности иерархии проблемы рекомендуется пересмотреть суждения о превосходстве сравниваемых элементов иерархии.

13. Приоритеты сравниваемых инвестиционных проектов взвешиваются по числу экспертов, принимавших участие в анализе влияния инвестиционных проектов на достижение совокупности целей, поставленных перед инвестиционными проектами,

$$w_i = \frac{\sum_{\mu=1}^{\theta} \bar{\omega}_{i\mu}}{\theta},$$

где $\mu = [1, 2, \dots, \theta]$ – порядковый номер эксперта; $\bar{\omega}_{i\mu}$ – приоритет i -го инвестиционного проекта, вычисленный в соответствии с суждениями μ -го эксперта; θ – общее число экспертов.

Формирование оптимального портфеля реальных проектов энергетического объединения. Методика формирования оптимального портфеля производственных инвестиций энергетического объединения была реализована на примере ОАО Ленэнерго. В этом случае можно решать проблему вычисления приоритетов реализации инвестиционных проектов (рис. 3).

В качестве альтернатив рассматриваются следующие инвестиционные проекты:

- реконструкция ЭС-1;
- реконструкция ТЭЦ-2;
- строительство ТЭС в Шувалове.

Необходимо распределить инвестиционные проекты в соответствии с их важностью относительно выбранных критериев.

В процессе выявления превосходства сравниваемых элементов иерархии задачи формирования оптимального портфеля производственных инвестиций энергетического объединения составлены матрицы парных сравнений и выработаны приоритеты на примере Ленэнерго. В процедуре принятия решения суждения о превосходстве были высказаны семью экспертами. Сравнения проводились с использованием шкалы относительного превосходства, подробно рассмотренной в [7] и приведенной в табл. 1.

Величина отношений согласованности иерархии для всех экспертов соответствует приемлемому уровню, т.е. не превышает 10%. Выработанные по каждому эксперту глобальные приоритеты альтернативных инвестиционных проектов усреднялись по числу экспертов.

Вычислены приоритеты инвестиционных проектов, рассмотренных по направлениям инвестирования (рис. 3).

В результате получены следующие глобальные приоритеты:

- реконструкция ЭС-1 – 0,412;
- реконструкция ТЭЦ-2 – 0,329;
- строительство ТЭС в Шувалове – 0,258.

Т а б л и ц а 1

Шкала относительной важности сравниваемых элементов

Величина	Объяснение величины относительной важности
1	Равная важность
3	Умеренное превосходство
5	Существенное превосходство
7	Значительное превосходство
9	Очень сильное превосходство
2, 4, 6, 8	Применяются в компромиссном случае
Обратные величины	Если при сравнении одного вида деятельности с другим получено одно из вышеуказанных чисел, то при сравнении второго вида деятельности с первым получится величина, обратная вышеуказанной

Т а б л и ц а 2

Расчет приоритета реализации инвестиционных проектов, рассматриваемых ОАО Ленэнерго по направлениям инвестирования

Параметр	Инвестиционные проекты		
	Реконструкция ЭС-1	Реконструкция ТЭЦ-2	Строительство ТЭС в Шувалове
Приоритеты	0,412	0,329	0,258
Инвестиции, млн. дол.	80	78	49
Отношение приоритета к инвестициям, дол.	$51,5 \cdot 10^{-10}$	$42,2 \cdot 10^{-10}$	$52,7 \cdot 10^{-10}$
Приоритет реализации	2	3	1

Расчет приоритета реализации инвестиционных проектов, рассмотренных с учетом направлений инвестирования, приведен в табл. 2.

Из табл. 2 видно, что наиболее предпочтительным инвестиционным проектом относительно рассматриваемых критериев является проект строительства ТЭС в районе Шувалова. Инвестиционные проекты реконструкции ЭС-1 и ТЭЦ-2 включаются в инвестиционный портфель в порядке убывания приоритетов реализации.

Выводы

1. Предложена методика формирования оптимального портфеля производственных инвестиций энергетического объединения, которая содержит рекомендации по следующим проблемам: принятие к рассмотрению инвестиционных проектов, определение приоритетов инвестиционных проектов и дальнейшее включение их в инвестиционный портфель энергетического объединения. Предложено осуществлять выбор альтернативных вариантов инвестиционных проектов на основе многоцелевого анализа эффективности инвестиций в энергетические объекты в условиях неопределенности по предлагаемой схеме.

2. Апробация методики формирования оптимального портфеля производственных инвестиций энергетического объединения на примере наиболее

типичного энергетического объединения позволила получить в удобном для представления и обработки виде оценки, характеризующие степень влияния каждого из принимаемых к рассмотрению инвестиционных проектов на достижение совокупности поставленных целей с учетом направлений инвестирования. Внедрение в практику этой методики позволит повысить социальную направленность планирования оптимального портфеля производственных инвестиций энергетического объединения.

Список литературы

1. Бланк И. А. Инвестиционный менеджмент. Киев: МП "ИТЕМ" ЛТД, "Юнайтед Лондон Трейд Лимитед", 1995.
2. Мелентьев Л. А. Системные исследования в энергетике. Элементы теории, направления развития. М.: Наука, 1979.
3. Мелентьев Л. А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики. М.: Высшая школа, 1982.
4. Саати Т., Кернс К. Аналитическое планирование. Организация систем: Пер. с англ. М.: Радио и связь, 1991.
5. Окороков В. Р. Управление электроэнергетическими системами (технико-экономические принципы и методы). Л.: Изд-во Ленинградского университета, 1976.
6. Инструкция по заполнению форм федерального государственного статистического наблюдения по капитальному строительству. М.: Государственный комитет Российской Федерации по статистике, 1996.
7. Саати Т. Принятие решений. Метод анализа иерархий: Пер. с англ. М.: Радио и связь, 1993.

Об организации подрядных торгов (конкурсов)

Старшинова О. В., инж.

Департамент электрических станций РАО “ЕЭС России”

Основой проведения торгов на энергообъектах РАО “ЕЭС России” по-прежнему являются “Методические указания по организации и проведению подрядных торгов, подготовке тендерной документации на выполнение работ и услуг по ремонту и модернизации оборудования электростанций” РД 34.20.603-98, а также приказы РАО “ЕЭС России”:

от 21/Х 1998 г. № 201 “Об оптимизации ремонтной составляющей тарифов на электрическую и тепловую энергию”;

от 21/П 2001 г. № 64 “Об организации подрядных торгов (конкурсов) в энергоремонтном производстве”;

от 14/П 2001 г. № 105 “Об образовании постоянно действующей Центральной конкурсной комиссии”.

Одним из приложений приказа № 64 от 21/П 2001 г. является “Регламент организации конкурсного отбора исполнителей ремонта на электростанциях РАО “ЕЭС России”.

Предлагаем вашему вниманию комментарии, позволяющие правильно организовать работу в этом направлении.

Использование системы конкурсных форм размещения заказов при реализации программы ремонтов оборудования и сооружений электростанций позволяет снизить стоимость работ и материально-технических ресурсов на 10–20%, сократить продолжительность ремонта и повысить его качество.

Торги должны пройти любые виды работ (услуг), поставки запасных частей, материально-технических ресурсов и оборудования сметной стоимостью более 1,5 млн. руб.

Первым этапом создания прозрачной процедуры торгов является формирование годового графика подрядных торгов по предложениям центральных представительств. График формируется в виде двух разделов (приложение 3 к приказу № 64 от 21/П 2001 г.):

поставка запасных частей, оборудования и материально-технических ресурсов;

выбор исполнителя ремонтных работ.

Форма графика должна давать представление о предмете торгов, первоначальной стоимости лота, источнике финансирования, сроках проведения торгов и сроках производства работ либо сроках поставок.

Информацию, поступившую от энергообъектов, консолидируют региональные представитель-

ства (Востокэнерго, Сибирьэнерго, Уралэнерго, Волгаэнерго, Южэнерго, Центрэнерго, Севзапэнерго) и направляют в Департамент электрических станций РАО “ЕЭС России”.

Департамент электрических станций РАО “ЕЭС России” проводит экспертизу представленных материалов и устанавливает соответствие объема поставок, работ (услуг), выставляемых на торги, объемам годовой программы ремонтов электростанций и тепловых сетей РАО “ЕЭС России”.

Утвержденный годовой график подрядных торгов направляется руководству РАО “ЕЭС России”, региональным представительством РАО “ЕЭС России”, филиалам РАО “ЕЭС России”, организаторам торгов и потенциальным участникам.

В случае дефицита участников торгов региональный или общий график может быть опубликован в средствах массовой информации.

Заказчику (организатору), начиная подготовку процедуры торгов, следует разработать техническое задание, на основании которого готовится оферта, и согласовать его с Департаментом электрических станций РАО “ЕЭС России”.

По просьбе заказчика Департамент электрических станций РАО “ЕЭС России” проводит технический аудит задания, и на основании базы данных по подрядным ремонтным организациям и поставщикам помогает сформировать список участников закрытых торгов.

За два месяца до открытия торгов оформляется приказ по АО-электростанций, АО-энерго, региональному представительству или РАО “ЕЭС России” в зависимости от стоимости лота. Лот, первоначальной стоимостью более 10 млн. руб., должен пройти согласование в Центральной конкурсной комиссии РАО “ЕЭС России”.

После оформления приказа заказчик (организатор) торгов направляет приглашение всем потенциальным участникам торгов либо публикует приглашение на торги в региональных средствах массовой информации.

Участник торгов вносит безвозмездный тендерный взнос, получает от организатора техническое задание и приступает к подготовке ответной оферты. Внесение безвозмездного взноса позволяет организатору торгов снизить затраты на проведение конкурса и технической экспертизы.

При торгах с большой стоимостью лота (более 10 млн. руб.) участник обязан внести залоговый взнос, который возвращается после завершения

торгов через 45 дней. Размер как безвозмездного, так и залогового взноса не должен быть препятствием для участия в торгах.

В этот период заказчик утверждает регламент торгов и смету расходов, которая непременно должна учитывать расходы на проведение технической экспертизы оферт.

На этом этапе Департамент электрических станций РАО “ЕЭС России” может оказать заказчику (организатору торгов) содействие в подборе группы экспертов либо организации, проводящей технический аудит на стадии предквалификации или подготовки договора (контракта).

Особое внимание следует обратить на процедуру предквалификации участников, которая проводится до открытия торгов. Она позволяет заказчику привести в соответствие с техническим заданием объемы работ (услуг), поставок, проверить состоятельность участников, посетить производства или объект исполнения работ. В этот период уместна проверка лицензий, уровня квалификации ИТР и исполнительного персонала.

Итак, мы подошли к открытию торгов. Прозрачность процедуры торгов можно обеспечить следующим образом:

единовременное присутствие всех участников торгов при вскрытии оферт;

заслушивание доверенных представителей согласно жребию;

использование настенных сравнительных матриц по технической и коммерческой стороне представленного лота;

подписание протокола открытия торгов с непременным обязательством участников, в случае победы, заключить договор (контракт) на указанную сумму с выполнением объемов технического задания заказчика;

после вскрытия конвертов – право снижения цены с сохранением объемов ремонта или поставок.

В течение 10 дней после открытия торгов проводится экспертиза оферт и сравнительных матриц, оформляется протокол закрытия торгов, определяющий победителя.

Через три дня после подведения итогов все участники торгов извещаются о результатах торгов. Заказчик и победитель торгов оформляют договор (контракт), копия которого направляется в Департамент электрических станций РАО “ЕЭС России”.

Если результаты торгов не соответствуют требованиям заказчика или в ходе торгов выявлена

недобросовестная конкуренция, торги могут быть признаны тендерным комитетом недействительными. В этом случае назначается новая дата проведения торгов.

Контроль реализации годового графика подрядных торгов осуществляется Департаментом электрических станций РАО “ЕЭС России” совместно с региональными представительствами на основании ежеквартальной статистической и внутрифирменной отчетности, протоколов закрытия торгов и договоров (контрактов), предоставляемых в соответствии с регламентом организации подрядных торгов в энергоремонтном производстве (приказ РАО “ЕЭС России” от 21/II 2001 г. № 64).

Внедряемая система торгов должна создать реальные стимулы для развития и реструктуризации энергоремонтных предприятий, обеспечивающих выполнение ремонтных работ в электроэнергетическом комплексе в установленные сроки и с надлежащим качеством.

Точкой отсчета будет являться годовой график подрядных торгов для энергообъектов РАО “ЕЭС России”, а разработанный регламент организации и проведения конкурсов, уже апробированный и успешно работающий на станциях федерального уровня, поможет создать единую систему торгов.

Таким образом, годовой график, формирование которого продолжается, должен объединить все работы 2001 г., на которые не заключены договора, а также все работы (услуги) и поставки, осуществление которых планируется по программе ремонтов электростанций и тепловых сетей РАО “ЕЭС России” в 2002 г.

Также хотелось напомнить о Постановлении ФЭК РФ от 21/V 1999 г. № 25/1 “Об учете затрат организаций электроэнергетики на закупку продукции (услуг) исходя из фактически рыночных цен (тарифов)”, в соответствии с которым при защите тарифов регулируемые организации электроэнергетики обеспечивают обязательное представление копий ценовых предложений поставщиков потребляемой ими продукции (услуг), а при наличии возможности поставок продукции (услуг) от нескольких поставщиков – копий ценовых предложений нескольких поставщиков.

Очевидно, что при защите тарифов потребуются представить в ФЭК РФ результаты проведенных конкурсов, которые стали основанием для заключения договоров и контрактов.

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Влияние дисперсного состава пыли природного твердого топлива на ее взрывоопасные свойства

Толчинский Е. Н., канд. техн. наук, Киселев В. А., Колбасников В. А., Яковлева В. С., инженеры

Всероссийский теплотехнический институт

Гранулометрический состав пыли существенно влияет на ее взрывоопасные свойства. С уменьшением до определенных пределов размеров частиц пыли взрывоопасность пылевого облака возрастает. Результаты исследований [1] выявили, что для углей с выходом летучих $V^{daf} = 40\%$ с наибольшей интенсивностью взрывается фракция пыли с размерами частиц от 0 до 50 мкм; фракцию пыли с размерами частиц от 100 до 175 мкм этого же угля взорвать не удалось. В то же время пыль украинского бурого угля с $V^{daf} = 55\%$ и крупностью частиц 125 мкм продолжала интенсивно взрываться.

Высокая интенсивность взрыва тонких фракций пыли связана с аэродинамической устойчивостью пылевого облака, с большей поверхностью пыли, приходящейся на единицу ее массы, и высокой скоростью прогрева частиц. Все это способствует ускоренному выходу летучих, образующих взрывоопасную концентрацию смеси горючих компонентов с воздухом. Крупные частицы, содержащиеся в пыли, тормозят распространение пламени в пылевоздушном облаке за счет поглощения ими части тепла, выделяющегося при сгорании горючих компонентов летучих, и поэтому они играют роль флегматизатора.

Максимальное давление взрыва и скорость его нарастания при взрыве мелких фракций (менее 74 мкм) органосодержащих веществ изменяются незначительно [2]. Пыль фрезерного торфа с размерами частиц более 200 мкм взорвать не удалось. Не взрывается также пыль бурых углей и сланцев с размерами частиц примерно 150 мкм, а каменных углей – 120 мкм. В этой же работе показано, что при содержании в полифракционной пыли более 30% по массе крупных частиц такая пыль становится практически взрывобезопасной. Взрывные эксперименты с пылью тонкостью менее 5 мкм выявили снижение максимального давления взрыва по сравнению с максимальным давлением, развиваемым при взрывах пыли с фракционным составом от 0 до 43 мкм и от 43 до 74 мкм, что объясняется агрегатированием мелкой пыли.

Исследования взрывов пыли ирша-бординского угля марки 2Б, азейского бурого угля марки 3Б и черемховского каменного угля марки Д фрак-

ций 0 – 50 мкм, 50 – 71 мкм и 71 – 90 мкм показали, что оптимальные концентрации пыли, при которых достигаются максимальные значения давления взрыва, составляют соответственно 400, 700 – 900 и 800 – 900 г/м³ [3]. В перечисленной последовательности углей максимальные давления взрыва составили: 0,73; 0,65 и 0,47 МПа, а скорость нарастания давления соответственно – 32, 20 и 12 МПа/с. Нижний концентрационный предел распространения пламени для пыли бурых углей увеличивался с угрублением пыли: для фракции 0 – 50 мкм он равнялся 85 г/м³, для фракции 71 – 90 мкм – 100 г/м³. Пыль черемховского каменного угля марки Д начинала взрываться при концентрации ее в воздухе 150 – 200 г/м³.

Мелкие частицы пыли легче переходят во взвешенное состояние, дольше остаются в этом состоянии и требуют меньшей энергии для зажигания из-за снижения температуры самовоспламенения, которая при уменьшении среднего размера частиц некоторых органосодержащих веществ с 50 до 3 мкм снижается по линейному закону [4].

Изменение нижнего концентрационного предела распространения пламени μ^H происходит по более сложным зависимостям. При увеличении размеров частиц с 10 до 70 – 100 мкм μ^H снижается, однако дальнейшее увеличение размера частиц приводит к его повышению. Эта закономерность изменения μ^H в связи с изменением размера частиц связана со сменой основного механизма теплопередачи. Мелкие частицы сгорают по закономерностям горения газозвудушных смесей; при размерах частиц 70 – 100 мкм начинает проявляться фазодинамический механизм, обеспечивающий обогащение зоны горения горючим компонентом и приводящий к снижению предельной концентрации горючего, что способствует распространению пламени. По сравнению с газообразным состоянием веществ нижний концентрационный предел распространения пламени веществ в диспергированном состоянии может снижаться более чем в 2 раза [4].

Форма частиц пылевзвеси органосодержащих веществ практически не влияет на взрывоопасность в силу того, что они сгорают в газовой фазе, т.е. сгорает смесь продуктов пиролиза (летучих) с

воздухом при достижении взрывоопасной концентрации.

Снижение максимального давления взрыва $P_{\text{макс}}$ и скорости его нарастания $(dP/dt)_{\text{макс}}$ с увеличением крупности частиц пыли связано, главным образом, с неполнотой сгорания частиц пылевзвеси: для частиц размером 200 мкм неполнота сгорания составляет примерно 20%, размером 300 мкм она достигает 50 – 60% [4].

Поскольку взрывоопасность пыли снижается с увеличением крупности частиц, возникает вопрос о представительности пробы пыли с точки зрения ее фракционного состава для гарантированного получения экстремальных значений параметров взрыва при проведении взрывных экспериментов. В анализируемых экспериментальных работах разными авторами в качестве базовой фракции пыли выбирались фракции от 0 до 50 и от 0 до 70 мкм, в последнем случае фракция пыли характеризовалась полным остатком на сите с размерами ячеек 70 мкм не более 5% [5] и пыль фракцией от 0 до 100 мкм [6]. Руководствуясь принципом абсолютной надежности при анализе взрывоопасности промышленной пыли и возможности сопоставления результатов испытаний, полученных в разных лабораториях, принят дисперсный состав пыли и граница фракции испытываемой пыли, равная 0 – 63 мкм. Такая же фракция пыли при определении ее взрывоопасных свойств используется немецкими специалистами [7].

Изложенные результаты экспериментов относятся в основном к пыли с узким фракционным составом или к монодисперсной пыли. В промышленных пылеприготовительных установках, как правило, пыль полидисперсна, в ней наряду с крупными частицами имеется и более тонкая пыль, способная к образованию взрывоопасных концентраций. В [7] утверждается, что пыль с размерами частиц более 500 мкм не может взорваться, но если в этой грубой пыли содержится тонкая пыль, то она может взорваться. В [8] считается взрывоопасной пыль с содержанием частиц менее 200 мкм.

Во всех случаях при разработке мероприятий по взрывопредупреждению и взрывозащите следует ориентироваться не только на количество уже готовой к взрыву пыли, но и учитывать то ее количество, которое дополнительно может образоваться в технологическом процессе подготовки топлива.

Как показал анализ литературных источников, с увеличением крупности частиц в пылевзвеси

снижается интенсивность взрыва, а начиная с некоторого размера частиц пыли, взрывы такой пылевзвеси прекращаются. Размеры частиц пыли, образующих взрывоопасные пылевоздушные смеси, не могут быть одинаковыми для видов топлива с разной реакционной способностью.

Процесс сжигания топлива в пылевидном состоянии диктует требования к качеству пыли (влажности, фракционному составу и ее равномерности), выдаваемой пылеприготовительной установкой. Эти требования должны обеспечить надежность ее транспорта, хранения в пылевых бункерах, устойчивость процесса воспламенения и минимум потерь тепла, связанных с механическим недожогом при ее сжигании. Требования к фракционному составу пыли различны для топлива с различной реакционной способностью. Поэтому для исследования вопросов обеспечения взрывобезопасной эксплуатации пылеприготовительных установок возникла необходимость экспериментальной проверки предельного количества взрывоопасных тонких фракций (от 0 до 63 мкм) в полифракционной пыли, достаточных для ее взрыва, в зависимости от критерия взрываемости K_T , характеризующего степень химической активности природного твердого топлива [9, 10].

Исследованию подвергалась сухая пыль березовского бурого, тугнуйского и китайского каменных углей, данные о которых представлены в табл. 1.

Опыты проводились со специально подготовленными по фракционному составу пробами пыли. На первом этапе исследовались пробы пыли березовского бурого угля, которые были представлены следующими узкими фракциями: 0 – 63, 63 – 90 и 90 – 140 мкм. В условиях эксперимента в реакционной камере объемом 20 дм³ и при мощности источника зажигания в 1000 Дж было установлено, что наибольшую взрывоопасность, как и следовало ожидать, представляет фракция пыли от 0 до 63 мкм, которая взрывалась в широком диапазоне концентраций. Фракция пыли от 63 до 90 мкм березовского угля взорвалась только при концентрации 630 г/м³. При изменении концентрации пыли в камере в ту или в другую сторону от этого значения взрывов не происходило. Фракцию пыли березовского угля от 90 до 140 мкм вообще не удалось взорвать.

Эти опыты наглядно подтвердили уже известный факт, что с увеличением крупности частиц пыли уменьшается поверхность реагирования, что

Т а б л и ц а 1

Уголь	$C^{daf}, \%$	$H^{daf}, \%$	$O^{daf}, \%$	$V^{daf}, \%$	$A^d, \%$	$Q^{daf}, \text{ккал/кг}$	K_T
Китайский каменный	81,0	4,8	12,41	30,7	15,3	7480	1,79
Тугнуйский каменный Г	74,53	4,87	18,16	46,16	25,1	6655	2,17
Березовский бурый 2Б	71,3	4,8	22,2	49,1	8,1	6390	3,74

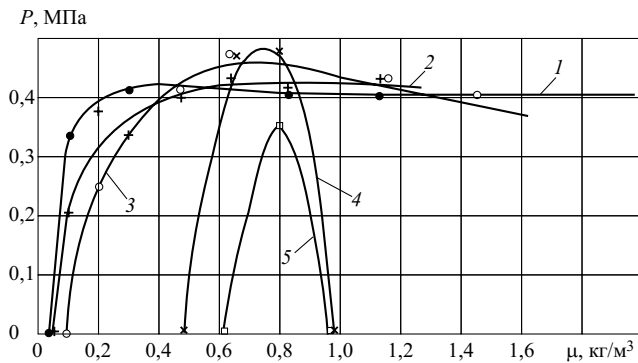


Рис. 1. Зависимость давления взрыва от концентрации пыли березовского угля различного гранулометрического состава:

1 – $D_{63} = 100\%$; 2 – $D_{63} = 70\%$; 3 – $D_{63} = 40\%$; 4 – $D_{63} = 31\%$; 5 – $D_{63} = 25\%$

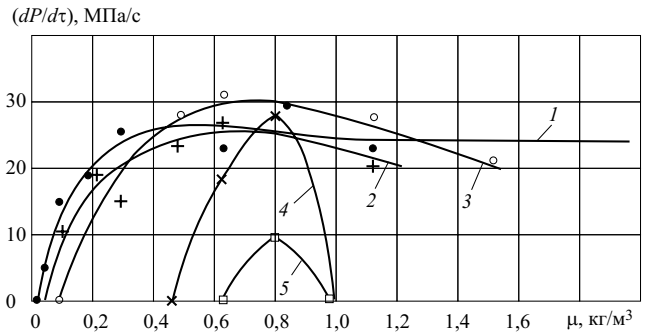


Рис. 2. Зависимость скорости нарастания давления взрыва от концентрации пыли березовского угля различного гранулометрического состава:

1 – $D_{63} = 100\%$; 2 – $D_{63} = 70\%$; 3 – $D_{63} = 40\%$; 4 – $D_{63} = 31\%$; 5 – $D_{63} = 25\%$

приводит к увеличению времени прогрева частиц, а, следовательно, к снижению скорости выхода летучих, количество которых за время действия источника зажигания оказывается недостаточным для образования взрывоопасной концентрации.

Второй этап опытов заключался в исследовании взрывоопасных свойств полифракционной пыли. Для проведения этой серии опытов искусственно готовились пробы набором определенного количества отдельных фракций (остатков на ситах i -го размера в процентах), соответствующих фракционному составу промышленной пыли. Это достигалось заменой крупных фракций более 63 мкм

фракцией пыли менее 63 мкм; при этом показатель полидисперсности n сохранялся постоянным и равным 0,9.

Результаты экспериментов взрыва пыли различного фракционного состава для березовского бурого, тугнуйского и китайского каменных углей представлены в табл. 2.

На рис. 1 и рис. 2 в качестве примера показаны результаты взрыва полидисперсной пыли березовского угля. При снижении массовой доли тонкой пыли фракции 0 – 63 мкм в пробе от 100 до 31% полный остаток на сите с размерами ячеек 90 мкм изменялся от $R_{90} = 0\%$ до $R_{90} = 60\%$, значения максимальных давлений взрыва P_{\max} и скорости его

Т а б л и ц а 2

Номер пробы	$D_{63}, \%$	$R_{90}, \%$	$P_{\max}, \text{МПа}$	$(dP/d\tau), \text{МПа/с}$	$E_{\min}, \text{Дж}$	$\mu_{\text{опт}}, \text{кг/м}^3$	K_B	K_T	
								опытный	расчетный
Березовский уголь									
1	100	0	0,43	26,6	18	0,475	0,64	3,74	3,74
2	70	20,5	0,44	25,0	96	0,633	0,15	2,15	2,75
3	50	38,5	0,48	30,0	153	0,633	0,094	1,94	2,10
4	40	50,5	0,48	31,7	176	0,633	0,086	1,90	1,76
5	31	60,0	0,48	29,7	287	0,8	0,05	1,71	1,48
6	25	68,0	0,35	9,2	841	0,8	0,004	1,09	1,27
7	20	74,0	–	–	–	–	–	< 1,0	1,11
Тугнуйский уголь									
1	100	0	0,40	20,2	50	0,633	0,16	2,17	2,17
2	74	15	0,38	14,6	63	0,844	0,088	1,91	1,69
3	60	27	0,36	13,8	68	0,844	0,073	1,85	1,43
4	47	40	0,38	11,7	741	0,844	0,006	1,29	1,18
5	30	60	–	–	–	–	–	< 1,0	0,87
Китайский уголь									
1	100	0	0,38	33,0	200	0,85	0,063	1,79	1,79
2	80	10	0,35	30,0	315	0,85	0,033	1,60	1,49
3	70	18	0,31	11,2	378	0,85	0,009	1,34	1,33
4	60	27	0,30	10,0	703	0,85	0,004	1,24	1,18
5	45	42	–	–	–	–	–	< 1,0	0,94

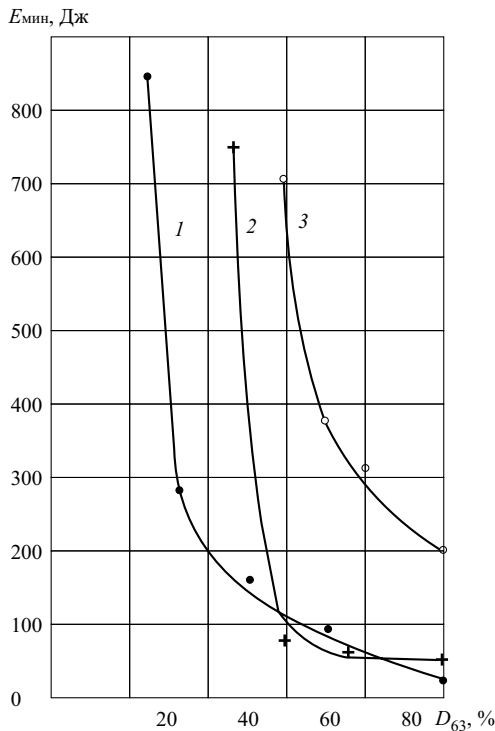


Рис. 3. Зависимость минимальной энергии зажигания от гранулометрического состава пыли различных углей:

1 – березовский бурый уголь; 2 – тугнуйский каменный уголь; 3 – китайский каменный уголь

нарастания $(dP/d\tau)_{\max}$ при оптимальных значениях концентраций изменялись незначительно. В частности, P_{\max} изменялось от 0,43 до 0,48 МПа, а $(dP/d\tau)_{\max}$ от 26,6 до 31,7 – 29,7 МПа/с, но при этом минимальная энергия зажигания E_{\min} возрастала от 18 до 287 Дж (табл. 2). Дальнейшее снижение в пробе тонкой пыли до 25% и соответственно увеличение R_{90} до 68% приводило к снижению давления взрыва до 0,35 МПа и скорости его нарастания до 9,2 МПа/с, а минимальная энергия зажигания увеличивалась до 841 Дж. При содержании тонкой фракции в пробе 20% ($R_{90} = 74\%$) взрыв пыли березовского угля не состоялся.

Аналогичная картина наблюдается и для пыли тугнуйского и китайского каменных углей (табл. 2). При снижении содержания в пробе пыли взрывоопасных тонких фракций для всех исследуемых видов топлива одновременно со снижением P_{\max} , $(dP/d\tau)_{\max}$ повышаются минимальная энергия зажигания E_{\min} (рис. 3) и минимальный концентрационный предел распространения пламени μ^H (рис. 4). Чем меньше K_T у рассматриваемых видов топлива, т.е., чем ниже их химическая активность, тем большее изменение этих показателей при одинаковых соотношениях массовых долей тонких и грубых фракций в пробах пыли.

Взрывобезопасное содержание тонких фракций (менее 63 мкм) в пыли исследуемых углей зависит от критерия взрываемости K_T . Исследования

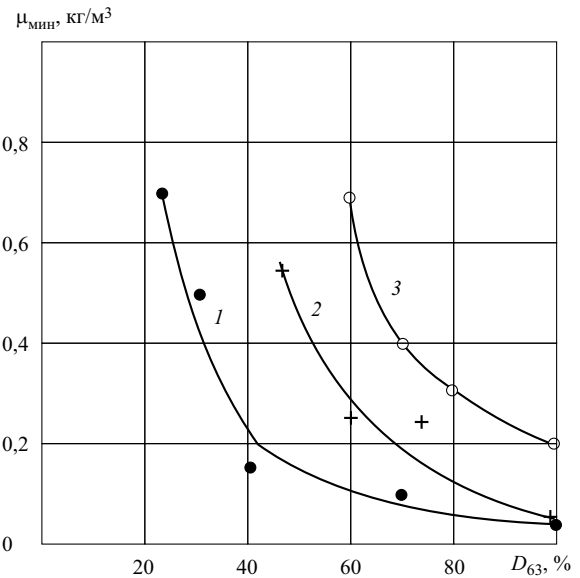


Рис. 4. Зависимость минимальной взрывоопасной концентрации от гранулометрического состава пыли различных углей:

1 – березовский бурый уголь; 2 – тугнуйский каменный уголь; 3 – китайский каменный уголь

показали, что взрывобезопасной пыль березовского угля ($K_T = 3,74$) становится при содержании в ней 20% тонких фракций, пыль тугнуйского каменного угля ($K_T = 2,17$) при 42%, китайского каменного угля ($K_T = 1,79$) при 52%.

Критерий взрываемости K_T , характеризующий потенциальную склонность к взрыву пыли конкретного природного топлива в зависимости от его технического и элементного составов, хорошо соотносится с показателем взрывоопасности K_B , сопутствующим взрыву пыли этого топлива. Показатель взрывоопасности K_B представляет собой отношение “жесткости” взрыва – $P_{\max}(dP/d\tau)_{\max}$ к его “чувствительности” – E_{\min} , т.е.

$$K_B = \frac{P_{\max}(dP/d\tau)_{\max}}{E_{\min}}. \quad (1)$$

Обработка большого массива экспериментальных данных позволила графически изобразить зависимость показателя взрывоопасности пыли K_B от критерия взрываемости K_T (рис. 5).

На основании результатов взрывных экспериментов для пыли 87 различных марок углей, включая сланец и фрезерный торф, и с использованием зависимости рис. 5 получены следующие аналитические выражения:

$$K_B = 0,11(K_T - 1)^{2,3}; \quad (2)$$

$$K_T = 2,6K_B^{0,43} + 1. \quad (3)$$

На основании экспериментальных данных P_{\max} , $(dP/d\tau)_{\max}$ и E_{\min} (табл. 2) с помощью выражений (2) и (3) получены значения K_B для проб

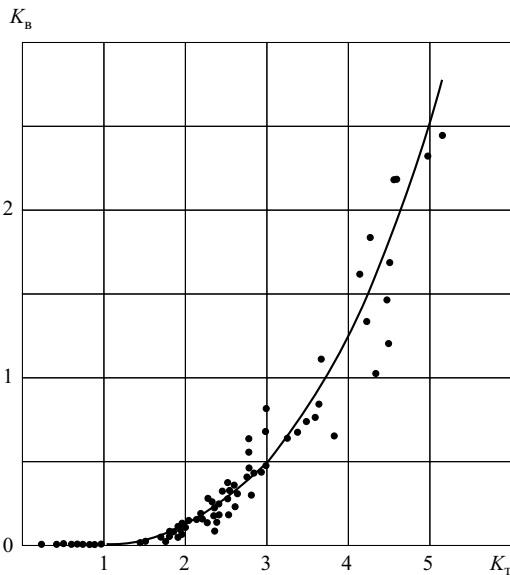


Рис. 5. Взаимосвязь показателя взрывоопасности K_b с критерием взрываемости K_T по результатам взрывных экспериментов пыли различных видов твердого топлива

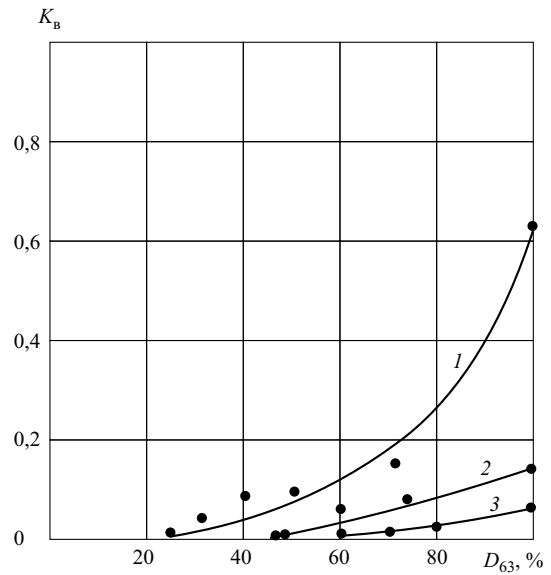


Рис. 6. Зависимость показателя взрывоопасности от гранулометрического состава пыли:

1 – березовского бурого угля; 2 – тугнуйского каменного угля; 3 – китайского каменного угля

пыли с различным гранулометрическим составом (рис. 6).

Переходя к общепринятой характеристике тонкости пыли через полный остаток на сите с размерами ячеек 90 мкм (R_{90}), можно с достаточной для практических целей точностью вычислить критерий взрываемости, учитывающий гранулометрический состав пыли $K_T^{кр}$ (рис. 7),

$$K_T^{кр} = K_T \left(\frac{100 - R_{90}}{100} \right). \quad (4)$$

Множитель при K_T следует понимать как поправку, учитывающую влияние технологического параметра, связанного с дисперсным составом

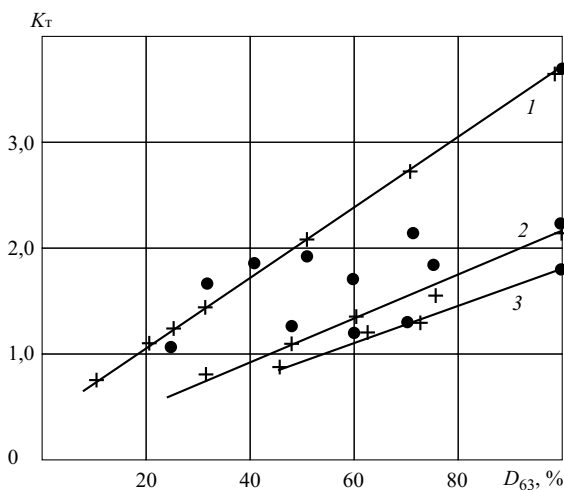


Рис. 7. Зависимость критерия взрываемости от гранулометрического состава пыли березовского (1), тугнуйского (2) и китайского (3) углей:

• – опытные значения; + – расчетные значения

пыли, которая показывает, что с увеличением размера частиц пыли снижается ее потенциальная склонность к взрыву.

В эксплуатационных условиях при подготовке к сжиганию взрывоопасного топлива всегда имеется необходимое количество тонкой пыли, которая при определенных условиях может взорваться, о чем свидетельствуют имеющие место хлопки и взрывы в пылеприготовительных установках.

Контролировать появление взрывоопасного количества тонких фракций в каком-либо объеме пылеприготовительной установки не представляется возможным. Следовательно, отсутствует принципиальная возможность обеспечения взрывобезопасной эксплуатации систем пылеприготовления путем поддержания взрывобезопасного количества тонкой фракции в полифракционной пыли.

Следует учитывать также тенденцию дальнейшего утонения пыли в связи с применением технологических методов снижения оксидов азота. Поэтому в эксплуатационных условиях этот технологический показатель должен рассматриваться как постоянно присутствующий фактор и учитываться при разработке мер предупреждения и защиты от взрывов во всех режимах работы пылеприготовительной установки.

Список литературы

1. Кисельгоф М. Л. Взрывы угольной пыли в пылеприготовительных установках. М.: Гостранстехиздат, 1937.
2. Самовозгорание и взрывы пыли натуральных топлив / Померанцев В. В. и др. Л.: Энергия, 1978.
3. Резник В. А., Кушнарченко В. В., Володченко А. А. Характеристики взрываемости пыли ирша-бородинского, азей-

- ского и черемховского углей. – Теплоэнергетика, 1977, № 9.
4. *Корольченко А. Я.* Пожаровзрывоопасность промышленных пылей. М.: Химия, 1986.
 5. *Bartknecht W.* Explosionenablauf und Schutzmassnahmen. – Berlin-Heidelberg-New York, 1980.
 6. *Siwek R.* Experimental methods for the determination of explosion characteristics of combustible dust. 3-d International Symposium on Lose Prevention and Safety Promotion in the Process Industries. Basel, 1980, Sept. 15 – 19, Vol. 3
 7. *Немецкое общество инженеров VDI 2263 (Проект).* Горение и взрывы пыли. Опасность – оценка – меры защиты, 1983.
 8. РД153-34.1-03.352-99. Правила взрывобезопасности топливopодачи и установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива. М.: ПМБ ВТИ, 2000.
 9. *Толчинский Е. Н., Киселев В. А., Яковлева В. С.* Критерий взрываемости пыли твердых натуральных топлив. – Теплоэнергетика, 1996, № 7.
 10. *Толчинский Е. Н., Колбасников В. А.* Инженерный метод оценки взрывоопасных свойств пыли энергетических топлив. – Электрические станции, 1999, № 3.

Организация и проведение опытного сжигания непроектного топлива

Капельсон Л. М., инж.

АО «Фирма ОРГРЭС»

Переход к рыночным отношениям в топливно-энергетическом комплексе в условиях ослабления экономических связей между странами СНГ и регионами Российской Федерации заставляет многие электростанции искать новые источники топливоснабжения.

Если в доперестроечные годы переход на новые виды топлива или марки угля вызывался, главным образом, дефицитом проектного топлива, то в последние годы такой переход стал обосновываться экономическими соображениями (ценой топлива, стоимостью его перевозок, трудозатратами и стоимостью реконструкции оборудования) и требованиями экологии.

Освоение нового топлива может быть успешно при своевременном и технически обоснованном выполнении необходимых организационных и реконструктивных мероприятий на установленном оборудовании и ознакомлении персонала ТЭС с особенностями эксплуатации этого топлива. К сожалению, на практике часто новое топливо начинает поступать на электростанцию без подготовки оборудования к его приему, при неподготовленном к его эксплуатации персонале. Это может привести к тяжелым последствиям с выводом из строя оборудования.

В настоящей статье даны основные рекомендации по подготовке, организации и проведению опытного сжигания непроектного топлива, базирующиеся на анализе результатов конкретных работ, выполненных на электростанциях наладочными и научно-исследовательскими организациями.

На основании сравнительного анализа характеристик проектного и заменяющего топлива с учетом имеющегося опыта сжигания последнего на действующих электростанциях специализированная наладочная организация должна дать заключение

о возможности перевода оборудования электростанции на новое топливо.

В зависимости от сравнительных характеристик проектного и заменяющего топлива заключение может сводиться к следующим основным выводам:

1. Перевод на непроектное топливо допустим, он не потребует выполнения реконструктивных работ, так как характеристики проектного и заменяющего топлива достаточно близки. Дополнительные малозатратные мероприятия могут выявиться во время проведения опытного сжигания.

В качестве примера такого варианта замены топлива может служить перевод котлов, рассчитанных на сжигание донецких АШ и тощих углей (Т), на кузнецкие угли марок Т и 2СС. Как видно из табл. 1, основные характеристики этих видов топлива близки, все они относятся к низкорекреационным сухим углям с близкими температурными характеристиками золы, поэтому перед проведением опытного сжигания нет необходимости выполнять какие-либо реконструктивные мероприятия. Лишь при переходе на сжигание кузнецкого 2СС потребуются выдерживать строгий температурный режим в системах пылеприготовления.

2. Перевод на новое топливо возможен, но потребует значительного объема реконструктивных и доводочных работ. По заявке электростанции должен быть выполнен проект реконструкции котельного и вспомогательного оборудования, который необходимо реализовать до проведения опытного сжигания. Уточнение объема доводочных работ может быть выполнено по результатам опытного сжигания. Примером такой замены топлива может служить перевод котлов, рассчитанных на сжигание каменного угля Т или 2СС, на каменные угли Г или Д (табл. 1).

Переход на сжигание высокорекреационного каменного угля потребует замены горелочных устройств и перевода систем пылеприготовления на газовую сушку топлива.

3. При переводе электростанции на сжигание топлива с меньшей теплотой сгорания или большей влажностью может снизиться располагаемая мощность из-за недостаточной производительности топливоподачи, пылеприготовления. В этом случае выходом из положения может оказаться переход на сжигание смеси нового топлива с проектным или с газом и мазутом.

Так, при переводе котла, сжигающего сухой каменный уголь, например, кузнецкий или экибастузский, на подмосковный или канско-ачинский угли (табл. 2), имеющие меньшую теплоту сгорания и значительно большую влажность (в 5 – 6 раз), снизится располагаемая мощность из-за недостаточной сушильной производительности мельниц. Кроме того, возникнут трудноразрешимые проблемы со шлакованием поверхностей нагрева.

4. Перевод на рассматриваемую марку угля в принципе невозможен на установленном оборудовании без значительной потери мощности или потребует кардинальной многозатратной реконст-

рукции или замены основного и вспомогательного оборудования.

К таким случаям относятся перевод котлов с жидким шлакоудалением на сжигание угля с тугоплавкой золой, например, на экибастузский или подмосковный бурый уголь, или перевод буроугольного котла, оснащенного мельницами-вентилляторами, на сжигание низкорекреационного каменного угля.

Большое содержание СаО в золе канско-ачинских углей делает недопустимым перевод на сжигание этих углей котлов, оснащенных мокрыми системами золоулавливания из-за цементации золоуловителей, каналов ГЗУ и золопроводов с зарастанием этих элементов трудноудаляемыми отложениями.

Проведению опытного сжигания должен предшествовать анализ возможности принятия, транспортировки, хранения, размол и сжигания нового (непроектного) топлива на действующем оборудовании электростанции.

Перед переводом электростанции с одной марки твердого топлива на другую требуется обследование топливно-транспортного хозяйства с целью проверки возможности имеющегося технологического оборудования на топливоподаче (склад топ-

Т а б л и ц а 1

Параметр	Уголь					
	донецкий АШ	кузнецкий				
		ТР	2СС	2ССРОКИ	ГР	ДР
Влажность на рабочую массу $W_f^r, \%$	9,0	7,0	8,5	16,5	8,5	11,0
Зольность на рабочую массу $A^d, \%$	35,0	20,0	18,0	20,0	16,9	17,0
Выход летучих $V^{daf}, \%$	4,0	12,5	20,0	24,0	39,5	40,5
Низшая теплота сгорания Q_f^r :						
МДж/кг	19,05	25,12	25,33	16,49	23,57	22,23
ккал/кг	4550	6000	6050	3940	5630	5310
Приведенное содержание серы $S_n, 10^3 \text{ кг}\cdot\%/ \text{ккал}$	0,37	0,08	0,06	0,04	0,08	0,07
Содержание азота $N^{daf}, \%$	0,8	2,2	2,1	1,9	2,7	2,6
Плавкость золы, °С:						
t_A	1050	1220	1190	1230	1170	1160
t_B	1200	1350	1370	1410	1300	1310
t_C	1300	1410	1460	1460	1390	1440
Температура начала нормального жидкого шлакоудаления $t_{н.ж}, \text{°С}$	1550	–	1600 – 1700	–	1500	1600
Коэффициент размолоспособности $K_{л.о}$	0,95	1,6	1,5	1,6	1,3	1,12
Влажность пыли $W_{пл}, \%$	0,5 – 1,0	0,5 – 1,0	1,0 – 2,5	2,0 – 4,0	1,5 – 3,0	2,0 – 4,0
Тонкость готовой пыли $R_{90}, \%$	6,0 – 8,0	10,0 – 12,0	15,0	16,0	25,0	26,0
Максимально допустимая температура за мельницей в системе с промбункером пыли $t_m'', \text{°С}$:						
при сушке воздухом	Нет ограничений	130	80	80	–	–
при сушке газом	–	–	–	–	130	130

Т а б л и ц а 2

Параметр	Уголь		
	экибастузкий СС	подмосковный Б2	березовский Б2Р
Влажность на рабочую массу W_f^r , %	6,0	32,0	33,0
Зольность на рабочую массу A^d , %	40,4	30,6	4,7
Выход летучих V^{daf} , %	25,0	48,0	48,0
Низшая теплота сгорания Q_i^r :			
МДж/кг	16,12	8,67	15,66
ккал/кг	3850	2070	3740
Приведенное содержание серы S_n , 10^3 кг-%/ккал	0,15	1,38	0,05
Содержание СаО в составе золы, %	1,0	4,1	42,0
Плавковость золы, °С:			
t_A	1270	1350	1270
t_B	> 1500	1500	1290
t_C	> 1500	1500	1310
Коэффициент размолоспособности $K_{л.о}$	1,35	1,7	1,3
Тонкость готовой пыли R_{90} , %:			
для ШБМ	15,0	40,0	40,0
для ММ	15,0 – 20,0	55,0	60,0
Влажность пыли $W_{пл}$, %	–	11,0 – 16,0	12,0 – 16,0
Максимально допустимая температура t_m'' , °С:			
за мельницей в системе с пробункером пыли при сушке воздухом	130	70	–
за ММ в системе прямого дувания:			
при сушке воздухом	210	100	80
при сушке газами	–	180	180

лива, пути примыкания, разгрузустройства и др.) к приему, подаче и хранению новой марки топлива. При необходимости должны быть разработаны рекомендации по подготовке топливно-транспортного хозяйства в соответствии с конкретными условиями ТЭС к переводу ее на сжигание нового топлива. Если по условиям топливоснабжения проектное топливо наравне с новым топливом сохраняется в топливном балансе электростанции, на котельном оборудовании выполняются только те реконструктивные мероприятия, которые не нарушают условия сжигания основного (проектного) топлива. При большом различии характеристик основного и заменяющего топлива сжигание нового топлива может оказаться возможным только в смеси с проектным, газомазутным топливом или потребует отдельного складирования двух видов топлива и выделения котлов электростанции для отдельного сжигания проектного и нового топлива.

Системы пылеприготовления котлов должны обеспечить на новом топливе необходимое количество угольной пыли требуемого качества (влажности и тонкости помола) при надежной работе установленного оборудования.

Расчет системы пылеприготовления позволяет определить ожидаемую размольную и сушильную производительность мельниц на новом топливе и

сравнить ее с требуемой для обеспечения номинальной нагрузки котла.

Размольная производительность может оказаться недостаточной, если новое топливо имеет меньший, чем проектное топливо, коэффициент размолоспособности, или требуется более тонкий помол, а также при переходе на топливо с меньшей теплотой сгорания, когда требуемое количество готовой пыли увеличивается.

Ограничение сушильной производительности мельниц может возникнуть при переходе на топливо с большей влажностью или меньшей теплотой сгорания.

В этом случае может возникнуть необходимость увеличения температуры сушильного агента или перехода с воздушной на газовую сушку топлива. Последнее необходимо при переходе на сжигание высокорекреационного топлива.

Перед переходом на сжигание нового топлива на основании анализа его характеристик и характеристик оборудования необходимо сделать предварительное заключение о возможности его сжигания с учетом обеспечения:

устойчивого топочного режима с удовлетворительной полнотой сгорания;

длительной работы в необходимом диапазоне нагрузок;

номинальных параметров пара;
допустимой температуры металла поверхностей нагрева;

устойчивого выхода шлака при жидком шлакоудалении;

надежной и эффективной работы систем золошлакоудаления и золоулавливания с уровнем выброса твердых частиц в пределах допустимых значений;

допустимого уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и серы.

Проведение опытного сжигания непроектного топлива является наиболее ответственным этапом в освоении нового топлива. К началу опытного сжигания на резервном топливном складе должно быть выгружено все или большая часть топлива, предназначенного для испытания котла. При этом должны быть приняты меры по недопущению смешивания опытной партии с другим топливом как на складе, так и при транспортировке по тракту топливоподачи.

Количество топлива в опытной партии должно быть достаточным для выполнения наладочных работ на котле и системах пылеприготовления и снятия характеристик котла при оптимальном для нового топлива режиме. При проведении опытного сжигания на смеси проектного и заменяющего топлива должно быть осуществлено эффективное перемешивание двух видов топлива на складе.

На шлакующем топливе опытная партия должна быть достаточна для проверки характера и интенсивности шлакования поверхностей нагрева в достаточно длительной кампании котла. Эффективность опытного сжигания зависит от правильно составленной технической программы и ее реализации. Содержание технической программы зависит от различия основных свойств сравниваемых видов топлива, определяемых теплотой сгорания, влажностью, реакционной способностью, составом минеральной части золы.

Если перед проведением опытного сжигания на котле и в системах пылеприготовления были выполнены значительные реконструктивные переделки, диктуемые требованиями характеристик нового топлива и исключающие возможность сжигания проектного топлива (перевод систем пылеприготовления с воздушной на газовую сушку, изменение конструкции горелок, поверхности нагрева пароперегревателя и др.), растопка котла перед опытным сжиганием производится на новом топливе. В этом случае в техническую программу опытного сжигания должна быть включена подробная программа пуска котла на новом топливе.

При настройке режима систем пылеприготовления следует прежде всего обеспечить контроль за температурным режимом, поддерживая его в соответствии с требованиями ПТЭ, для чего должны быть включены в работу соответствующие защиты и сигнализация. Поддержание темпера-

турного режима в допустимых пределах достигается как изменением загрузки мельниц топливом, так и использованием присадки холодного и слабонагретого воздуха, а при газовой сушке – подачей “холодных” инертных газов.

Перевод котлов на сжигание непроектного топлива часто требует изменения тонкости пыли для обеспечения оптимальных условий его сжигания. В определенных пределах изменение тонкости помола может быть достигнуто перемещением лопаток центробежного сепаратора или изменением скорости в шахте при наличии гравитационного сепаратора. В некоторых случаях при большой разнице в реакционной способности проектного и замещающего угля может потребоваться реконструкция или замена установленных сепараторов пыли.

При переходе с влажного топлива на сухое, например, с подмосковного бурого угля на кузнецкий каменный Г или Д, могут возникнуть трудности в обеспечении допустимой температуры пылегазовоздушной смеси. Если в процессе наладки режимов систем пылеприготовления при размоле в них взрывоопасного топлива не удастся выдержать температурный режим сушильного агента в допустимых по условиям взрывобезопасности пределах, опытное сжигание должно быть прекращено. Работа может быть продолжена только после выполнения на системах пылеприготовления необходимых мероприятий (увеличение пропускной способности присадки холодного сушильного агента, подача распыленной воды или подвод пара в газозовдухопровод перед мельницей).

Программа опытного сжигания не может быть единой для всех случаев, поскольку она зависит от свойств нового топлива и от особенностей конструкции котла.

При сжигании низкорекреационного топлива основное внимание должно быть обращено на обеспечение устойчивого топочного режима и минимальных потерь тепла с недожогом топлива. В процессе наладки устойчивого режима могут наблюдаться в работе мазутные или газовые горелки, отключение которых следует производить постепенно, проводя визуальный контроль за устойчивым воспламенением топлива вблизи горелок и температурой факела в ядре горения. В программу опытного сжигания низкорекреационного топлива должно быть включено определение диапазона нагрузок котла, в котором обеспечивается устойчивый топочный режим при работе без подсветки факела мазутом или газом.

В опытном сжигании на котле с жидким шлакоудалением необходимо выявить при наладке диапазон нагрузок с нормальным выходом жидкого шлака.

С особой тщательностью должны быть выполнены подготовительные работы и разработана программа опытного сжигания высокорекреацион-

ных углей типа канско-ачинских или газовых каменных углей, заменяющих собой менее реакционные угли, например, кузнецкие каменные угли СС и Т, экибастузский уголь.

Недостаточная подготовка персонала к размолу и сжиганию особо взрывоопасного топлива, отсутствие во время опытного сжигания задействованных защит и сигнализации могут привести к взрывам и хлопкам в системах пылеприготовления.

Особую сложность представляет опытное сжигание шлакующего топлива, когда имеющиеся средства очистки поверхностей нагрева не могут обеспечить длительную кампанию котла. Одной из основных задач опытного сжигания шлакующего топлива является определение максимально длительной нагрузки котла по условиям шлакования. В этих режимах должны использоваться все задействованные средства очистки. Периодичность включения этих средств определяется по визуальным наблюдениям через лючки топочной камеры, по показаниям приборов газового и пароводяного трактов, по изменению загрузки дымососов.

Определяя периодичность включения в работу средств очистки топочных экранов и ширмовых поверхностей нагрева, расположенных над топочной камерой, следует исходить из недопущения образования больших наростов шлака, обрушение которых может привести к завалу шлакоудаляющих устройств, поломке шлаковых дробилок.

Максимальная нагрузка котла, при которой удастся выдержать постоянными указанные параметры в течение нескольких суток путем эффективного использования средств очистки, может считаться максимально длительной нагрузкой по условиям шлакования поверхностей нагрева. Такой режим рекомендуется выдержать непрерывно не менее 4 – 5 сут. без остановов и разгрузок котла.

В период опытного сжигания шлакующего топлива желательнее организовать один-два останова котла для внутреннего осмотра топочной камеры и газоходов. Тщательный осмотр позволит уточнить места, подвергающиеся шлакованию и заносу золой, оценить эффективность применяющихся средств очистки и определить зашлакованные поверхности нагрева, требующие установки дополнительных средств очистки.

В ходе проведения опытного сжигания шлакующего топлива или топлива с повышенной зольностью необходимо контролировать работу систем шлакоудаления и золоулавливания. Так, при переходе на сжигание подмосковного бурого угля на торфяном котле выход золы и шлака увеличивается в 5 – 6 раз, что может вызвать необходимость модернизации систем золошлакоудаления и золоулавливания. Узкие места в этих системах должны быть выявлены при проведении опытного сжигания с тем, чтобы можно было сформулировать

конкретные рекомендации по объему реконструкции.

Ранее указывалось, что при наличии в топливном балансе электростанции двух видов топлива, значительно отличающегося по своим характеристикам, экономически целесообразно сжигать его отдельно в разных котлах, оптимизировав режим каждого из котлов на использование топлива одного вида. Однако на практике это не часто удается из-за нестабильности топливного баланса, беспорядочно меняющегося соотношения поставляемых на ТЭС видов и марок углей, при ограниченности имеющихся в наличии приемно-разгрузочных средств. Отсюда возникает потребность при появлении непроектного топлива проверить его сжигание в смеси с проектным топливом.

Иногда потребность проверить работу котла на смеси двух видов топлива возникает в процессе проведения опытного сжигания, когда выясняется, что на новом топливе возникают ограничения нагрузки или не обеспечиваются требуемые параметры пара.

Выбор оптимального способа размола и сжигания смеси двух видов топлива зависит от степени различия их характеристик.

Близкое по реакционной способности и влажности топливо, например, донецкий АШ и Т, кузнецкий СС и экибастузский, кузнецкий Г и Д, можно подавать к котлу в виде заготовленной на складе смеси, используя для размола системы пылеприготовления котла в любой комбинации.

Составление смеси топлива рекомендуется выполнять на складе. Два топлива, предназначенные для опытного сжигания в смеси, укладываются послойно по длине штабеля в виде “слоеного пирога”, затем с помощью механизмов “пирог” разрезается поперек и смесь подается на конвейеры топливоподдачи. При организации этого штабеля в каждом слое выдерживается такое количество топлива, которое необходимо для создания смеси с выбранным соотношением смешиваемых компонентов.

С другой стороны, не следует допускать совместную подачу к котлу двух разных видов топлива с резко отличающимися реакционной способностью и влажностью прежде всего из-за невозможности обеспечить взрывобезопасную работу систем пылеприготовления. Такое положение возникает при попытке организовать режим работы систем пылеприготовления при одновременной или поочередной подаче в них, например, канско-ачинского и кузнецкого Т или 2СС.

При поступлении в шаровую барабанную мельницу топлива с влажностью, меняющейся от 5 до 35%, невозможно обеспечить поддержание температуры аэросмеси за мельницей в пределах 65 – 70°C, диктуемых, с одной стороны, требованиями правил взрывобезопасности для канско-ачинского угля и, с другой стороны, условием на-

дежной транспортировки готовой пыли низкорреакционного каменного угля. Кроме того, сушка канско-ачинского угля должна производиться дымовыми газами, что недопустимо по условиям обеспечения устойчивого горения тощего угля.

При организации сжигания смеси двух видов топлива с резко отличающейся влажностью в котлах, оснащенных системами пылеприготовления прямого вдувания, размол этого топлива можно осуществить в разных мельницах, настроив режим каждой из них на какое-нибудь одно топливо. В этом случае смешение двух сжигаемых марок угля происходит непосредственно в топочной камере.

Содержание программы испытаний котла при опытном сжигании смеси нового топлива с проектным зависит от свойств нового топлива и ожидаемого на него влияния добавления проектного топлива. Так, при ограничении нагрузки котла на непроектном топливе из-за недостаточной производительности систем пылеприготовления следует определить долю проектного топлива в смеси, которая обеспечит несение котлом номинальной нагрузки.

Сжигание смеси топлива может вызываться необходимостью поддержания номинальных параметров пара или снижения интенсивности шлакования поверхностей нагрева. На электростанциях, где одним из основных видов топлива является природный газ, распространен режим работы котлов на смеси твердого топлива с газом. И хотя при наличии на электростанции твердого и газообразного топлива экономически целесообразно сжигать их в разных котлах, работа на смеси в некоторых случаях может быть оправданной.

Так, если при опытном сжигании непроектного твердого топлива выявятся какие-либо ограничения из-за шлакования, недостаточной производительности систем пылеприготовления, неустойчивого горения и других причин, целесообразно для снятия этих ограничений проверить работу котла на смеси непроектного топлива с природным газом.

Результаты испытаний котла, проведенных в процессе опытного сжигания непроектного топлива под руководством или при участии специализированной наладочной организации, должны быть оформлены в виде технического отчета или заключения.

На основании анализа полученных в опытном сжигании материалов должны быть предложены мероприятия, в том числе реконструктивные, выполнение которых снимет выявленные ограничения.

Если объем необходимых реконструктивных работ окажется значительным, после их реализации может потребоваться повторное опытное сжигание.

Необходимо иметь в виду, что только при наличии достаточного количества достоверных данных, полученных при опытном сжигании, может быть выполнен проект реконструкции, реализация которого решит поставленные задачи. Поэтому важным и желательным является привлечение к подготовке и проведению опытного сжигания непроектного топлива специалистов организаций, имеющих опыт выполнения аналогичных работ.

О восстановлении ресурса рабочих лопаток и дисков паровых турбин

Жученко Л. А., инж., Кортенко В. В., канд. техн. наук, Сахнин Ю. А., инж., Ермолаев В. В., канд. техн. наук

ОАО "Турбомоторный завод" – ОАО "Теплоэнергосервис ЭК"

Парковый ресурс паровых турбин устанавливается исходя из ресурса высокотемпературных узлов части высокого давления (ЧВД), а для турбин с промперегревом – и части среднего давления (ЧСД). Сведения о ресурсе остальных деталей турбин не указаны в нормативной документации и не оговариваются в технических условиях на поставку турбин, в результате чего может сложиться ошибочное мнение, что этот ресурс безграничен.

В действительности, дело в том, что ресурс деталей паровых турбин, в частности, рабочих лопаток (РЛ) и дисков, не может быть определен однозначно, так как существует множество факторов, в том числе случайных, влияющих на него, связан-

ных с эксплуатацией и ремонтом конкретных турбоагрегатов. Поэтому заводы-изготовители, отраслевые научно-исследовательские институты, специализированные ремонтные организации постоянно работают над внедрением комплексных мероприятий, обеспечивающих надежную работу турбины в течение всего назначенного срока.

Зачастую в эксплуатации не обращается внимание на ряд факторов, снижающих ресурс РЛ и дисков, несмотря на то, что практически все они учтены в существующей нормативной документации, регламентирующей требования к эксплуатации, ремонту и контролю, поэтому необходимо рассмотреть подробнее причины их возникнове-

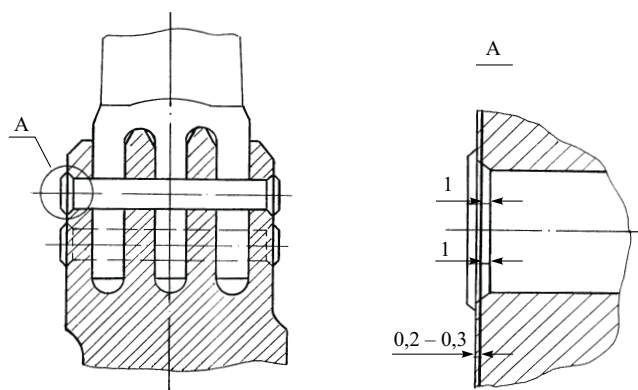


Рис. 1. Снятие слоя металла с накопленной поврежденностью с обода диска

ния и влияние их на ресурс и надежность РЛ и дисков паровых турбин.

Усталостные повреждения. В турбине при эксплуатации из-за наличия неравномерности потока всегда имеются вынуждающие силы, вызывающие колебания РЛ. Вследствие колебаний РЛ в них возникают динамические напряжения, способствующие накоплению усталости, и при определенных условиях приводящие к усталостному разрушению РЛ и дисков. Уровень динамических напряжений зависит от режима эксплуатации и конструктивных особенностей проточной части. Для РЛ последних ступеней ЧНД основную роль играет такой эксплуатационный параметр, как давление в конденсаторе, который определяет интенсивность колебаний РЛ. В околоотборных ступенях дополнительные вынуждающие силы возникают из-за значительной стационарной неравномерности потока, вследствие наличия камер отборов и аэродинамического несовершенства их конструкции. В зоне фазового перехода лопатки получают дополнительное динамическое воздействие вследствие того, что конденсация пара происходит не одновременно во всем объеме, что увеличивает неравномерность поля давления в ступени.

Механические повреждения. Наиболее распространенными и почти независимыми от места расположения ступени в турбине повреждениями являются случайные механические повреждения, которые, естественно, чаще наблюдаются на РЛ, чем на дисках. Случайными эти повреждения можно считать лишь относительно, так как они могут быть обусловлены не только инородными предметами, случайно попавшими в проточную часть после ремонта, но и частями разрушившихся при эксплуатации деталей, расположенных перед данной ступенью. Типичные механические повреждения представляют собой либо забоины, которые могут быть расположены на любом участке лопатки, включая кромки, либо деформацию всего профиля, кромок или верхнего торца лопатки. Особенно опасны острые забоины, расположенные на кромках, так как в зависимости от их размеров коэффи-

циент концентрации напряжений может быть велик, а расположение их в месте максимальных напряжений в лопатке может привести в дальнейшем к ее разрушению.

Коррозионные повреждения. Коррозионные повреждения наблюдаются во всех типах турбин, и связаны с тем, что в паровой среде всегда содержатся коррозионно-активные вещества, а от их количества зависит лишь скорость развития повреждений. Эти повреждения можно подразделить на несколько видов: коррозионное растрескивание под напряжением, коррозионно-усталостное разрушение, питтинговая и язвенная коррозии.

Коррозионному растрескиванию под напряжением в основном подвержены РЛ и диски, расположенные в зоне фазового перехода, т.е. там, где в паре начинает образовываться жидкая фаза и происходит ее осаждение на поверхности в виде пленки. Поскольку непосредственно момент образования влаги не является постоянно привязанным к какой-то ступени, а в зависимости от параметров смещается вверх или вниз по проточной части, то в образовавшейся пленке при повышении температуры происходит увеличение концентрации коррозионно-активных веществ. Последние, скапливаясь в неровностях, которые всегда имеются на поверхностях, под действием статических напряжений вызывают растрескивание металла.

Коррозионно-усталостное разрушение связано с воздействием динамических сил, а коррозионно-активные вещества, попав в появившуюся микротрещину, ускоряют ее развитие, причем, процесс этот идет постоянно. Вследствие этого, усталостные кривые, полученные при испытаниях в коррозионной среде, отличаются от полученных при испытаниях на воздухе тем, что у них отсутствует прямой участок, параллельный оси абсцисс [1]. Это означает, что рано или поздно разрушение детали произойдет обязательно, а время до разрушения зависит от концентрации коррозионно-активных веществ и уровня динамических напряжений в детали.

Коррозионные повреждения в виде питтингов и язв являются концентраторами напряжений и в зависимости от их размера, числа и места расположения могут привести к разрушению РЛ и дисков. Образование их в процессе эксплуатации происходит на ступенях, расположенных в зоне фазового перехода и реже в зоне влажного пара. При простоях турбины питтинги и язвы могут образовываться по всей проточной части турбины, наиболее интенсивны вблизи отборов, дренажей и запорной арматуры и являются следствием конденсации пара на поверхности проточной части неработающей турбины.

Эрозионные повреждения. Рабочие лопатки ЧНД (в большей степени последней ступени) подвержены эрозионному износу входных кромок. Износ входных кромок связан с наличием процессной влаги и часто усугубляется сниженной по-

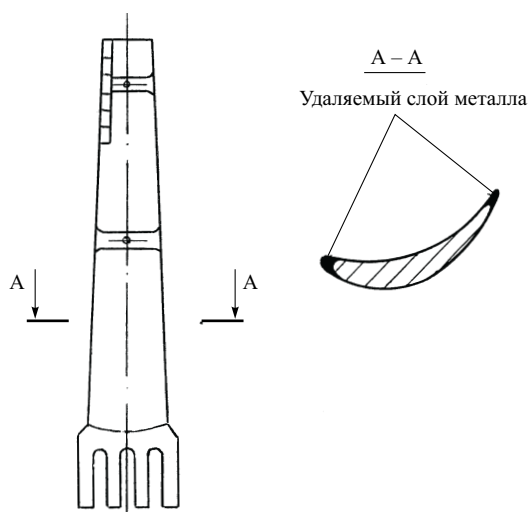


Рис. 2. Снятие слоя металла с накопленной поврежденностью с рабочих лопаток

условиям котла температурой свежего пара при сохранении расчетного начального давления. Эрозия выходных кромок связана с подсосом влаги из конденсатора и развивается, как правило, от корня лопатки. Эрозионные повреждения, особенно в виде сквозных промывов, служат концентраторами напряжений и могут привести к усталостному разрушению РЛ. Проведенные усталостные испытания на образцах из лопаток 31 и 40 ступеней турбины Т-250/300-240 и на натурных лопатках 25 ступени Т-100/120-130 показали, что эрозионный износ может снизить предел усталости лопаток в 2 раза, в зависимости от степени износа, по сравнению с новыми лопатками.

Качество облопачивания. Вибрационная надежность рабочих колес в значительной степени связана с качеством облопачивания. При облопачивании необходимо строго соблюдать требования сборочных чертежей завода-изготовителя, в которых указаны необходимые натяги и зазоры, требования по подгонке лопаток, требования к установке бандажей и проволоочных связей. Опыт показывает, что установленные с отступлениями от требований чертежа связи могут привести к усталостному разрушению лопаток [2].

Рассмотрев типовые повреждения элементов проточной части, определим возможные варианты восстановления их работоспособности, обеспечивающие дальнейшую надежную эксплуатацию. Вариант замены поврежденной детали на новую, казалось бы, самый надежный, часто является неоптимальным не только по финансовым соображениям и срокам работ, но и представляет собой значительные технические трудности и ведет к уменьшению ресурса сопрягаемых деталей. Например, при замене РЛ с вильчатыми хвостовиками уменьшается ресурс и рабочего колеса, определяемый предельно допустимыми размерами отверстий под заклепки. В связи с этим, в настоящее время большое внимание уделяется разработке ме-

тодик восстановления ресурса поврежденных деталей турбин.

Поскольку развитие макроповреждений происходит не сразу, ему предшествует длительный процесс накопления микроповреждений, возникает естественное предположение о том, что периодическое удаление поверхностного слоя с накопленной поврежденностью должно продлевать ресурс металла. В [3] были приведены исследования по определению необходимых периодичности и толщины удаляемого металла на дисках, работающих в зоне фазового перехода. Рекомендуемые авторами периодичность в среднем 70 тыс. ч и толщина слоя 0,1 – 0,5 мм должны корректироваться для конкретных условий.

Богатый опыт ремонтной практики, накопленный различными организациями, показывает, что значительное число повреждений дисков в зоне фазового перехода происходит на ободе в зоне заклепочных отверстий. Кроме того, что провести качественный контроль вокруг заклепок по традиционной технологии невозможно, так как расклепанная головка шипа закрывает не только одно-миллиметровую фаску, но и до 1 мм прямой поверхности обода (рис. 1). Таким образом, трещины размером до 2 мм обнаружить крайне сложно.

Наиболее распространенными методами контроля на сегодняшний день являются метод порошковой дефектоскопии (МПД) и цветная дефектоскопия (ЦД), которые требуют соответствующей подготовки поверхности, а выполнить это условие в непосредственной близости к заклепкам практически невозможно. Значит, зона обнаружения дефектов еще увеличивается. Поэтому на ТМЗ была разработана следующая методика проведения работ.

Первоначально обод диска протачивается по 0,2 – 0,3 мм на сторону (рис. 1), при этом выступающая часть заклепок срезается заподлицо. Этим достигаются сразу две цели: открывается доступ для качественного контроля и снимается поверхностный слой с накопленной поврежденностью. Если при этом обнаруживаются трещины от заклепочных отверстий, решение принимается индивидуально по каждой трещине. Все заклепки на колесе удаляются, отверстия разворачиваются на 0,2 – 0,4 мм, осматриваются и производится установка новых заклепок.

Таким образом, снимается слой металла с накопленной поврежденностью и на диске, и на хвостовиках лопаток. Такой подход уже не один раз подтвердил свою эффективность. Например, на диске 21 ступени турбины Т-100/120-130 при контроле на Челябинской ТЭЦ было обнаружено 10 трещин от заклепочных отверстий. При контроле по указанной методике было обнаружено 37 трещин.

Большое внимание на ТМЗ уже в течение длительного времени уделяется проблеме восстановления эродированных РЛ. На настоящее время имеются опубликованные сведения о нескольких

видах технологий восстановления эродированных входных кромок РЛ части низкого давления. Первая в нашей стране технология восстановления [4] была разработана сотрудниками ХПИ и Турбоатома (ХТЗ), что является вполне закономерным, так как на лопатках турбин этого завода традиционно в качестве эрозионной защиты используется электроискровое упрочнение, которое, как показали исследования [5], обладает более низкой эрозионной стойкостью, чем защитные пластины из стеллита, устанавливаемые на лопатки другими турбинными заводами.

Большая работа по разработке и опробованию сварочных технологий была проведена НПО ЦКТИ совместно с ЛМЗ и ТМЗ в 80-е годы [5, 6]. На основании опытной технологии ТМЗ в АО Теплоэнергосервис была создана и согласована в РАО "ЕЭС России" серийная технология промышленного восстановления рабочих лопаток ЧНД, имеющих эрозионные повреждения (в период с 1993 по 1999 г. восстановлено 170 комплектов рабочих лопаток). В Мосэнерго на базе ЦРМЗ внедрена технология восстановления РЛ, разработанная ВТИ совместно с ЦРМЗ [7].

Необходимо отметить, что существующие технологии, кроме используемых ТМЗ и АО Теплоэнергосервис, имеют одно общее качество: все они направлены на восстановление изношенной входной кромки и не предусматривают восстановление ресурса лопатки в целом.

На ТМЗ в настоящее время идет процесс дальнейшей отработки и совершенствования технологии восстановительного ремонта РЛ. В процессе отработки технологии разработана конструкторская документация, содержащая следующие требования к ремонту, обеспечивающие восстановление ресурса всей лопатки в целом и гарантирующие надежность дальнейшей эксплуатации отремонтированных лопаток:

- анализ эксплуатационных режимов и истории комплекта лопаток;
- дефектация комплекта лопаток;
- входной контроль;
- восстановление геометрии входной кромки в зоне защиты;
- восстановление противоэрозионной защиты;
- снятие слоя металла с накопленной поврежденностью с выходной кромки по всей высоте РЛ и с входной – от корня до зоны ремонта (рис. 2);
- опилка входных и выходных кромок, имеющих сквозные проемы;
- контроль входных и выходных кромок и отверстий под демпферные связи на отсутствие трещин;
- выведение всех механических повреждений, контроль мест ремонта;
- контроль собственных частот колебаний РЛ;
- усталостные испытания на образцах из лопаток до восстановления и после восстановления;
- нанесение износостойких покрытий на входные и выходные кромки лопаток.

Усталостные испытания проводятся при восстановлении с разлопачиванием на образцах, вырезанных из лопаток в зонах, наиболее повреждаемых для каждого типа лопаток. Испытания проводятся в 2 этапа: на образцах из лопаток после эксплуатации (две-три лопатки из комплекта, поступившего на восстановление) и на образцах из лопаток восстановленных (одна-две лопатки). Результаты испытаний сравниваются с пределом усталости образцов из новых лопаток.

Необходимо добавить, что восстановление ресурса лопаток снятием слоя металла с накопленной усталостью используется нами на практике для любых ступеней в зависимости от наработки, наличия повреждений лопаток и связей, статистики повреждения данной ступени.

Выводы

1. Ресурс РЛ, дисков ЧСД и ЧНД паровых турбин не может быть определен достоверно расчетными методами, является индивидуальным для каждой конкретной турбины и зависит от условий ее эксплуатации и качества проводимых ремонтов.

2. В связи со снижением качества эксплуатации и ремонтов турбинного оборудования в настоящее время все чаще проявляются факторы, снижающие надежность и ресурс РЛ и дисков, поэтому разработка и совершенствование методик восстановления ресурса РЛ и дисков является актуальной задачей.

3. При восстановлении ресурса РЛ и дисков необходимо применение комплексных технологий, учитывающих возможность восстановления всех необходимых характеристик детали.

Список литературы

1. Михайлов-Михеев П. Б. Справочник по металлическим материалам турбино- и моторостроения. М. – Л.: Машгиз, 1961.
2. Жученко Л. А., Ермолаев В. В., Билан В. Н. Анализ повреждений проволочных демпферных связей, устанавливаемых на рабочие колеса паровых турбин. Совершенствование турбин и турбинного оборудования. Екатеринбург: Тр. УГТУ, 2000.
3. Восстановление живучести турбинных дисков путем периодического удаления поврежденного слоя металла / Суворов Д. М., Лихачев В. А., Израилев Ю. Л., Гуторов В. Ф. – Электрические станции, 1992, № 9.
4. Конструктивная прочность рабочих лопаток паровых турбин, восстановленных наплавкой и термической обработкой / Тананко И. А., Погребной Н. А. и др. – Энергомашиностроение, 1981, № 5.
5. Гонсеровский Ф. Г. Упрочнение и ремонт стальных паротурбинных рабочих лопаток после эрозионного износа. – Электрические станции, 1988, № 8.
6. Гонсеровский Ф. Г. Семнадцатилетний опыт эксплуатации лопаток паровых турбин после ремонта с применением сварки. – Теплоэнергетика, 2000, № 4.
7. Технология ремонта рабочих лопаток паровых турбин / Хромченко Ф. А., Комаров В. А., Карев А. Н., Должанский П. Р. – Сварочное производство, 1999, № 4.

Совершенствование вакуумных деаэраторов

Бравиков А. М., инж.

АООТ Сибтехэнерго

Экономичность вакуумных деаэраторов во многом зависит от подогрева в деаэраторе деаэрируемой воды. Чем меньше подогрев воды в деаэраторе, тем экономичнее режим деаэрации. Однако подогрев воды в деаэраторе влияет не только на экономичность режима, но и на качество деаэрации, а конкретнее – чем больше подогрев воды в деаэраторе, тем лучше качество деаэрации.

Одним из требований, предъявляемых к работе вакуумных деаэраторов, является обеспечение содержания кислорода в деаэрированной воде не более 50 мкг/кг. В этой связи оптимальным нагревом воды в деаэраторе является минимальный нагрев, при котором обеспечивается требуемое содержание кислорода в деаэрированной воде.

Опыт эксплуатации вакуумных деаэраторов показывает, что типовые вакуумные деаэраторы на разных объектах имеют разные технические характеристики. К числу таких характеристик может быть отнесен оптимальный нагрев воды в деаэраторе. Согласно [1] оптимальный нагрев воды на разных объектах составляет от 5 до 15°C. Кроме того, опыт эксплуатации вакуумных деаэраторов показывает, что оптимальный нагрев может составлять 5 – 25°C.

На рис. 1 показано содержание кислорода в деаэрированной воде в зависимости от нагрева воды в деаэраторе (дегазационные характеристики деаэраторов), полученное экспериментально в одинаковых температурных и гидродинамических

режимах на деаэраторах, установленных на разных объектах.

Кроме того, опыт эксплуатации вакуумных деаэраторов показывает, что в процессе эксплуатации дегазационная характеристика деаэратора может изменяться при неизменных температурных и гидродинамических параметрах режима работы деаэратора. При этом оптимальный нагрев воды в деаэраторе может как увеличиваться, так и уменьшаться. Причина, вызвавшая изменение дегазационной характеристики, как правило, остается неизвестной, так как теоретические положения о термической деаэрации не дают оценки данному явлению [2].

Вопрос изменения дегазационной характеристики деаэратора при неизменных температурных и гидродинамических параметрах в открытой печати впервые обсуждался в [3], где высказывалась точка зрения, что причиной изменения дегазационной характеристики деаэратора при неизменных температурных и гидродинамических параметрах режима работы является изменение кавитационной прочности деаэрируемой воды. Данное свойство воды характеризует условия, при которых в воде зарождаются и растут газовые пузырьки, и оно подробно рассмотрено в специальной литературе, например, в [4]. Согласно теории кавитации интенсивность выделения растворенных газов из воды за счет образования пузырьков зависит от кавитационной прочности воды. Чем меньше кавитационная прочность воды (в некоторых источниках она называется “объемная прочность воды”), тем интенсивнее из нее выделяются газы за счет образования пузырьков и, следовательно, тем меньше минимально необходимый нагрев воды в деаэраторе.

Из теории кавитации [4] известно, что кавитационная прочность воды зависит от многих факторов, например, от механических микроскопических примесей в жидкости, от присутствия растворенных солей в жидкости, от обработки воды давлением, от воздействия космических лучей, от гидродинамического состояния потока (от турбулентности) и др. При определении дегазационной характеристики деаэратора факторы, влияющие на кавитационную прочность деаэрируемой воды, как правило, не учитываются, а, следовательно, и кавитационная прочность деаэрируемой воды тоже не учитывается. Однако кавитационная прочность на разных объектах может быть различной.

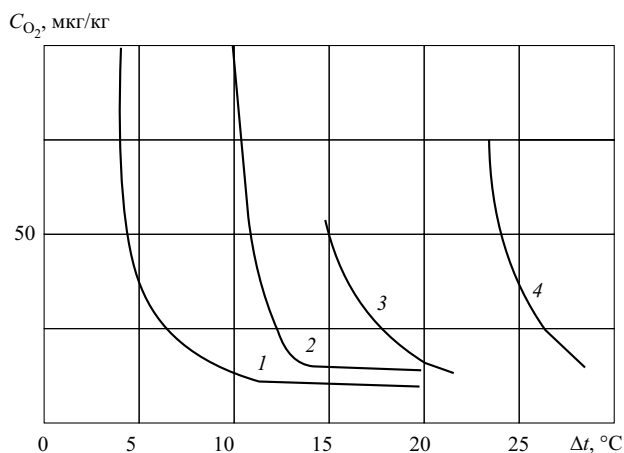


Рис. 1. Зависимости содержания кислорода в деаэрированной воде от нагрева воды в деаэраторах ДВ-400 и ДВ-800:

1 – ТЭЦ Горьковского автозавода; 2 – Усть-Каменогорская ТЭЦ; 3 – тепловые сети г. Курска; 4 – Новосибирская ТЭЦ-5

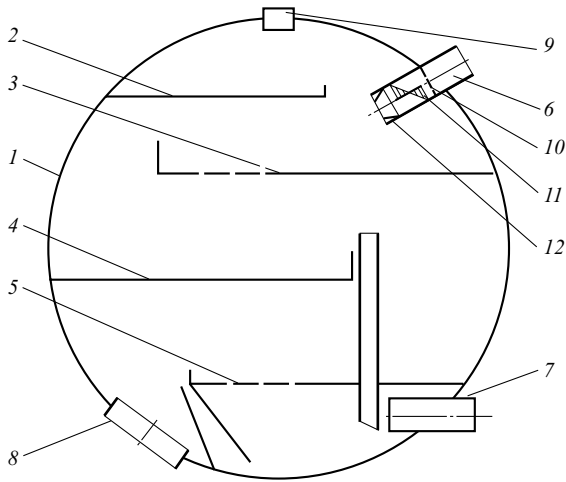


Рис. 2. Схема реконструированных деаэраторов ДВ-400 и ДВ-800:

1 – корпус; 2, 3, 4, 5 – тарелка; 6 – патрубок подвода неаэрированной воды; 7 – патрубок подвода греющей воды; 8 – патрубок отвода деаэрированной воды; 9 – патрубок отвода неконденсирующихся газов; 10 – решетка турбулизирующая; 11 – лопатка направляющая; 12 – сопло

Кроме того, кавитационная прочность воды может изменяться в процессе эксплуатации деаэратора. В этой связи изменяется и дегазационная характеристика деаэратора. Изменение дегазационной характеристики в процессе эксплуатации может приводить к ухудшению качества деаэрации или к необоснованно завышенному нагреву воды в деаэраторе, что экономически невыгодно.

В последнее время в совершенствовании процессов деаэрации наметилась тенденция повышения интенсивности процесса деаэрации за счет уменьшения кавитационной прочности деаэрируемой воды. Например, обработка деаэрируемой воды ультразвуком [5] улучшает качество деаэрации. Замечено также, что при повышении хлоридов в деаэрируемой воде улучшается качество деаэрации, что, вероятно, связано также с уменьшением кавитационной прочности деаэрируемой воды.

Снижение кавитационной прочности деаэрируемой воды происходит и в деаэраторе (получившем распространение в теплоэнергетике), разработанном на основе изобретения [6]. Отличительной особенностью данного деаэратора является то, что в патрубке подвода в деаэратор неаэрированной воды установлено сопло. В сопле вода разгоняется до больших скоростей и турбулизуется, в результате кавитационная прочность деаэрируемой воды уменьшается, а интенсивность выделения газов из деаэрируемой воды за счет образования пузырьков повышается.

Однако данный деаэратор имеет существенный недостаток, выражающийся в том, что перед ним требуется создавать повышенное давление неаэрированной воды. Указанный недостаток устранен

в деаэраторе, показанном на рис. 2, в котором для повышения турбулентности потока деаэрируемой воды в патрубке 6 установлены решетка турбулентности 10, винтовые направляющие лопатки 11 и сопло 12. Данный деаэратор создан на основе изобретения [7]. В разработанном деаэраторе поток деаэрируемой воды, проходя через патрубок 6, турбулизуется решеткой 10, закручивается по спирали лопатками 11 и затем поступает в сопло 12. При поступлении в сопло давление в потоке воды понижается, при этом из деаэрируемой воды интенсивно выделяются газы за счет образования пузырьков. При выходе из сопла 12 под действием центробежных сил закрученный поток распадается на мелкие капли, которые затем, двигаясь в паровом отсеке, подогреваются паром; при этом из капель, за счет диффузии, интенсивно выделяются газы.

Патрубок 6 с установленными в нем решеткой 10, лопатками 11 и соплом 12 выполняет роль форсунки, от эффективности работы которой зависит качество деаэрации воды.

Необходимым условием для распада потока воды на мелкие капли при выходе из форсунки является возрастание тангенциальной составляющей скорости течения жидкости в поперечном сечении потока от центральной оси к периферии. Данное условие может быть достигнуто за счет выбора оптимального угла закрутки направляющей лопатки.

Для определения угла закрутки направляющей лопатки определим математическую модель потока, закрученного винтовыми лопатками. Для этого зададимся законом закрутки лопатки

$$\alpha = \arctg\left(\frac{2\alpha_n r}{d_n}\right), \quad (1)$$

где α – угол закрутки лопатки на расстоянии r от оси патрубка, равный углу между образующей цилиндра, соосного с патрубком, и касательной к лопатке, исходящей из выходной кромки лопатки; r – расстояние (радиус) от угла α до оси патрубка; d_n – диаметр патрубка; α_n – угол закрутки лопатки на расстоянии $d_n/2$ от оси патрубка.

Составим дифференциальное уравнение элементарной струйки потока. Запишем закон сохранения энергии для элементарной струйки в форме уравнения Бернулли, считая, что жидкость идеальная

$$P + \frac{\rho}{2}(u^2 + z^2) = P_T, \quad (2)$$

где P – статическое давление элементарной струйки, образовавшейся от закрутки потока; ρ – плотность жидкости; u – тангенциальная составляющая скорости движения элементарной струйки; z – осевая составляющая скорости движения элемен-

тарной струйки; P_T – динамический напор элементарной струйки до закрутки потока.

Считаем, что угол закрутки потока равен углу закрутки лопатки.

Центробежная сила, действующая на элементарную струйку закрученного потока, равна разности давлений, действующих на боковые поверхности этой струйки, что выражается формулой

$$\frac{u^2}{r} \rho dr = dP. \quad (3)$$

Из уравнений (1), (2), (3) получаем

$$\frac{dP}{P_T - P} = \frac{2kr}{k^2 r^2 + 1}, \quad (4)$$

где

$$k = \frac{2 \operatorname{tg} \alpha_n}{d_n}.$$

Решение уравнения (4) имеет вид

$$-\ln|P_T - P| = \ln \left| \frac{1}{2} r^2 + \frac{1}{2k^2} \right| + C_1. \quad (5)$$

После упрощения уравнение (5) может быть представлено в виде

$$P_T - P = \frac{2C_1}{r^2 + \frac{1}{k^2}}, \quad (6)$$

где C_1 – постоянная интегрирования.

Уравнение (6) представляет математическую модель потока жидкости в патрубке, закрученного винтовыми лопатками, закон закрутки которых описан уравнением (1).

Уравнение (6) позволяет определить поле скоростей потока и плотность орошения в факеле при различных значениях α , и d_n , а также определить оптимальные α_n и d_n при заданном расходе воды.

На рис. 3 показана характеристика форсунки, направляющие лопатки которой рассчитаны с помощью формулы (6). Данная характеристика определена экспериментально при испытании одной из пяти форсунок, установленных в деаэраторе ДВ-800. Форсунки рассчитаны на расход воды 120 т/ч каждая при перепаде давления на форсунке 0,10 МПа.

При испытании форсунки деаэратор работал в следующем режиме:

расход недеаэрированной воды в деаэратор 575 т/ч;

температура недеаэрированной воды 26°C;

давление в деаэраторе 0,006 МПа;

давление воды перед форсункой 0,079 МПа.

Из результатов испытаний видно, что в указанном режиме пропускная способность форсунки близка расчетному значению, а плотность ороше-

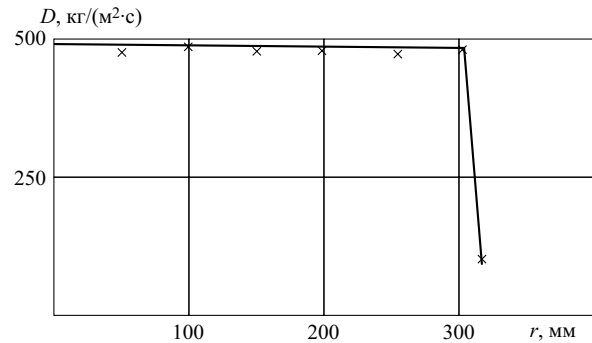


Рис. 3. Плотность орошения в поперечном сечении факела:

r – расстояние от оси факела

ния одинакова по всему поперечному сечению факела.

Следует отметить, что расчетная производительность форсунки 120 т/ч определялась из условия максимально возможного расхода недеаэрированной воды в деаэратор 600 т/ч. Увеличивать производительность деаэратора более 600 т/ч не было необходимости, поскольку суммарная производительность деаэраторов, установленных на объекте, значительно превышает максимально возможный расход воды в деаэраторы.

В настоящее время в промышленной эксплуатации находится более 10 реконструированных деаэраторов, конструктивное исполнение которых аналогично деаэратору, показанному на рис. 2. Первый реконструированный деаэратор находится в эксплуатации с 1994 г. Испытания первого реконструированного деаэратора показали, что за счет реконструкции в нем уменьшился минимально необходимый нагрев воды с 24 до 16°C и понижалась минимально необходимая температура греющей воды. До реконструкции в качестве греющей среды в деаэраторе использовалась прямая сетевая вода с температурой 90°C и более и для достижения данной температуры использовался специальный подогреватель, который включался в работу при температуре прямой сетевой воды ниже 90°C. После реконструкции деаэратор обеспечивает нормальное качество деаэрации при температуре греющей воды 80°C и более. Снизить температуру греющей воды менее 80°C при испытании не было необходимости, так как для данного объекта указанная температура соответствует минимальному значению температуры прямой сетевой воды, определенной по температурному графику тепловых сетей. В этой связи данный деаэратор не испытан при температуре греющей воды ниже 80°C. Однако опыт эксплуатации реконструированных деаэраторов на других объектах показал, что снижение температуры греющей воды в них до 70°C не оказывает заметного влияния на качество деаэрации. Что касается максимальной производительности реконструированного деаэратора, то при температуре недеаэрированной воды

30°C и температуре греющей воды 70°C и более реконструированный деаэрактор обеспечивает качественную деаэрацию 950 т/ч воды. Нереконструированные деаэраторы согласно [8] при температуре недеаэрированной воды 30°C могут про-деаэрировать не более 620 т/ч.

Имеется также положительный опыт эксплуатации реконструированных деаэраторов в течение длительного времени (с 1996 г.) при использовании в них в качестве греющей среды обратной сетевой воды с температурой 50 – 70°C. Опыт эксплуатации показал, что при температуре греющей воды 50 – 70°C деаэраторы стабильно обеспечивают требуемое качество деаэрации, однако производительность деаэратора при этом уменьшается и при температуре греющей воды 50°C производительность деаэратора составляет 40 – 50% номинальной производительности деаэратора.

Экономический эффект от реконструкции деаэратора ДВ-800, установленного на ТЭЦ в схеме подпитки теплосети, составляет 800 т/год условного топлива.

Выводы

1. Кавитационная прочность воды является одним из факторов, определяющих интенсивность процесса деаэрации воды в термических деаэраторах.

2. Различие дегазационных характеристик вакуумных деаэраторов, установленных на разных объектах, вызвано различием кавитационной прочности деаэрируемой воды на этих объектах.

3. Изменение дегазационной характеристики деаэратора без изменения температурных и гидродинамических параметров режима работы деаэра-

тора происходит в связи с изменением кавитационной прочности воды.

4. Применение в вакуумных деаэраторах форсунок с направляющими винтовыми лопатками улучшает дегазационную характеристику деаэратора, а именно:

уменьшает минимально необходимый нагрев воды в деаэраторе с 24 до 16°C;

снижает минимально допустимую температуру греющей воды с 85 – 90 до 70°C.

5. Производительность реконструированного деаэратора, в конструкции которого применены форсунок с направляющими винтовыми лопатками, составляет 950 т/ч при температуре недеаэрированной воды 30°C и температуре греющей воды 70°C и более.

Список литературы

1. Типовая инструкция по эксплуатации автоматизированных деаэрационных установок подпитки теплосети. М.: Союзтехэнерго, 1985.
2. РТМ 108.030.21-78. Расчет и проектирование термических деаэраторов. Л.: ЦКТИ, 1979.
3. Бравиков А. М. Разработка и исследование деаэратора перегретой воды. – Теплоэнергетика, 1990, № 12.
4. Карелин В. Я. Кавитационные явления в центробежных и осевых насосах. М.: Машиностроение, 1975.
5. Водолазов О. А. Новый способ деаэрации воды. – Энергетик, 1999, № 2.
6. А.с. 1255805 (СССР). Вакуумный деаэратор / Комарчев И. Г., Нестеренко Б. М., Качанова-Махова Н. И. Оpubл. в Б. И., 1986, № 33.
7. Пат. 2054384 (РФ). Термический деаэратор / Бравиков А. М. Оpubл. в Б. И., 1996, № 5.
8. Шарпов В. И., Кувишинов О. Н. О рабочей производительности вакуумных деаэраторов. – Электрические станции, 1998, № 8.

Пассивация и консервация барабанных котлов по методу “гидразинной выварки”

Василенко Г. В., доктор техн. наук, Мурзин М. А., Масликов И. В., Матвеева Л. Ю., инженеры, Лашицкий А. П., канд. техн. наук, Елецкая М. С., Лапутько М. Л., инженеры

ЦПРП АО Ленэнерго – Северная ТЭЦ АО Ленэнерго

“Гидразинная выварка”, т.е. обработка внутренних поверхностей топочных экранов котла раствором гидразингидрата при повышенной температуре для формирования на металле труб защитной оксидной пленки, применяется в АО Ленэнерго для пассивации барабанных котлов высокого давления после химической очистки и для консервации перед выводом в длительный останов.

Согласно [1] процесс пассивации следует осуществлять при температуре 140 – 160°C в течение

10 – 12 ч (таблица). Если используемая технологическая схема не позволяет обеспечить требуемый уровень температуры, то допускается снизить ее до 120 – 140°C.

В зарубежной практике [2] пассивация металла поверхностей нагрева котла после кислотной очистки выполняется при еще более низкой температуре 93°C (здесь и далее перевод с градусов Фаренгейта) и длительности операции не менее 4 ч. При этом подогрев циркулирующего раствора гид-

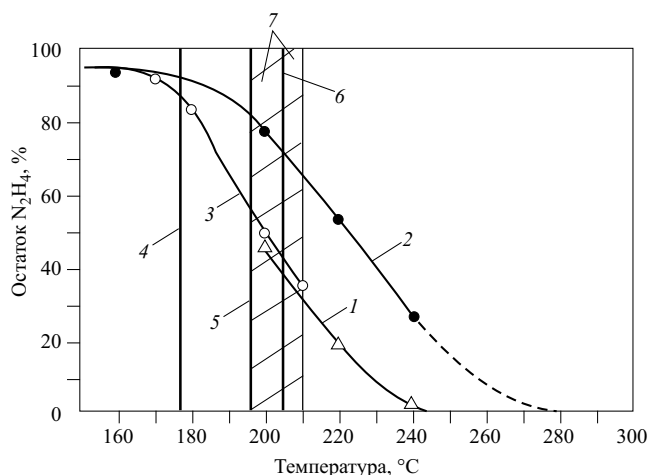


Рис. 1. Разложение гидразингидрата в водном растворе в зависимости от температуры:

1 – 3 – опыты Гартмана – Реша длительностью 3 ч [6]:

без катализатора: 1 – при рН = 9,8; 2 – при рН = 12,0; с катализатором (накипь, содержащая Fe, Cu): 3 – при рН = 9,5; 4 – граница начала термического разложения гидразина по данным [9]; рекомендуемый уровень температуры при “гидразинной выварке”: 5 – по [3], 7 – по [4]; 6 – верхний допустимый предел температуры по [2]

разина с концентрацией до 300 мг/дм³ осуществляется вне котла.

Для проверки допустимости подобного снижения температуры были проведены лабораторные опыты с пластинками из Ст. 3 (близкой к стали 20 по стойкости против общей коррозии), которые пассивировались в растворе гидразина с концентрацией 400 мг/дм³ при рН = 10,5 и температуре 95 – 97°C в течение 5,5 ч.

При последующем экспонировании образцов во влажной атмосфере с присутствием кислорода воздуха появление первых следов продуктов коррозии (ржавчины) на поверхности металла зафиксировано на 13-е сутки.

На контрольных образцах, предварительно не подвергавшихся пассивации, следы коррозии обнаруживаются уже в 1-е сутки, по прошествии 3 суток вся поверхность металла оказывается покрытой продуктами коррозии, а на 13-е сутки фиксируются мелкие коррозионные язвочки на металле под продуктами коррозии.

Несколько лучший защитный эффект получен при пассивации 0,1%-ным раствором тринатрий-фосфата с 0,3% едкого натра, который при необходимости может быть использован в качестве альтернативного.

Таким образом, результаты опытов подтверждают, что при ограниченном времени простоя котла после химической очистки, требуемом для подготовки агрегата к работе, может быть допущен более низкий уровень температуры пассивации по методу “гидразинной выварки”. Это позволяет осуществлять подогрев раствора без растопки кот-

ла (которая в этот период невозможна) с использованием низкопотенциального пара от стороннего источника, подаваемого в нижние коллекторы топочных экранов через дренажные линии. При этом в случае низкого давления пара и невозможности отбора проб по штатным линиям для контроля концентрации гидразина и рН раствора в котле могут быть использованы вестовые трубки в верхней части экранной системы, устанавливаемые при химической очистке.

При выводе барабанного котла высокого давления в длительный останов консервация по методу “гидразинной выварки” выполняется при более высоком уровне температуры: рекомендуемому [3] давлению 1,5 МПа отвечает температура насыщения 196°C. В этом случае необходимо учитывать глубину термического разложения гидразина во времени, принимая во внимание значительную продолжительность выварки до 24 ч (таблица).

На рис. 1 показаны известные экспериментальные данные, свидетельствующие об интенсификации разложения гидразина при температуре 180 – 190°C и выше. В частности, при 200°C и рН раствора 9,8 уже в течение 3 ч концентрация гидразина снижается на 50% по сравнению с исходной. По этой причине в зарубежных нормативных материалах [2] регламентируется допустимый верхний предел температуры 204°C. Как видно из рис. 1, с увеличением рН процесс термического разложения гидразина несколько замедляется.

Достаточно дискуссионной, на наш взгляд, остается рекомендация [3] по продолжительности “гидразинной выварки” 20 – 24 ч. По-видимому, длительность консервации была увеличена в свое время в [4] по сравнению с [5] в 2 раза директивно в связи с соответствующим снижением также в 2 раза концентрации гидразина в консервирующем растворе (с 300 – 500 до 150 – 200 мг/дм³).

На рис. 2 показан характер изменения концентрации гидразина во времени при температуре 200°C в связи с протеканием процесса термического разложения. В основу графика положены результаты автоклавных исследований Гартмана – Реша [6] продолжительностью 3 ч при исходной концентрации гидразина в водном растворе 330 мг/дм³. Важно отметить при этом, что каталитическое влияние присутствия оксидов железа и меди на разложение гидразина (кривая 3) не было зафиксировано.

Особенностью процесса термического разложения гидразингидрата является постоянство периода полураспада (для конкретных значений температуры и рН). Аналогичная закономерность была установлена в свое время и для процесса термического распада гидроксида железа Fe(OH)₂ [7]. Это позволяет использовать математическую зависимость для периода полураспада $\tau_{1/2}$

$$C = 100 \exp(-\lambda t), \quad (1)$$

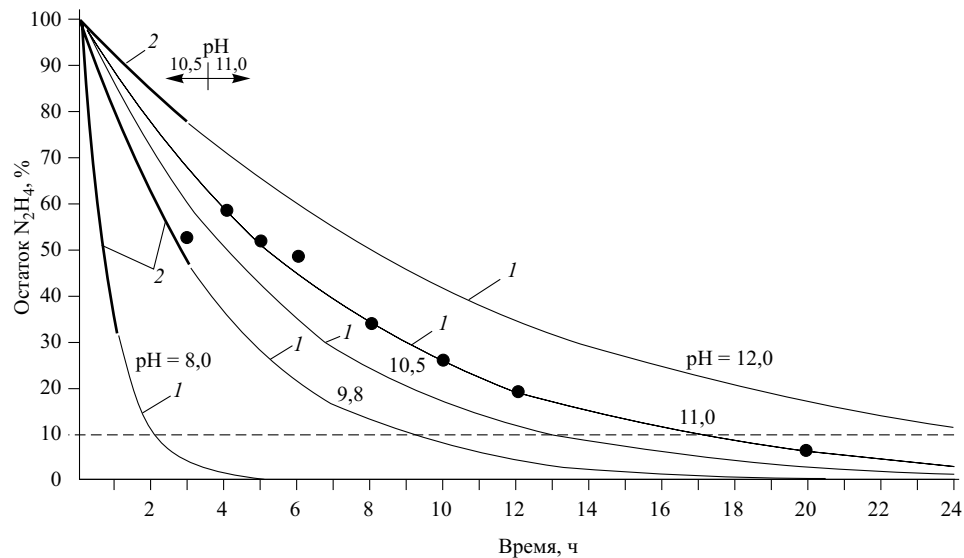


Рис. 2. Остаточная концентрация гидразина в водном растворе при температуре 200°C в зависимости от времени экспозиции:

1 — расчетные данные по формуле (1); 2 — данные Гартмана – Реша [6], опыты в автоклаве длительностью до 3 ч; точки — данные консервации котла ТГМ-96Б (при pH = 10,5 первые 3 ч и при pH = 11,0 в последующий период)

где $\lambda = -\ln 0,5/\tau_{1/2}$, с целью прогнозирования остаточной концентрации гидразина (C) в консервирующем растворе в широком интервале времени (t).

Значения периода полураспада при температуре 200°C приведены далее.

pH	$\tau_{1/2}$, ч
8,0	0,629
8,5	1,047
9,0	1,574
9,5	2,226
9,8	2,606
10,0	3,018
10,5	3,966
11,0	5,088
11,5	6,403
12,0	7,928

Как видно из рис. 2, при рекомендуемых [3] значениях параметров консервации (температура около 200°C, исходная минимальная концентрация гидразина 150 мг/дм³ и pH = 10,5) через 24 ч остаточная концентрация гидразина должна составить лишь 2,3 мг/дм³, или 1,5% исходной.

Промышленная проверка правомерности использования зависимости термического распада гидразингидрата во времени по зависимости (1) была выполнена в процессе консервации барабанного котла ПТГМ-96Б (рис. 2). Исходная концентрация гидразина в консервирующем растворе составила 400 мкг/дм³, pH = 10,5. Температура консервирующего раствора поддерживалась в диапазоне 200 – 185°C подачей пара от стороннего источника.

Контрольный отбор проб раствора из чистого отсека показал, что через 3 ч концентрация снизилась, как и предполагалось, в 2 раза. При этом экспериментальная точка оказалась несколько ниже данных автоклавных опытов, что, возможно, свя-

Концентрация гидразина, мг/дм ³	pH	Температура, °C	Длительность, ч	Источник, год издания
Пассивация после кислотной очистки				
400 – 500	9,5 – 10,5	140 – 160 (допустимо 120 – 140)	10 – 12	[1], 1986
200 – 300	10,0	93	Не менее 4	[2], 1989
Консервация перед длительным остановом				
300 – 500	9,0 – 9,5	140 – 150	10 – 12	[5], 1972
Не менее 150 – 200	10,5	196 – 210*	20 – 24	[4], 1990
150 – 200	Более 10,5	196	20 – 24	[3], 1997
200	10,5	Не более 204	–	[2], 1989

* Давление 1,5 – 2,0 МПа

зано со взаимодействием гидразина с оксидами железа и меди на поверхности труб топочных экранов в первый период.

На втором этапе консервации рН раствора был повышен до 11 (при этом из-за недостаточного совершенства технологической схемы оказалась несколько увеличенной и концентрация гидразина). Результаты дальнейшего отбора проб консервирующего раствора из барабана котла показали, что снижение концентрации гидразина согласуется с зависимостью (1) термического распада во времени при заданном значении рН = 11.

Учитывая низкую остаточную концентрацию гидразина, фиксируемую в растворе через 13 – 24 ч, представляется целесообразным ограничить длительность консервации моментом снижения концентрации гидразина на 90% исходной, которому при рН = 10,5 отвечает интервал времени примерно 13 ч. Аналогичным образом рекомендуется, например, заканчивать химическую очистку котлов при стабилизации концентрации кислоты на уровне 25 – 30% начальной [8].

Помимо режимов консервации при рекомендуемых [3] технологических параметрах (196°C) были проведены также две консервации при температуре, выходящей за пределы оптимальных значений. В первом случае температура 220°C обеспечивалась подогревом раствора в котле высокопотенциальным паром от соседнего работающего котла. При этом установлено, что уже через 15 ч остаточная концентрация гидразина составила 0,5 мг/дм³, или лишь 0,19% исходной.

Во втором случае котел был растоплен для подъема температуры консервирующего раствора до 200°C, а в дальнейшем температура поддерживалась на уровне 170°C подачей пара. Через 24 ч остаточная концентрация гидразина составила 30% (30 мг/дм³) исходной.

Полученные результаты хорошо согласуются с данными по кинетике термического разложения гидразингидрата. Как видно из рис. 1, при температуре 220°C гидразингидрат распадается примерно на 70% уже через 3 ч. С другой стороны, при пониженной температуре 170°C разложение гидразина резко замедляется.

Выводы

1. При проведении эксплуатационной химической очистки барабанного котла высокого давления непосредственно перед вводом его в работу завершающая стадия очистки – пассивация раствором гидразингидрата, может выполняться при пониженной температуре 100 – 120°C, что позволяет осуществлять подогрев раствора низкопотенциальным паром от стороннего источника без растопки котла (которая невозможна в этот период).

2. Консервацию барабанного котла по методу “гидразинной выварки” перед длительным остановом следует проводить в соответствии с [3] при температуре 190 – 200°C (не выше 200°C) и значении рН не менее 10,5. При этом продолжительность консервации может быть сокращена с 20 – 24 до 13 – 14 ч.

Список литературы

1. МУ 34-70-113-85. Методические указания по предпусковой химической очистке теплоэнергетического оборудования. М.: СПО Союзтехэнерго, 1986.
2. *The ASME handbook on water technology for thermal power systems*. New York, 1989.
3. РД 34.20.591-97. Методические указания по консервации теплоэнергетического оборудования. М.: СПО ОРГРЭС, 1997.
4. *Методические указания по консервации теплоэнергетического оборудования*. М.: ВТИ, 1990.
5. *Руководящие указания по применению гидразина на теплоэнергетических установках электростанций*. М.: Энергия, 1972.
6. Глазырин А. И., Кострикина Е. Ю. Консервация энергетического оборудования. М.: Энергоатомиздат, 1987.
7. *Frasch J. Moyens actuels de lutte contre la corrosion et pour l'augmentation de la fiabilité de generateurs de vapeur dans les centrales electriques. – Commission economiques de mesures de protection contre la corrosion dans le industries*. Bucarest, Rumania, 1974, 9 – 14 Sept.
8. *Справочник. Водоподготовка и водный режим энергообъектов низкого и среднего давления* / Под ред. Кострикина Ю. М., Мещерского Н. А., Коровиной О. В. М.: Энергоатомиздат, 1990.
9. Манькина Н. Н. Физико-химические процессы в пароводяном цикле электростанций. М.: Энергия, 1977.

Соревнование операторов КТЦ Мосэнерго

Ремезов А. Н., Ломакин Б. В., кандидаты техн. наук, Крайнов В. К., инж., Рубашкин А. С., канд. техн. наук, Шамко В. Н., инж.

АО Мосэнерго – ТЭЦ-26 АО Мосэнерго – Центрэнерго – ЗАО “Тренажеры для электростанций”

С 21 по 24 ноября 2000 г. на ТЭЦ-26 Мосэнерго проводилось плановое системное соревнование комплексных бригад оперативного персонала блочных ТЭС АО Мосэнерго. Основной этап соревнований – конкурс профессионального мастерства оперативных бригад КТЦ – проводился на компьютерном тренажерном полигоне, предоставленном для этой цели руководством Центрэнерго. Полигон обеспечивает возможность параллельной и независимой работы трех соревнующихся бригад. На полигоне были реализованы тренажер блока СКД с котлом ТГМП-314 и турбиной К-300-240 и его модификация с турбиной Т-250/300-240. Тренажер сертифицирован Департаментом Генеральной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей РАО “ЕЭС России”, как соответствующий “Нормам годности программных средств подготовки персонала энергетики”.

Команды ТЭЦ-21, ТЭЦ-22, ТЭЦ-23, ТЭЦ-25 и ТЭЦ-26 работали на тренажере блока с турбиной Т-250/300-240, команды ГРЭС-4, ГРЭС-5 и ГРЭС-24 – на тренажере блока с турбиной К-300-240.

Техническую поддержку соревнований обеспечивала фирма – разработчик полигона: ЗАО “Тренажеры для электростанций”.

Каждая команда включала начальника смены КТЦ и двух операторов. Программа соревнований предусматривала выполнение каждой командой трех тестов: пуск блока из горячего состояния (на опыт отводилось 3 ч), работу в течение 2 ч по сложному диспетчерскому графику, локализацию частичного отказа (на опыт отводился 1 ч).

Все команды выполняли пуск из одного и того же исходного состояния. Чтобы дать командам возможность выполнить пуск за 3 ч, в исходном состоянии уже был требуемый вакуум в конденсаторе, были включены в работу эжекторы и подан пар на уплотнения турбины. Все команды должны были выполнять пуск в строгом соответствии с действующими РД, в частности, с обязательным предварительным расхолаживанием встроенных сепараторов.

Исходное состояние для работы по диспетчерскому графику и сам график нагрузки также были идентичны для всех: в исходном состоянии нагрузка составляла 160 МВт, были отключены ПВД, в работе находился питательный электронасос. В ходе работы, поддерживая заданную переменную нагрузку, команды должны были перейти

с электронасоса на турбонасос и включить в работу ПВД. Команды, работавшие на блоке с турбиной Т-250, кроме графика электрической нагрузки, должны были поддерживать и график тепловой нагрузки. Чтобы уравнивать сложность задания командам, работающим на блоке с турбиной К-300, было предложено, начиная с определенного момента времени, ограничить подачу газа на котел и частично заместить его мазутом (т.е. перейти на совместное сжигание газа и мазута примерно в равных долях).

Перед началом опыта по локализации частичного отказа (отключение дымососа, отключение дутьевого вентилятора, отключение ПТН с последующим включением по АВР ПЭН, обрыв регулирующих клапанов турбины и др.) каждая команда тянула жребий с номером отказа (из семи возможных), причем она не знала, какой именно отказ скрывается за этим номером, и в какой момент от начала опыта он произойдет. Этот опыт операторы энергоблока начинали без начальника смены и могли пригласить его только после диагностирования отказа.

Действие команд во всех опытах оценивалось специальной программой, входящей в состав тренажера. Программа оценки учитывала более 100 возможных ошибочных и некачественных действий персонала и начисляла за них штрафные очки. Следует отметить, что критерии ошибочности были смягчены по сравнению с действующими РД. Например, при превышении допустимых скоростей набора нагрузки, прогрева паропроводов и стопорных клапанов и др., штрафные очки начинали начисляться при значении скоростей на 20 – 30% выше предельных значений, разрешаемых РД.

Та же программа вычисляла количество израсходованного топлива, потери конденсата, среднеинтегральное отклонение нагрузки от заданного графика (при этом отклонения в пределах ± 3 МВт не учитывались) и начисляла штрафные очки за превышение этих показателей по сравнению с эталонными значениями. Применение автоматической оценки позволило сделать судейство абсолютно объективным. Беспристрастность оценок ни у одного из участников не вызвала сомнений.

Соревнованиям предшествовал период, в течение которого все команды прошли недельную стажировку на тренажере. Кроме того, всем командам

была предоставлена возможность непосредственно перед соревнованиями пройти еще один день стажировки. Первоначально предполагалось, что назначением стажировки является ознакомление участников соревнований с тренажером и с приемами и способами работы на нем. Однако в действительности стажировка оказалась серьезным этапом техучебы и повышения профессионального мастерства. Выяснилось, что у большинства участников нет реального опыта пуска энергоблока из горячего состояния с предварительным расхолаживанием встроенных сепараторов. Поэтому начальная стадия пуска котла вызывала практически у всех стажирующихся команд серьезные трудности. Наиболее распространенная ошибка заключалась в следующем: в процессе расхолаживания сепараторов команда упустила температуру среды перед ВЗ с исходных 350°C до 280 – 300°C, в результате чего паросодержание поступающей в сепараторы среды оказывалось низким. В дальнейшем после розжига, подачи в топку определенного инструкцией для горячего пуска расхода топлива и открытия задвижек D-3 оказывалось, что поступающего из сепараторов расхода пара недостаточно для охлаждения перегревателя при таком расходе топлива, в результате недопустимо возрастала температура металла ширм. Попытки же исправить положение прикрытием клапана D-2 приводили не к увеличению расхода пара (который сепараторы просто не могли обеспечить), а к забросу в ширмы воды.

Работа на тренажере помогла участникам разобраться и понять, что в подобной ситуации (когда температура перед ВЗ снизилась до 300°C и ниже) надо на начальной стадии пуска устанавливать расход топлива, меньший, чем это рекомендуется пусковой инструкцией для температуры перед ВЗ на уровне 350°C.

Проведя на тренажере во время стажировки по пять – шесть пусков, команды практически полностью освоили эту технологию. Показательно, что во время самих соревнований все команды удовлетворительно справились с этой сложной стадией пуска.

Общий уровень профессионального мастерства, продемонстрированный командами, следует оценить как весьма высокий. Все команды справились с предложенными заданиями (неудача команды ТЭЦ-22 при выполнении диспетчерского графика говорит не о недостатке профессионального мастерства, а скорее, о том, что команда не справилась с психологическим напряжением соревнова-

ний). Показательно, что ни один опыт не был прекращен досрочно, ни в одном опыте (даже в опытах по локализации частичных отказов) действия персонала не привели к срабатыванию защит, останавливающих блок.

В то же время необходимо отметить некоторые ошибки, которые допускали все или большинство команд. Ни одна из команд не избежала штрафов за превышение допустимой скорости набора нагрузки при пуске, в том числе команды, лучше других выполнившие пуск (ТЭЦ-26 и 25). Только одна команда (ТЭЦ-21) не имела штрафа по этому показателю при выполнении диспетчерского графика – команда лучше всех провела этот опыт, имела минимальные отклонения от заданной диспетчерским графиком нагрузки и поэтому обошлась без форсировки.

Такое единодушие в нарушении РД именно в этом пункте с очевидностью свидетельствует, что он не является приоритетным для оперативного персонала; возможно, требования диспетчеров об изменении нагрузки, которые зачастую не учитывают подобных ограничений, имеют для оперативного персонала больший вес.

Другой распространенной ошибкой, за которую получили штрафные баллы пять команд из восьми, было превышение допустимой скорости прогрева главных паропроводов. Три команды получили штрафы за превышение допустимой скорости прогрева паровпуска ЦВД. Половина команд допустила превышение предельно допустимой скорости повышения температуры питательной воды при подключении ПВД во время работы по диспетчерскому графику.

Команда ТЭЦ-25 лучше провела расхолаживание встроенных сепараторов и начальную часть прогрева паропроводов, но на заключительной фазе менее плавно набирала нагрузку, за что и получила дополнительные штрафные очки (по скорости набора нагрузки).

Обращает на себя внимание тот факт, что наиболее характерные ошибки, допущенные большинством команд, относятся к числу тех, негативные последствия которых не проявляются сразу, но, накапливаясь, приводят к повреждениям оборудования через некоторое время. О напряженности борьбы на этом этапе соревнований говорит тот факт, что две лучшие на этом этапе команды (ТЭЦ-26 и ТЭЦ-25) разделило всего одно очко: 5654 очка и 5653 очка соответственно из возможных 6000.

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Эффективность выбора мероприятий по снижению потерь энергии в электрических сетях энергосистем

Потребич А. А., канд. техн. наук

ДонОРГРЭС

В настоящее время на Украине сложился достаточно устойчивый оптовый рынок электроэнергии, основными участниками которого являются три стороны. Это – генерирующие энергокомпании, Укрэнерго, которое объединяет электрические сети номинальным напряжением 220 кВ и выше, областные энергокомпании, состоящие из городских и сельских сетей напряжением 0,4 – 110 кВ.

Тарифы на электроэнергию для участников энергорынка, перепродавцов электроэнергии утверждаются независимой национальной комиссией регулирования электроэнергии (НКРЭ). При этом одна из основных задач персонала энергокомпаний – расчет и согласование приемлемой, хотя и не всегда реальной [1], нормативной характеристики потерь энергии (НХПЭ) для своих электрических сетей, так как по данной НХПЭ определяется коэффициент нормативных технологических затрат на передачу электроэнергии, который учитывается при расчете и согласовании тарифов на продаваемую передающими энергосистемами активную энергию. Поэтому проблема выбора мероприятий по снижению потерь энергии в электрических сетях энергосистем [2] сейчас отошла на второй план.

В то же время часть облэнерго уже не принадлежит государству и проводить согласованную техническую политику в области выбора мероприятий по снижению потерь энергии, особенно, связанную с привлечением дополнительных материальных средств, становится значительно сложнее. При этом даже между государственными облэнерго и энергосистемами, обслуживающими магистральные сети 220 – 750 кВ, при совместном проведении этой политики могут возникать серьезные противоречия.

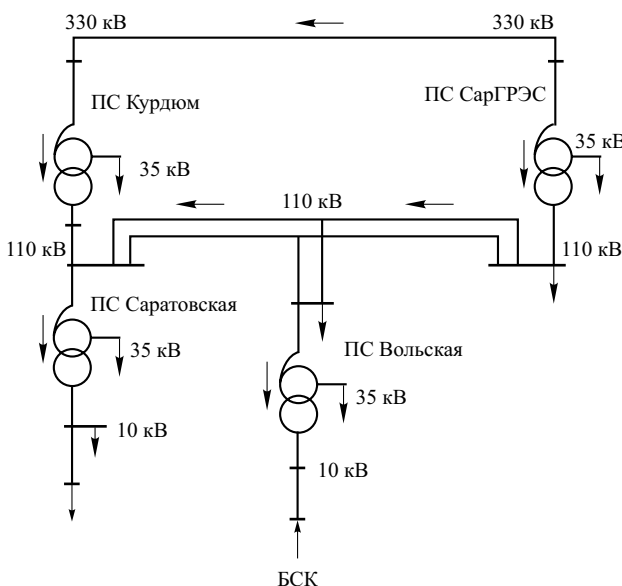
В контексте сказанного следует подчеркнуть, что эти же проблемы возникают для энергокомпаний РАО “ЕЭС России”. Магистральные сети 330 – 750 кВ также принадлежат отдельной энергокомпании, как и электрические сети 0,4 – 220 кВ дочерним областным энергокомпаниям.

В качестве примера рассмотрим выбор мероприятий по снижению потерь энергии для реальной электрической сети, представленной на рисунке. Очевидно, что согласно схеме этой сети между двумя подстанциями (ПС) напряжением 330/110/35 кВ практически параллельно работают линии 330 и 110 кВ. При этом к данным ПС и линиям 110 кВ подключены распределительные сети 35 кВ.

Аналогичные фрагменты сети характерны для электрических сетей практически всех энергосистем, а, в частности, данная схема соответствует части электрической сети 35 – 110 – 330 кВ Правобережного ПЭС Саратовэнерго [3]. При этом следует подчеркнуть, что по всем распределительным трансформаторам (РТ) ПС 35 кВ имелись ежемесячные пропуски электроэнергии через них, почасовые графики нагрузок за режимные дни, а по линиям и трансформаторам 110 и 330 кВ даже ежедневные пропуски электроэнергии и графики нагрузок и генераций за рабочие и выходные дни и т.д.

Режимная информация по данной сети 110 – 330 кВ хранилась в соответствующем ОИК энергосистемы с интервалом квантования 1 мин в течение 1 мес, а с интервалом 1 ч на протяжении года [4].

Для повышения достоверности режимной информации использовались метод и программа оценивания состояния стационарного режима данной электрической сети [3]. По этой исчерпывающей информации можно было определить потери энер-



Часть схемы сети Правобережного ПЭС

гии и выбрать мероприятия по их снижению для рассматриваемой электрической сети с помощью практически любых существующих методов их расчета [5] и с достаточно высокой степенью точности.

Рассмотрим решение вопроса выбора мероприятий по снижению технических потерь энергии для приведенной электрической сети. В то же время мероприятия по снижению коммерческих потерь электроэнергии в данной статье не рассматриваются. При этом следует подчеркнуть, что электрические сети номинальным напряжением 330 кВ и выше принадлежат магистральным сетям РАО "ЕЭС России", а 220 кВ и ниже – областными энергокомпаниям (облэнерго). Поэтому для данной схемы (см. рисунок) на трансформаторах между сетью 330 и 35 – 110 кВ должны стоять коммерческие счетчики.

С учетом этих особенностей и рассмотрим вопрос выбора мероприятий по снижению потерь энергии в целом для этой сети.

На наш взгляд, сейчас наиболее эффективным мероприятием по снижению потерь энергии является оптимальная загрузка линий более высокого уровня напряжения [2]. Так, для нашего случая это большая и более оптимальная загрузка линий 330 кВ, и, как следствие, разгрузка параллельных линий 110 кВ.

Выполненные нами с учетом неоднородности графиков нагрузок и генераций оптимизационные расчеты [2] позволили уменьшить потери энергии в линиях 110 кВ на 37,3% при увеличении их в линиях 330 кВ на 14,3%. В то же время следует подчеркнуть, что в целом для рассматриваемой электрической сети 110 – 220 кВ эти потери уменьшились на 23,4%, т.е. данное мероприятие выгодно для электрической сети РАО "ЕЭС России", и особенно для сети облэнерго. Однако при этом существенно повышаются потери энергии в магистральных сетях 330 кВ, которым и принадлежат трансформаторы 330/110 кВ, с помощью которых и была частично выполнена общая оптимальная загрузка данных линий 110 – 330 кВ. Поэтому персонал магистральных сетей может быть не очень заинтересован в реализации данного достаточно эффективного мероприятия по снижению потерь энергии в электрических сетях РАО "ЕЭС России".

В продолжение этой темы проанализируем выбор точек деления для рассматриваемой электрической сети 35 кВ (см. рисунок). Так как мы располагали достаточно полной информацией о нагрузках этой сети, то данный выбор производился по их интегральным характеристикам с учетом сети более высокого уровня напряжения (110 – 330 кВ). Однако для нашего случая непонятно, зачем облэнерго иногда в ущерб себе при выборе точек деления сети 35 кВ учитывать сеть 330 кВ, принадлежащую магистральным электрическим сетям. При этом особенно трудно представить себе коммунальные электрические сети, не принадлежащие РАО "ЕЭС России", которые бу-

дут выбирать точки деления своей сети 6 – 10 кВ с учетом сети более высокого напряжения, принадлежащей РАО "ЕЭС России", и тем более расходовать средства на приобретение оборудования, предназначенного для снижения потерь энергии во всей электрической сети.

В частности, это относится к распространенному ранее мероприятию по снижению потерь энергии – приобретению и оптимальной установке в электрических сетях батарей статических конденсаторов (БСК). При этом следует подчеркнуть, что затраты на приобретение БСК будут нести конкретные коммунальные сети, а эффект от снижения потерь энергии может быть характерен для сетей РАО "ЕЭС России".

Для данного случая непонятен и срок окупаемости этого мероприятия, так как нет четких критериев его оценки. Поэтому для эффективного решения вопроса о внедрении мероприятий по снижению потерь энергии в электрических сетях энергосистем, связанных с приобретением нового оборудования, в первую очередь, необходимо решить проблему быстрой окупаемости этих мероприятий.

Как вариант решения данного вопроса рассмотрим возможность расчета срока окупаемости устанавливаемой БСК. По укрупненным данным на октябрь 1999 г. для сетей среднего напряжения цена 1 квар установленной реактивной мощности БСК равна 4 – 5 дол. США, а для сетей низкого напряжения 6 дол. Для наших расчетов мы брали ее равной 5 дол. (125 руб.) за 1 квар установленной мощности, или по курсу Национального банка Украины порядка 22,5 гривны. Рассматривались эти расчеты на примере энергосистемы Донецкоблэнерго, которая покупает активную энергию на оптовом энергорынке по цене, колеблющейся в течение года от 92 до 100 гривен за 1 МВт·ч. Для оценочных расчетов брали ее равной 100 гривнам (550 руб.).

По этим данным были выполнены многочисленные расчеты потерь энергии для распределительных сетей 0,4 – 10 – 35 кВ с учетом установки предполагаемых БСК. При этом тангенс между реактивной и активной мощностью задавался в пределах от 0,6 до 0,67, а предлагаемая мощность БСК бралась не больше минимальных значений, используемых в расчетах реактивных графиков нагрузок. Срок окупаемости устанавливаемой БСК определялся отношением ее цены к стоимости величины снижения потерь энергии в год за счет установки данной БСК.

Как показывают многочисленные расчеты, для реальных электрических сетей 0,4 – 10 – 35 кВ при изменении процента потерь активной энергии от ее пропуска через эти сети от 5 до 10% срок окупаемости устанавливаемых БСК колеблется от 8 до 4 лет. При этом предполагалось, что на величину снижения потерь активной энергии в электрических сетях облэнерго за счет установки данной БСК покупается меньше этой энергии на оп-

товом рынке. В то же время хотелось бы подчеркнуть, что сейчас при существующей инфляции срок окупаемости оборудования, устанавливаемого только для снижения потерь энергии в электрических сетях (БСК, синхронные компенсаторы и т.д.), должен быть сокращен до 2 – 3 лет.

Это предлагается выполнять за счет согласования в Федеральной энергетической комиссии (ФЭК) соответствующих коэффициентов коррекции технологических затрат электроэнергии на ее передачу при расчете тарифов на активную энергию для потребителей энергосистем именно на эти 2 – 3 года, что будет не только стимулировать энергосистемы на приобретение данного оборудования, но и, как следствие, позволит развивать его производство.

При этом нужно бы отметить, что согласно отраслевой инструкции [6] эффект от снижения потерь энергии за счет установки БСК и реальных цен на активную энергию должен быть значительно больше, а срок окупаемости меньше, чем в наших расчетах. Однако следует подчеркнуть, что приведенные в этой инструкции укрупненные величины определялись до обвала производства при более полной загрузке РТ. Если определить данные укрупненные величины сейчас при существенном снижении реактивной нагрузки, то результаты этих расчетов будут близкими к нашим.

В то же время при практически реальных затратах на энергоносители тарифы на активную энергию для энергокомпаний Минэнерго Украины близки к мировым. При этом для распределительных сетей 0,4 – 6 – 10 кВ Минэнерго срок окупаемости устанавливаемых БСК составляет 4 – 6 лет. Стоимость энергоносителей в России существенно занижена, и, как следствие, тарифы на активную энергию также не очень велики. Поэтому срок окупаемости устанавливаемых БСК составляет более десяти лет, т.е. в настоящее время срок окупаемости БСК, устанавливаемых в электрических сетях энергокомпаний, очень большой, а влиять на снижение его величины практически невозможно. Негативным в этом случае является то, что энергопредприятия не заинтересованы в покупке оборудования, которое служит для снижения потерь энергии в их электрических сетях, из-за низких тарифов на данную активную энергию, и, как следствие, соответствующим заводам производить это оборудование также невыгодно. В то же время особенно неприятным является тот факт, что предприятиям нет большого смысла бороться за снижение энергоемкости своего производства, а иногда и производимого ими оборудования. При этом следует подчеркнуть, что тарифы на продаваемую областными энергокомпаниями электроэнергию за последние 3 – 4 года существенно не изменились [7].

В заключение хотелось бы отметить, что в дополнение к сказанному существует еще обширный комплекс мер, с помощью которых также можно влиять на проведение согласованной технической

политики в области снижения потерь энергии в электрических сетях энергосистем. В частности, к этим мерам относятся вопросы:

снижения себестоимости выработки, передачи и распределения электроэнергии;

оптимальной стратегии технического перевооружения и реконструкции электрических сетей на стадии их проектирования;

оптимизации режимов электрических сетей за счет малозатратных мероприятий;

обеспечения прибыли от продажи электроэнергии для инвестирования ее части в развитие электрических сетей и снижение потерь;

стимулирования персонала за снижение потерь электроэнергии;

создания экономического механизма взаимодействия различных предприятий, при котором бы сочетались интересы государственных и акционерных обществ и др.

Выводы

1. В настоящее время при широком развитии рыночных отношений между энергокомпаниями нужно активно влиять на эффективность выбора мероприятий по снижению потерь энергии в электрических сетях энергосистем за счет стимулирования их внедрения через тарифы на продаваемую данными энергокомпаниями активную электроэнергию. При этом существует обширный комплекс мер, с помощью которых можно проводить согласованную техническую политику в области снижения потерь энергии.

2. Из-за низкой себестоимости и тарифов на продаваемую активную энергию у предприятий нет объективных стимулов для снижения энергоемкости своего производства, а иногда и производимого ими оборудования.

Список литературы

1. Потребич А. А., Ткачев В. И., Овчинникова Н. С. К вопросу о нормировании потерь энергии в электрических сетях Облэнерго. – Энергетика и электрификация, 1997, № 5.
2. Железко Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. М.: Энергоатомиздат, 1989.
3. Потребич А. А., Константинов В. В. К расчету потерь энергии и выбору мероприятий по их снижению методом доминирующих гармоник. – Электрические станции, 1991, № 11.
4. Потребич А. А. Анализ вероятностно-статистических характеристик нагрузок электрической сети энергосистемы. – Изв. вузов. Энергетика, 1998, № 3.
5. Потребич А. А. Методы расчета потерь энергии в питающих электрических сетях энергосистем. – Электричество, 1995, № 9.
6. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и объединений. М.: Союзтехэнерго, 1987.
7. О концепции формирования и развития экономических отношений в системе России на современном этапе / Дорофеев В. В., Образцов С. В., Эдельман В. И., Кузьмин В. В. – Электрические станции, 1997, № 9.

О мерах безопасности при работах на воздушных линиях под наведенным напряжением

Левченко И. И., канд. техн. наук, Засыпкин А. С., доктор техн. наук, Рябуха Е. В., инж.

РП Южэнерготехнадзор – ЮРГТУ (НПИ)

Производство работ на отключенных воздушных линиях (ВЛ), находящихся вблизи действующих линий электропередачи, сопряжено с возможностью поражения персонала электрическим током. Опасность поражения возрастает при работе на ВЛ одновременно нескольких бригад в сложных ситуациях и климатических условиях, в частности, при ликвидации гололедно-ветровых аварий.

Существуют следующие опасные виды влияния действующих линий электропередачи на отключенную ВЛ:

- 1 – электростатическое и электромагнитное в рабочих режимах;
- 2 – электромагнитное при КЗ на землю в сети влияющих линий;
- 3 – гальваническое при падении провода пересекающей линии.

Способ защиты персонала от электростатического и электромагнитного влияния в рабочих режимах (вид 1) определяется пунктом 14.3.11 “Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок” [1] в зависимости от наибольшего значения потенциала наведенного напряжения, определяемого измерениями, – меньше или больше 42 В (по ГОСТ 12.1.009-76 и ПУЭ [2] номинальное напряжение не более 42 В называется малым). Если размещением заземлений на отключенной ВЛ не удастся снизить потенциал наведенного напряжения до 42 В, то в [1] допускается работа лишь одной бригады у места установки заземления проводов только на одной опоре или на двух смежных. При этом работа каждой из нескольких бригад допускается на одном участке ВЛ, который нужно электрически отделить от других участков разьединением петель на анкерных опорах.

Такой подход к обеспечению безопасности персонала, на наш взгляд, имеет ряд недостатков:

не учитывает влияния действующих линий электропередачи в аварийных режимах (виды влияния 2, 3), что противоречит ГОСТ 12.1.038-82, который требует выявления “режимов и условий, создающих наибольшие значения напряжений прикосновения и токов, воздействующих на организм человека”. Необходимость учета однофазных КЗ убедительно показана в [3] и сделано заключение о необходимости и достаточности заземления в одной точке;

существенно усложняет организацию работ нескольких бригад на одной ВЛ;

заземление в одной точке во многих случаях неэффективно;

основывается на недостоверном определении наибольшего значения потенциала наведенного напряжения в рабочих режимах при нескольких влияющих ВЛ.

Последний недостаток, хотя и с большим трудом, может быть устранен многократными измерениями наведенных напряжений [4] в характерных точках отключенной ВЛ (на границах изменения условий электромагнитного взаимодействия), при разном размещении заземлений, в различных режимах энергосистемы и обязательно в сочетании с расчетами на ЭВМ по программам, использующим фазные координаты [5 – 7].

Авторами статьи предлагается другой подход к обеспечению безопасности при работах на ВЛ под наведенным напряжением, устраняющий отмеченные недостатки. Он основан, во-первых, на расчетах наибольших напряжений относительно земли в характерных точках (где можно ожидать наибольшее напряжение) отключенной и заземленной ВЛ при коротких замыканиях на землю $K^{(1)}$ или $K^{(1,1)}$ в сети влияющих линий и, во-вторых, на использовании в необходимых случаях “выравнивания потенциалов” (ГОСТ 12.1.019-79) в качестве основного способа защиты от поражения электрическим током.

Расчет напряжений относительно земли при коротких замыканиях выполняется с приемлемой погрешностью по повсеместно применяемым программам расчета аварийных режимов в сложных электрических сетях методом симметричных составляющих [8] и другим с использованием схем, разбитых на участки с одинаковыми условиями электромагнитного взаимодействия линий электропередачи. На участках ВЛ или ВЛ целиком, где наибольшее возможное напряжение относительно земли U_{zmax} меньше $U_{п}^H$ – предельно допустимого значения напряжения прикосновения, работы могут производиться с использованием обычных средств защиты. Там, где $U_{zmax} > U_{п}^H$, работы, связанные с непосредственным прикосновением к проводу, должны выполняться как работы “под напряжением на токоведущих частях”. В качестве изолирующего устройства может использоваться

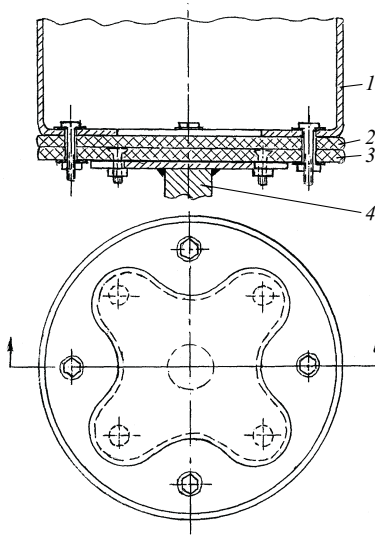


Рис. 1. Вариант конструкции узла изолирующей прокладки телескопической вышки:

1 – корзина; 2, 3 – изолирующие прокладки; 4 – верхнее звено телескопа

реконструированная обычная телескопическая вышка, корзина которой электрически изолирована от верхнего звена телескопа с помощью изолирующей прокладки. Вариант конструкции узла изолирующей прокладки показан на рис. 1. Изолирующая прокладка как основное изолирующее средство защиты должна испытываться напряжением $U_{исп}$, равным трехкратному наибольшему значению напряжения относительно земли на любой отключенной ВЛ данного предприятия электрических сетей: $U_{исп} = 3U_{зmax.наиб}$. Значение $U_{зmax.наиб}$ на некоторых ВЛ может быть ограничено применением, кроме подстанционных заземлений по концам ВЛ, специальных заземлений на ВЛ [7].

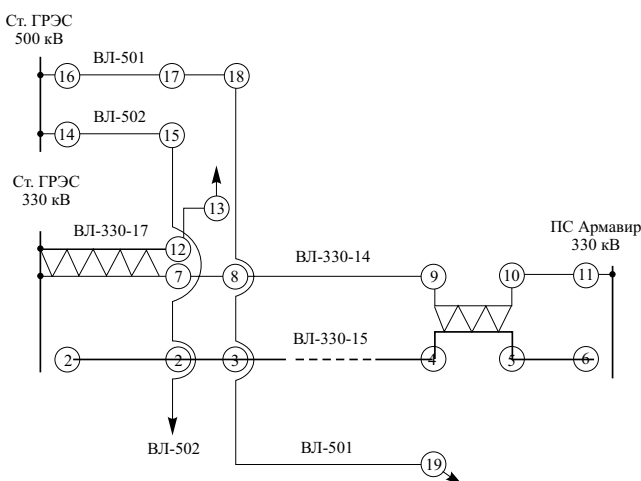


Рис. 2. Схема расположения влияющих ВЛ

В ЮжМЭС принято значение $U_{зmax.наиб} = 10$ кВ в соответствии с п.1.7.50 ПУЭ [2]. Предельно допустимые значения напряжения прикосновения в соответствии с табл. 3 ГОСТ 12.1.038–82 приняты:

$U_{п}^H = 450$ В – при КЗ на землю в сети 330 – 500 кВ, где продолжительность воздействия $t_{в} = 0,14$ с;

$U_{п}^H = 400$ В – при КЗ на землю в сети 110 – 220 кВ, где $t_{в} = 0,2$ с.

При падении провода пересекающей линии на отключенную и заземленную ВЛ (вид влияния 3) напряжение относительно земли может существенно превышать $U_{зmax.наиб}$. Чтобы не усложнять конструкцию телескопической вышки, целесообразно в таком случае выполнять мероприятия по предотвращению этого вида влияния в соответствии с [9, 10].

Далее в качестве примера, иллюстрирующего предлагаемый подход, приведены результаты расчетов и измерений наведенного напряжения на проводах отключенной ВЛ-330-15 ЮжМЭС, выполненных под руководством авторов сотрудниками РП Южэнерготехнадзор (Перель Т. Г.) и ЮжМЭС (Пулин Г. В. и др.).

На рис. 2 показана упрощенная расчетная схема влияющих ВЛ. На ВЛ-330-15, выведенную в ремонт (отключенную от шин Ст. ГРЭС 330 кВ и ПС Армавир 330 кВ), основное влияние оказывают: ВЛ-330-14, ВЛ-330-17 и две ВЛ 500 кВ – ВЛ-501 и ВЛ-502, причем ВЛ-501 и ВЛ-502 пересекают ВЛ-330-15, проходят на одних опорах ВЛ-330-14 на участке 9 – 10 с ВЛ-330-15 на участке 4 – 5 и ВЛ-330-17 с ВЛ-330-14 на участках от Ст. ГРЭС 330 кВ до точек 12 и 7 соответственно. Номера с 1 по 19 обозначены расчетные точки, разделяющие участки линий с разными условиями электромагнитного взаимодействия.

На рис. 3 приведены результаты расчета по программе <V-VI-50> [8] напряжений относительно земли U_{zi} в точках $i = 2 \div 5$ отключенной и заземленной в точках 1 и 6 ВЛ-330-15 (сопротивления заземлений приняты равными нулю) при КЗ на землю в различных точках влияющих линий (К7-К19). Для каждого КЗ значения $|U_{zi}|$ соединены прямыми линиями. Из рис. 3 видно, что наибольшее значение напряжения $U_{зmax.наиб} \approx 20$ кВ при КЗ в точках 8 и 9 ВЛ-330-14.

Для снижения $U_{зmax.наиб}$ приблизительно до 10 кВ, что требуется по предлагаемому подходу при работе на ВЛ-330-15 нескольких бригад, необходимо дополнительно заземлить ее в точках 3 и 4 на специальные заземлители с сопротивлением не более 4 Ом или использовать для этой цели заземления нескольких опор (рис. 4). Здесь $R_{з1} = R_{з6} = 0,2$ Ом.

Можно обойтись без сооружения специальных заземлителей, если изолирующую прокладку выполнить на 20 кВ.

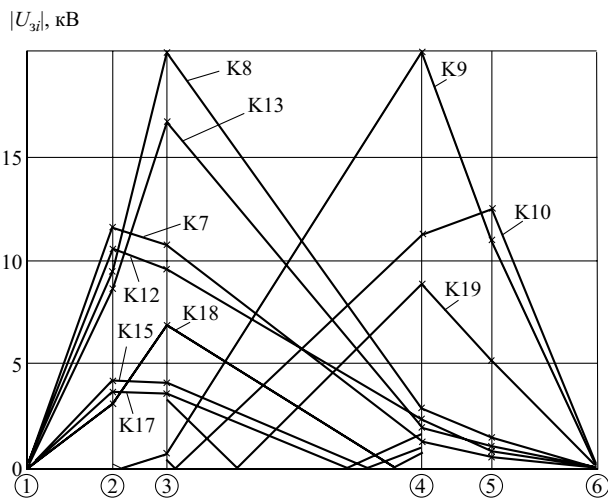


Рис. 3. Распределение напряжения относительно земли вдоль ВЛ-330-15, отключенной и заземленной по концам, при КЗ на землю в точках, обозначенных на рис. 2

Для оценки стабильности результатов при изменении схемы сети были выполнены расчеты U_{zi} в точках $i = 2 \div 5$ отключенной и по-разному заземленной в нескольких точках ВЛ-330-15 при КЗ на землю в “опасных” точках влияющих ВЛ, находящихся на одной границе с i -й точкой, в следующих ремонтных схемах:

- отключена ВЛ-330-14;
- отключена и заземлена по концам ВЛ-330-14;
- отключена ВЛ-330-17;
- отключена ВЛ-501.

Отличие максимальных U_{zi} по сравнению с полной схемой не вышло за пределы $+0,8, -3,2\%$, что позволяет сделать вывод о возможности выполнения расчета $U_{zi\ max}$ только по полной схеме сети.

Для оценки влияния несимметрии фаз ВЛ были выполнены расчеты $U_{zi\ max}$ по программе, использующей фазные координаты [5]. Отличие от расчетов по программе <V-VI-50> [8] не превысило $+5, -12\%$, что подтверждает возможность использования в рассматриваемом случае метода симметричных составляющих и неучета несимметрии фаз ВЛ.

Если на ВЛ должна работать одна бригада, то в [1] есть рекомендация о заземлении проводов на двух опорах, смежных с местом работы. При КЗ на землю влияющей сети наводится ток в контуре провод – заземления опор – земля, создающий падение напряжения U_{zI} и U_{zII} на сопротивлениях заземления опор R_{zI} и R_{zII} . Рассмотрен случай $R_{zI} = R_{zII} = 10$ и 30 Ом, когда $|U_{zI}| = |U_{zII}|$; расстояние между опорами, расположенными с двух сторон от расчетной точки 2 (3, 4, 5), принято 500 м. Результаты расчета по программе [8] максимальных значений U_{zI}, II показаны на рис. 5 сплошной линией. Значения $|U_{zI, II}|$ практически не зависят от значений $|R_{zI} = R_{zII}|$ в указанном диапазоне, но су-

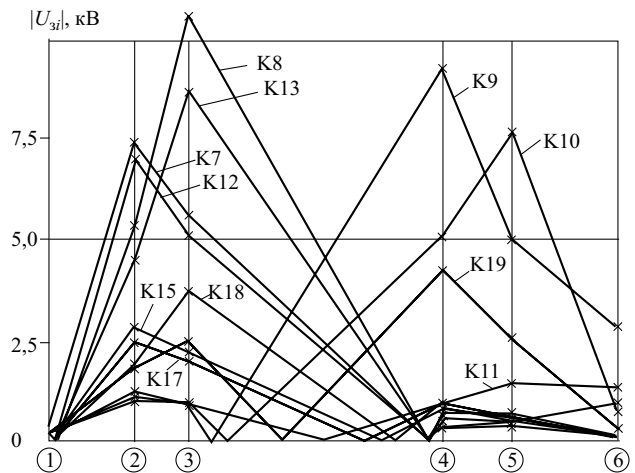


Рис. 4. Распределение напряжения относительно земли вдоль ВЛ-330-15, отключенной и заземленной по концам и на специальные заземлители с сопротивлением 4,0 Ом в точках 3 и 4, при КЗ на землю

щественно меняются при отклонении положения точки КЗ на влияющей линии от точки на той же границе, что и расчетная точка 2 – 5. Напряжение $|U_{zI, II}|$ максимально, если точка КЗ не входит в зону 500 м, заключающую в себе границу. Как видно из рис. 5, максимальные значения $|U_{zI, II}|$ превышают допустимый уровень 450 В, т.е. и при указанном способе заземления также требуется применение телескопической вышки с изолирующей прокладкой для ремонта ВЛ или сближение точек заземления.

Если применять рекомендуемое в [1] и [3] заземление ВЛ только в одной точке у места работы, то электромагнитное влияние, в том числе и при КЗ на землю, практически отсутствует. Электростатическое влияние в рабочих режимах легко оценить экспериментально и можно рассчитать по программе [5] и др., использующим фазные координаты. Для экспериментального определения U_3 в этом случае достаточно дважды измерить напряжение относительно земли в одной точке отключенной ВЛ (на одной фазе или на трех, закороченных между собой):

1 – киловольтметром астатической системы измеряется эквивалентная электростатическая ЭДС влияющей сети $E_{ЭС,з}$ относительно земли;

2 – точка ВЛ подключается к заземлителю с сопротивлением R_3 и измеряется напряжение U_3 и (или) ток I_3 токоизмерительными клещами ($U_3 = I_3 R_3$). Поскольку

$$I_3 = \frac{E_{ЭС,з}}{\sqrt{R_3^2 + X_3^2}},$$

то внутреннее емкостное сопротивление эквивалентного источника

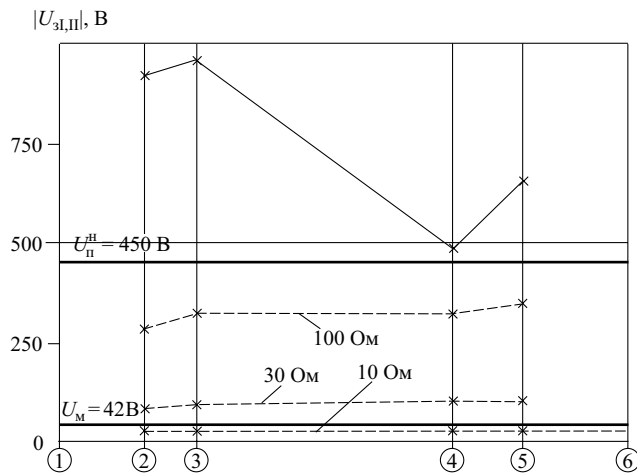


Рис. 5. Максимальные значения напряжения относительно земли $U_{zi, II}$ по концам заземленного участка длиной около 500 м отключенной ВЛ-330-15 при КЗ на землю (сплошная линия) и максимальные значения U_{zi} при заземлении в одной точке трех фаз ВЛ на $R_3 = 10, 30, 100$ Ом в рабочих режимах (пунктирные линии)

$$X_3 = \frac{E_{\text{ЭС,э}}}{I_3} \sqrt{1 - \left(\frac{I_3 R_3}{E_{\text{ЭС,э}}} \right)^2}$$

Пользуясь значениями $E_{\text{ЭС,э}}$ и X_3 , можно рассчитать U_3 при любом R_3 .

Как показали расчеты и непосредственные измерения на отключенной ВЛ-330-15, напряжение относительно земли в любой точке одной фазы и трех фаз, закороченных между собой, если она подключена к заземлителю с $R_3 \leq 10$ Ом, не превышает 42 В (нижняя пунктирная линия на рис. 5). Однако с увеличением сопротивления R_3 возрастает практически линейно значение U_{zi} , поскольку $X_3 > R_3$ (на рис. 5 значения $R_3 = 30$ и 100 Ом), и при $R_3 = 850 \div 1000$ Ом (заземление через тело человека) достигает нескольких киловольт, что представляет собой смертельную опасность. Возможность попадания человека под электростатическую ЭДС нельзя исключать, особенно при снятии заземления с ВЛ после выполнения ремонта. Учитывая сказанное и то, что при работе нескольких бригад нужно разрезать, а потом соединять провода ВЛ, находящиеся под напряжением, не считаем возможным рекомендовать заземление в одной точке отключенной ВЛ даже при работе бригады вблизи этой точки.

Выводы

Предложен новый подход к обеспечению безопасности при работах на ВЛ под наведенным напряжением, основанный на *определении* наибольших напряжений относительно земли при КЗ на землю в сети влияющих линий, *снижении* при необходимости этих напряжений до 10 кВ (или 20 кВ) с помощью заземлителей по концам и в выбранных точках ВЛ, *применении* способа выравнивания потенциалов и телескопической вышки с изолирующей прокладкой в качестве основного средства защиты от поражения электрическим током при работах, связанных с прикосновением к проводу.

Предложен вариант реконструкции телескопической вышки с установкой изолирующей прокладки.

Список литературы

1. *Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок.* М.: Энергоатомиздат, 1987.
2. *Правила устройства электроустановок.* М.: Энергоатомиздат, 1986.
3. Тураев В. А., Базанов В. П. О наведенных напряжениях на воздушных линиях при однофазных коротких замыканиях. — *Электрические станции*, 1998, № 3.
4. *Методические указания по измерению наведенных напряжений на отключенных ВЛ, проходящих вблизи действующих ВЛ напряжением 35 кВ и выше и контактной сети электрифицированной железной дороги переменного тока.* М.: ОРГРЭС, 1993.
5. *К расчету наведенного напряжения на ремонтируемых линиях электропередачи* / Мисриханов М. Ш., Попов В. А., Якимчук Н. Н., Медов Р. В. — *Электрические станции*, 2000, № 2.
6. Васюра Ю. Ф., Черепанов Г. А., Легконравов В. Л. Исследование наведенных напряжений на отключенных линиях электропередачи. — *Электрические станции*, 1999, № 2.
7. *Расчет наведенного напряжения на линиях электропередачи и обеспечение безопасности работ на этих линиях* / Глушко В. И., Ямный О. Е., Ковалев Э. П., Науменок Н. А. — *Электричество*, 1997, № 8.
8. *Комплекс расчета аварийных режимов в сложных электрических сетях объемом до 3000 узлов <V-V1-50>.* Киев: ИЭД АН Украины.
9. *Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.* М.: ОРГРЭС, 1996.
10. *Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 800 кВ.* М.: ОРГРЭС, 1996.

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Повреждаемость и контроль зубцовых зон запеченных крайних пакетов стали сердечников статоров турбогенераторов

Бутов А. В., инж., **Мамиконянц Л. Г.**, доктор техн. наук, **Пикульский В. А.**, канд. техн. наук, **Поляков Ф. А.**, **Шандыбин М. И.**, **Шейко П. А.** инженеры

АО ВНИИЭ – РАО “ЕЭС России”

Одним из основных и серьезных дефектов сердечников статоров турбогенераторов, как известно, является ослабление плотности прессовки, распушение и разрушение зубцов крайних пакетов сердечников статоров в результате упруговязкого течения лаковых пленок листов стали и термомеханических усилий, возникающих в эксплуатационных режимах [1 – 4].

Наиболее часто серьезные разрушения этих зон, нередко приводящие к аварийным отключениям, происходят на турбогенераторах мощностью 165 – 300 МВт, изготовлявшихся до 1975 г. с незапеченными крайними пакетами сердечников. Вероятность таких повреждений существенно возрастает при работе турбогенераторов в маневренных режимах с потреблением реактивной мощности от сети. На турбогенераторах меньшей мощности повреждение зубцов крайних пакетов имеет место, но существенно реже.

При создании турбогенераторов с запеченными крайними пакетами сердечников статоров высказывалась надежда, что подобные повреждения не будут иметь место. Однако последующая эксплуатация и обследования таких турбогенераторов показали, что и на них имеют место повреждения зубцов крайних пакетов, хотя и существенно реже, чем у турбогенераторов с незапеченными пакетами. На нескольких турбогенераторах по этой причине возникали аварийные отключения.

В настоящей статье рассматриваются некоторые результаты обследования состояния зубцовых зон крайних запеченных пакетов сердечников турбогенераторов. Обследования проводились с использованием, кроме традиционного метода визуального осмотра и ножа-щупа, современного ультразвукового контроля (УЗК), основанного на оценке общего состояния сердечника и его крайних пакетов по времени распространения ультразвуковых колебаний поперек листов активной стали сердечника [5]. Метод широко и успешно применяется с 1993 г. [6, 7]. В статье приводятся сведения о дефектах и повреждаемости зубцовых зон запеченных крайних пакетов. Отмечаются особенности причин их возникновения, развития, методов вы-

явления и устранения по сравнению со статорами аналогичных турбогенераторов, имеющих незапеченные крайние пакеты. Представленные данные базируются на результатах обследования 28 статоров турбогенераторов типа ТВВ-320-2 с запеченными крайними пакетами, эксплуатируемых на шести ТЭС четырех различных энергосистем и имеющих наработку к моменту проведения обследований от 1 года до 27 лет. На 11 статорах обследование проводилось 2 – 3 раза.

Число обследованных статоров и общее число самих обследований, конечно, не достаточно для обоснованных статистически достоверных количественных показателей, однако по уже накопленным данным четко просматриваются тенденции и положения, рассматриваемые далее.

Характерные стадии развития дефектов зубцовых зон крайних запеченных пакетов стали сердечников статоров турбогенераторов. На основании имеющихся сведений об особенностях производства сердечников статоров с запеченными крайними пакетами и результатов обследований таких статоров можно выделить следующие характерные стадии развития дефектов этих пакетов.

1. *Ослабление прилегания вентиляционных распорок и нажимных пальцев к коронкам зубцов крайних пакетов активной стали.* Данная стадия дефекта является начальной, предшествующей нарушению запечки, распушению и разрушению зубцов. Она отмечается примерно на 40% турбогенераторов, не имеющих поврежденных зубцов запеченных крайних пакетов, в том числе на турбогенераторах, с хорошим общим состоянием плотности прессовки. Так, в ряде случаев давление прессования зубцов третьих, незапеченных пакетов составляло 8 – 10 кг/см² и более, при норме 4 – 6 кг/см².

Рассматриваемая стадия развития дефекта во многом обусловлена технологией изготовления сердечника статора. В процессе изготовления сердечника сборка торцевых зон проводится из изготавливаемых отдельно запеченных крайних пакетов, между которыми прокладываются листы с

вентиляционными распорками. Допуски на толщину зубцов, вентиляционных распорок, нажимных пальцев, а также возможная волнистость в тангенциальном направлении перпендикулярных к оси генератора поверхностей пакетов активной стали создают возможность отсутствия плотности взаимного прилегания перечисленных элементов в отдельных местах по окружности машины, т.е. возможность локальных аксиальных зазоров между ними. В связи с большой жесткостью на изгиб в осевом направлении запеченных пакетов и нажимных плит, с которыми жестко связаны нажимные пальцы, усилия прессовки сердечника в процессе его изготовления в ряде случаев оказываются недостаточными для обеспечения плотного взаимного прилегания по всей окружности стали пакетов, с одной стороны, а также всех нажимных пальцев и всех вентиляционных распорок, с другой.

Кроме того, такая стадия развития дефекта может появиться и в процессе эксплуатации турбогенератора из-за снижения плотности прессовки и термомеханических воздействий. О такой возможности свидетельствует выявление ослабленных нажимных пальцев и вентиляционных распорок при проведении повторных обследований через 4 – 5 лет эксплуатации генераторов после устранения всех дефектов в предшествующий капитальный ремонт.

Необходимо отметить, что на турбогенераторах с незапеченными крайними пакетами ослабление прилегания вентиляционных распорок и нажимных пальцев к коронкам зубцов встречается, как правило, только в сочетании со значительным снижением плотности прессовки, распушением и разрушением зубцов. На турбогенераторах с запеченными крайними пакетами данная стадия дефекта практически не имеет внешних признаков и не выявляется при техническом осмотре с применением только ножа-щупа.

2. Нарушение запечки и распушение зубцовых зон пакетов активной стали. Нарушение запечки проявляется в виде отслоения крайних листов в зубцовой зоне пакетов, а также расслоения зубцов на отдельные запеченные участки. Отслоившиеся крайние листы в отдельных случаях имеют незначительные механические повреждения, обусловленные аксиальными вибрациями и соударениями о вентиляционные распорки.

Нарушение запечки является следствием недостаточно плотного прилегания вентиляционных распорок и нажимных пальцев к коронкам зубцов и развивается под действием аксиальных электромагнитных сил и термомеханических воздействий в пазу статора в процессе эксплуатации генератора. К нарушению запечки также могут приводить усилия, возникающие в зубцовых зонах сердечника, при проведении переключений обмотки статора.

Данная стадия дефекта отмечается примерно в 25% случаев проведения обследований с исполь-

зованием УЗК. По сравнению с турбогенераторами с незапеченными крайними пакетами она имеет слабовыраженные внешние признаки и практически не выявляется при технических осмотрах с применением ножа-щупа. На этой стадии развития дефекта давление прессования незапеченных третьих пакетов и центральной части сердечника (в отличие от турбогенераторов с незапеченными крайними пакетами), как правило, удовлетворяет требованиям эксплуатационного циркуляра Ц-01-91(Э).

3. Выкрашивание зубцовых зон запеченных пакетов активной стали. Выкрашивание отдельных листов активной стали запеченных пакетов отмечается при несвоевременном выявлении и устранении дефектов на ранних стадиях их развития. В отличие от турбогенераторов с незапеченными крайними пакетами разрушение происходит без распушения всего зубца и характеризуется сравнительно быстрым распространением вглубь зубцовой зоны сердечника.

Наибольшую опасность представляют выкрашивания в зоне вентиляционных каналов, которые, как правило, начинаются с механического повреждения отслоившихся, вибрирующих листов активной стали о вентиляционные распорки и в дальнейшем развиваются путем обрыва листов вдоль вентиляционных распорок и их излома в глубине зубца. При этом в отдельных случаях истонченные и заострившиеся в результате соударений обломки активной стали под действием сил магнитного тяжения не выходят в воздушный зазор генератора, а остаются в зубце и могут повредить изоляцию стержней обмотки статора. Данная стадия развития дефекта отмечается примерно на 15% обследованных турбогенераторов. Давление прессования активной стали при этом составляло $3 - 5 \text{ кг/см}^2$ и находилось на уровне или несколько ниже установленной циркуляром Ц-01-91(Э) нормы $4 - 6 \text{ кг/см}^2$.

На рассматриваемой стадии развития дефекта существует достаточно высокая вероятность повреждения изоляции обмотки статора и аварийного отключения генератора, а также возникают значительные по сравнению с сердечниками, имеющими незапеченные пакеты, трудности по восстановлению плотности прессовки и изоляции листов активной стали поврежденных зубцов.

4. Необратимые разрушения зубцовых зон запеченных пакетов активной стали. Данная стадия дефекта отмечалась примерно на 10% обследованных статоров и отличается от предшествующей тем, что разрушения распространяются на значительную глубину зубцов, а также возрастает скорость развития повреждений активной стали. Характерным признаком для рассматриваемой стадии дефекта является износ вентиляционных распорок и нажимных пальцев. В отдельных случаях вентиляционные распорки полностью разрушают-

ся на глубину до 50 мм и имеют износ на 1 – 3 мм по толщине распорки на глубину до 150 мм и более от поверхности расточки статора. При этом, как правило, оставшаяся часть вентиляционной распорки пробивает листы активной стали и проникает в образовавшиеся углубления тела зубца. Пробитые листы обламываются на различной глубине и образуют в вентиляционном канале “метелку” из лишенных изоляционного лакового слоя полосок активной стали. Глубина разрывов листов вдоль вентиляционных распорок достигает 100 – 200 мм, а иногда опускается ниже дна паза. Нажимные пальцы имеют неравномерный по радиальной и тангенциальной координате износ, достигающий 5 мм. На статорах с рассматриваемой стадией дефекта давление прессования активной стали в зубцовых зонах крайних пакетов существенно ниже установленной циркуляром Ц-01-91(э) нормы. На таких статорах для извлечения обломков сегментов активной стали из глубины зубцов, восстановления плотности прессовки, изоляции листов и вентиляционных каналов, как правило, требуется удаление стержней обмотки статора, а в отдельных случаях – перешихтовки торцевых зон сердечника.

Результаты обследований статоров турбогенераторов с запеченными крайними пакетами. Как отмечалось в начале статьи, было проведено

обследование 28 статоров турбогенераторов типа ТВВ-320-2 мощностью 320 МВт, имеющих сердечники с запеченными крайними пакетами. Все обследования проводились с использованием аппаратуры УЗК.

Результаты обследований обобщены в [таблице](#), из которой видно, что проведено обследование 15 статоров турбогенераторов, работающих в базовых режимах, и 13 статоров турбогенераторов, работающих в маневренных режимах с потреблением из сети реактивной мощности.

Подчеркнем еще раз, что указанного числа проведенных обследований недостаточно для получения статистически обоснованных выводов, однако определенные, характеризующие далее тенденции все же просматриваются. Согласно полученным данным степень развития дефектов зубцовых зон крайних пакетов зависит от качества изготовления, срока службы, режимов работы генератора, а также от полноты выявления и устранения дефектов активной стали при проведении капитальных ремонтов.

О влиянии качества изготовления статора на повреждаемость крайних пакетов свидетельствует значительный разброс наработок турбогенераторов до появления дефектов зубцовых зон турбогенераторов, работающих в однопольных режимах. Так, один из 15 обследованных статоров, эксплуа-

Обобщение результатов профилактических обследований (с применением УЗК) состояния зубцовых зон сердечников статоров турбогенераторов ТВВ-320-2 с запеченными крайними пакетами

Стадия развития дефекта	Режим работы генератора							
	Базовый				Маневренный режим с потреблением реактивной мощности			
	Первое обследование		Повторные обследования		Первое обследование		Повторные обследования	
	Число статоров ¹	Наработка до обследования ² , год	Число статоров ³	Наработка до обследования ² , год	Число статоров ¹	Наработка до обследования ² , год	Число статоров ³	Наработка до обследования ² , год
Отсутствие дефектов	$\frac{5}{0}$	$\frac{1-21}{8}$	$\frac{4}{1}$	$\frac{3-15}{9}$	$\frac{1}{0}$	4	$\frac{1^*}{1}$	21
Ослабление прилегания вентиляционных распорок и нажимных пальцев	$\frac{5}{1}$	$\frac{11-19}{13}$	$\frac{7}{4}$	$\frac{15-25}{18}$	$\frac{2}{0}$	$\frac{8-11}{10}$	$\frac{1}{1}$	23
Нарушение запечки и распушение зубцовых зон	$\frac{5}{1}$	$\frac{11-28}{16}$	$\frac{1}{1}$	15	$\frac{2}{1}$	$\frac{6-19}{12}$	–	–
Выкрашивание зубцовых зон	–	–	–	–	$\frac{5}{2}$	$\frac{16-25}{20}$	–	–
Необратимые разрушения зубцовых зон	–	–	–	–	$\frac{3}{3}$	$\frac{25-27}{26}$	–	–

¹ Числитель – число обследованных статоров с применением УЗК, знаменатель – число статоров, на которых ранее – до проведения первого обследования, выявлялись и устранялись дефекты.

² Нарботка отсчитывается от начала эксплуатации до момента проведения обследования. В числителе приведены максимальные и минимальные значения, в знаменателе – средние значения.

³ В знаменателе указано число статоров, на которых при проведении первого обследования выявлялись и устранялись дефекты.

* Данный статор после проведения первого обследования эксплуатировался в базовых режимах

тируемых в базовых режимах, после 21 года службы дефектов не имел. В то же время на 7 статорах этой группы дефекты (в ряде случаев достаточно обширные) выявлялись после 7 – 11 лет эксплуатации. Например, один из обследованных статоров через 11 лет эксплуатации имел подвижные в тангенциальном направлении вентиляционные распорки 31 зубца.

Как видно из [таблицы](#), существенное влияние на повреждаемость зубцовых зон крайних пакетов оказывают режимы работы турбогенераторов. Вероятность появления повреждений и их тяжесть выше при работе турбогенераторов в маневренных режимах с потреблением из сети реактивной мощности (режим недовозбуждения). Так, на всех турбогенераторах, работающих в таких режимах, дефекты выявлялись практически на всех обследованных статорах. При этом в 60% случаев дефекты имели опасную с точки зрения аварийного отключения стадию развития, а в 25% обследований выявлялись необратимые разрушения, требовавшие замены статоров или проведения их заводского ремонта с перешихтовкой торцевых зон активной стали. В то же время опасные дефекты торцевых зон активной стали на турбогенераторах, эксплуатируемых в базовых режимах, не выявлялись, а в 30% первичных обследований отсутствовала даже начальная стадия развития дефектов.

Выполненные обследования позволяют сделать некоторые предварительные оценки времени зарождения и скорости развития рассматриваемых дефектов, в зависимости от условий эксплуатации статоров. Так, нарушение запечки и распушение зубцовых зон крайних пакетов наблюдались через 11 лет после включения в сеть для турбогенераторов, эксплуатируемых в базовых режимах, и через 6 лет для турбогенераторов, эксплуатируемых в режимах с потреблением реактивной мощности. В последнем случае опасные выкрашивания зубцовых зон выявлялись через 16 – 25 лет эксплуатации, а необратимые разрушения – через 25 – 27 лет эксплуатации.

Оценка эффективности УЗК и ремонтов зубцовых зон крайних запеченных пакетов сердечников статоров турбогенераторов. Проведение систематических обследований с использованием УЗК позволяет своевременно выявлять и устранять дефекты зубцовых зон запеченных крайних пакетов сердечников статоров, обеспечивая таким образом существенное улучшение их состояния. Из представленных в [таблице](#) данных видно, что совокупность статоров, на которых выполнялись повторные обследования, имела лишь неопасные стадии развития дефекта, а у 5 из 14 повторно обследовавшихся турбогенераторов (все работали в базовом режиме) дефекты не появились. Вместе с тем, можно отметить, что один из трех турбогенераторов, работавших в режиме потребления реактивной мощности и имевших выявленные с помо-

щью УЗК необратимые разрушения зубцовых зон, за два года до данного обследования прошел капитальный ремонт, при котором состояние сердечника контролировалось без применения УЗК и дефект своевременно не был выявлен.

По-видимому, обследование сердечников статоров турбогенераторов с помощью УЗК следует считать целесообразным. При этом при работе турбогенераторов в маневренных режимах с потреблением из сети реактивной мощности такие обследования следует проводить при всех капитальных ремонтах, начиная с первого, а при работе в базовых режимах – через 8 – 10 лет эксплуатации, т.е. со второго капремонта и далее при всех последующих.

Эффективность применения УЗК и контроля по устранению выявленных дефектов зубцов крайних запеченных пакетов сердечника статора иллюстрируется приведенными далее результатами обследований и ремонтов турбогенератора ТВВ-320-2, находящегося в эксплуатации 17 лет. До проведения первого обследования генератор работал в маневренных режимах с потреблением реактивной мощности, достигающем в ночные часы суток, выходные и праздничные дни 120 Мвар. Результаты проведения обследования показали, что на момент проведения первого обследования сердечник статора находился в предаварийном состоянии.

На генераторе имели место:

подвижность около 50% дистанционных распорок в первом вентиляционном канале со стороны “В” и “Т”;

пониженная плотность прилегания нажимных пальцев к коронкам зубцов крайних пакетов со стороны “В”;

массовое нарушение запечки первых и вторых пакетов со стороны “В” и “Т”, приведшее к опасным выкрашиваниям листов активной стали 6 зубцов запеченных крайних пакетов (в районе выкрашиваний изоляция обмотки статора имела следы пропилов обломившимися лепестками активной стали).

В процессе проведения ремонта активной стали с использованием результатов обследования было уплотнено путем установки стеклотекстолитовых клиньев-заполнителей – 80% зубцов со стороны “В” и 65% со стороны “Т”. Повторное обследование, выполненное через 4 года эксплуатации в базовых режимах, выявило удовлетворительное состояние торцевых зон сердечника статора. Подвижность дистанционных распорок и нажимных пальцев, а также распушенные зубцы отсутствовали. Давление прессования составляло: сторона “В” – 4,5 кг/см², сторона “Т” – 6 кг/см² и удовлетворяло требованиям эксплуатационного циркуляра Ц-01-91(Э). Некоторые характерные результаты, иллюстрирующие состояние активной стали

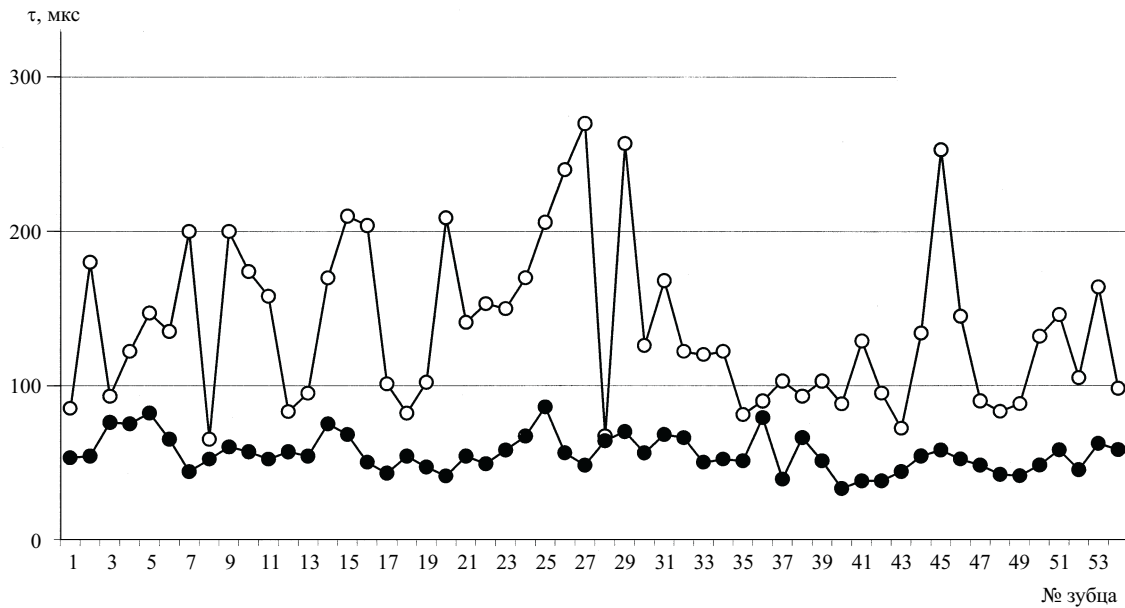


Рис. 1. Распределение времени распространения ультразвуковых колебаний по зубцам третьего пакета активной стали со стороны “В” турбогенератора ТВВ-320-2:

○ – 1995 г.; ● – 1999 г.

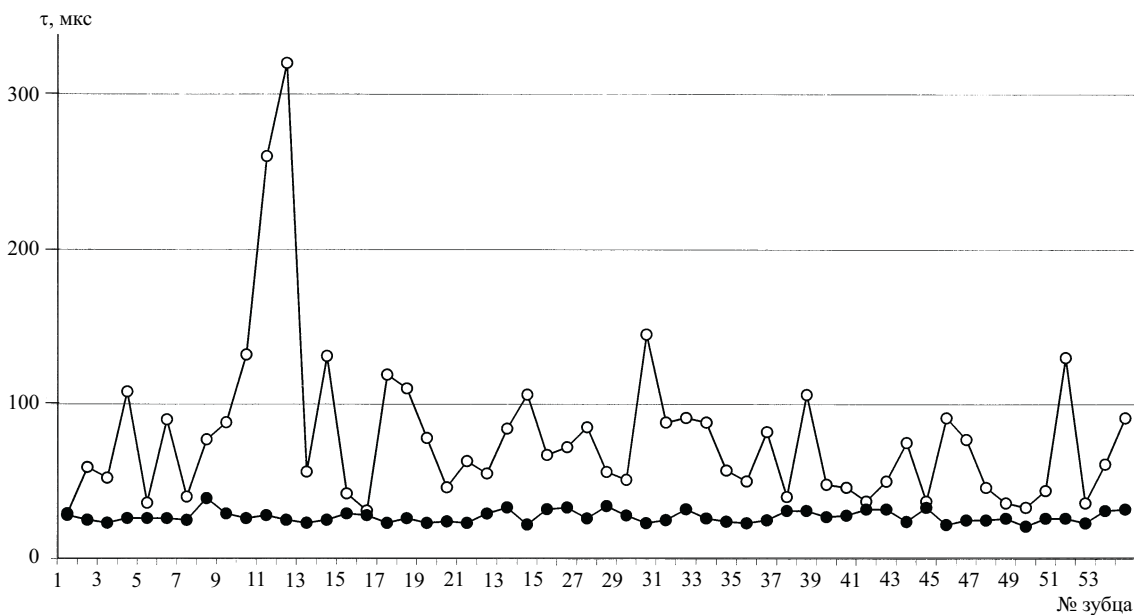


Рис. 2. Распределение времени распространения ультразвуковых колебаний по зубцам третьего пакета активной стали со стороны “Т” турбогенератора ТВВ-320-2:

○ – 1995 г.; ● – 1999 г.

до и после проведения ремонта, представлены на рис. 1, 2.

Накопленный опыт показывает, что в случае своевременного выявления дефектов зубцов (на ранней стадии развития) их устранение на турбогенераторах с запеченными крайними пакетами оказывается более эффективным, чем на турбогенераторах с незапеченными крайними пакетами, а эффективность устранения в меньшей степени зависит от общего состояния прессовки активной

стали. Последнее, согласно [8], объясняется большей жесткостью запеченных крайних пакетов и меньшей зависимостью податливости нажимных пальцев от давления прессования на спинке активной стали статора. Поэтому вероятность стабилизации процесса ослабления зубцовых зон запеченных крайних пакетов выше, чем на незапеченных крайних пакетах, и может быть обеспечена при меньшем числе ремонтов активной стали в случае

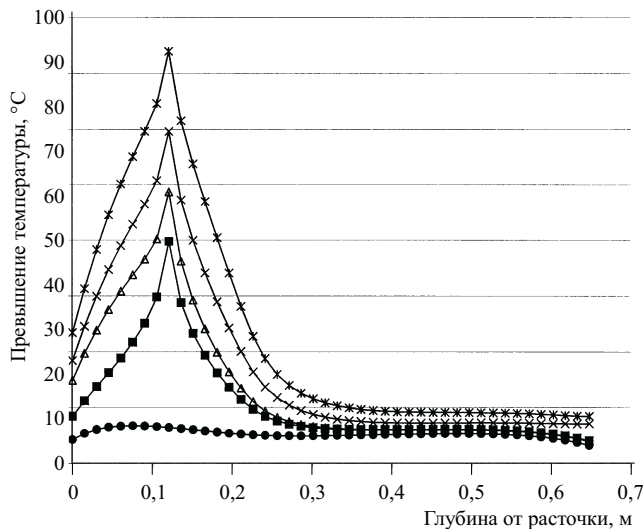


Рис. 3. Распределение повышения температуры в радиальном направлении при замыкании в глубине зубца и мощностью в месте замыкания 50 Вт:

● — замыкание отсутствует; ■ — замыкание без уплотняющих клиньев; △ — замыкание при установке двух уплотняющих клиньев; x — замыкание при установке двух уплотняющих клиньев и одного вентиляционного канала; * — замыкание при установке двух уплотняющих клиньев и закупорке двух вентиляционных каналов

проведения тщательных профилактических обследований с использованием УЗК.

Вместе с тем, как показывает опыт эксплуатации на статорах с обширными разрушениями зубцов запеченных крайних пакетов, возникают значительные трудности при восстановлении изоляции листов активной стали и уплотнении зубцов. В ряде случаев после выполнения таких ремонтов в глубине зубца оставались очаги замыкания, а вентиляционные каналы зубцов оказывались перекрытыми уплотняющими стеклотекстолитовыми клиньями. Выполненные теоретические исследования, некоторые результаты которых представлены на рис. 3, показывают, что замыкания в глубине зубцов могут представлять серьезную опасность для турбогенераторов, особенно при нарушении вентиляции зубцов в сочетании с их уплотнением путем установки стеклотекстолитовых клиньев. В этих случаях, вследствие ухудшения теплоотвода из зоны замыкания даже сравнительно небольшие по мощности дефекты могут вызывать опасные перегревы, приводящие к повреждению изоляции обмотки статора и выгоранию активной стали. Появление замыканий зубцов активной стали особенно опасно при работе турбогенераторов в режимах потребления реактивной мощности, для которых возможны повышенные нагревы торцевых зон сердечника. Поэтому при устранении обширных разрушений зубцовых зон крайних пакетов необходимо наряду с УЗК использовать электромагнитный метод контроля [9], позволяющий выявлять замыкания в глубине зубца, оценивать сте-

пень их опасности и контролировать состояние изоляции листов активной стали поврежденных зубцов в процессе их восстановления.

Выводы

1. Запечка крайних пакетов активной стали существенным образом повышает надежность и срок службы генераторов, однако полностью не решает проблему разрушения крайних пакетов, в частности, в случаях работы генераторов в режимах недо возбуждения.

2. Техническое состояние зубцовых зон запеченных крайних пакетов во многом зависит от общего состояния плотности прессовки сердечника и срока службы турбогенератора, но в основном определяется режимами их работы. При работе в маневренных режимах с потреблением реактивной мощности вероятно ускоренное развитие дефектов, возможны серьезные повреждения зубцовых зон запеченных крайних пакетов, вплоть до аварийных отключений турбогенераторов электрическими защитами.

3. У турбогенераторов с запеченными крайними пакетами сердечников статоров устранение ранней стадии развития распрессовки зубцов более эффективно, чем у турбогенераторов с незапеченными крайними пакетами сердечников.

4. Начальные стадии развития дефектов зубцов крайних запеченных пакетов сердечников статоров турбогенераторов имеют существенно более слабо выраженные внешние признаки, чем у незапеченных пакетов, поэтому их выявление только с помощью осмотров и ножа-щупа неэффективно.

5. С целью повышения надежности эксплуатации и продления срока службы статоров, имеющих запеченные крайние пакеты сердечников, целесообразно проведение профилактических обследований с использованием УЗК, начиная через 8–10 лет после ввода в эксплуатацию (т.е. при втором капремонте) у турбогенераторов, работающих в базовом режиме, и через 5–6 лет (т.е. при первом капремонте) при работе в маневренных режимах; далее в обоих случаях при каждом капитальном ремонте.

6. При устранении обширных разрушений зубцовых зон крайних пакетов необходимо наряду с УЗК использовать электромагнитный метод выявления замыканий листов активной стали в процессе выполнения ремонтных работ.

Список литературы

1. Основные дефекты, приводящие к тяжелым повреждениям турбогенераторов, и методы их выявления на ранней стадии развития / Пиккульский В. А. — Материалы докладов семинара-совещания «Итоги работы оборудования электростанций в 1996 г. и задачи повышения надежности его работы», РАО «ЕЭС России», М., 1997.

2. Геллер Р. Л., Бураков А. Н. Ослабление прессовки листов шихтованного сердечника вследствие упруговязкого течения лаковых пленок. – Электротехника, 1976, № 7.
3. Пикульский В. А. Влияние термомеханических деформаций в статоре турбогенератора на изменение плотности прессовки в зубцовой зоне крайних пакетов. – Электротехника, 1991, № 5.
4. Электромагнитные силы в торцевой зоне при распушении крайних пакетов статора генератора / Бураков А. М., Геллер Р. Л. и др. – Электротехника, 1982, № 12.
5. Пикульский В. А., Бутов А. В. Ультразвуковой метод оценки состояния плотности прессовки активной стали статора турбогенератора. – Электрические станции, 1993, № 3.
6. Безчастнов Г. А., Пикульский В. А. Исследование плотности прессовки активной стали турбогенератора ТВВ-320-2. – Энергетик, 1993, № 3.
7. Разработка и внедрение новых средств оценки технического состояния турбогенераторов в Ленэнерго / Бережанский В. Б., Пикульский В. А., Преснов Ю. Л. и др. – Электрические станции, 1994, № 3.
8. Пикульский В. А. Исследование эффективности восстановления плотности прессовки зубцовых зон крайних пакетов активной стали статора. – Электрические станции, 1992, № 12.
9. Электромагнитный метод выявления замыканий листов активной стали статора / Бутов А. В., Пикульский В. А., Поляков Ф. А., Шандыбин М. И. – Электрические станции, 1998, № 11.

Номенклатура и технические возможности ОАО “Новая сила”

Дриманович Л. И., Крафт В. П., Цацкин А. Я., инженеры

ОАО “Новая сила”

Открытое акционерное общество “Новая сила” ранее было широко известно как Ленинградский электромашиностроительный завод (ЛЭЗ) и многие специалисты во всем мире знают и помнят его под этим названием.

ОАО “Новая сила” имеет полувековую, с 1949 г., историю и полувековые традиции разработки и изготовления крупных электрических машин переменного тока. Это турбогенераторы до 320 МВт, двигатели и генераторы от 200 кВт до 10 000 кВт.

В 1987 г. наше предприятие вышло из состава “Электросилы”. В настоящее время несмотря на известные кризисные явления в экономике страны и благодаря решительным действиям руководства общества во главе с генеральным директором А. Н. Черновым экономическое положение ОАО “Новая Сила” стабильно.

ОАО “Новая сила” широко известно своим добросовестным отношением к поставкам машин заказчикам, среди которых значительную долю составляют энергетические предприятия России, дальнего и ближнего зарубежья.

По своим техническим возможностям ОАО “Новая сила” является одним из крупнейших и динамически развивающихся предприятий – изготовителем крупных электрических машин переменного тока среди мировых производителей. Производство сертифицировано по системе Интерсертинг, Соваск, Тюф-Норд.

Учитывая давние связи и большое значение поставок на объекты РАО “ЕЭС России”, в 1999 г. на нашем предприятии ряд выпускных цехов выделен в особую производственную единицу – комплекс энергетического электромашиностроения,

который возглавили наиболее активные и энергичные руководители.

Предлагаемый далее краткий обзор нашей номенклатуры дает представление о возможностях предприятия по поставкам основного и вспомогательного оборудования электростанций.

Номенклатура электрических машин, производимых ОАО “Новая сила” и предлагаемых к поставке на энергетические объекты, может быть условно разделена на четыре основных направления:

турбогенераторы;

асинхронные электродвигатели различных серий и единичного изготовления от 200 до 6000 кВт (А, АК, ДАЗО, АКН, АКС, АОД, АО);

синхронные двигатели и генераторы различных серий и единичного изготовления (СДН, СДНЗ, СДМЗ, СГД, СМ, СМВ, СГВ). Здесь необходимо выделить синхронные гидрогенераторы малых ГЭС как часть общей номенклатуры синхронных электрических машин;

в течение многих лет ОАО “Новая сила” является одним из основных поставщиков оборудования для атомных станций.

Вся номенклатура электрических машин очень обширна. За десятки лет существования предприятия она насчитывает сотни разработанных типов и многие тысячи изготовленных единиц.

Большинство электрических машин, изготавливаемых ОАО “Новая сила”, разработано нашей конструкторской службой.

Турбогенераторы. За свою полувековую историю ОАО “Новая сила” поставила свыше 700 турбогенераторов. Из общего объема поставок 66% установлены в России и странах б. СССР, 44% по-

ставлены более чем в 20 стран мира. В географии последних поставок – системы Мосэнерго, Ленэнерго, Челябинск, Пенза, станции Кенкоу и Хуанен-Пекин в КНР.

В настоящее время ОАО “Новая сила” предлагает:

Турбогенератор ТФ-60-2У3 с воздушным охлаждением, класс нагревостойкости изоляции обмоток F.

Генераторы серии ТФ характеризуются простой конструкции, высокой надежностью, взрыво- и пожаробезопасностью, минимальными издержками при эксплуатации и техническом обслуживании, высоким КПД.

Учитывая значительный срок службы турбогенераторов, установленных на объектах энергетики, ОАО “Новая сила” предлагает турбогенератор ТФ-60-2У3 взамен отработавших ресурс турбогенераторов ТВФ-63-2, ТВ-60-2, ТВ-50-2 с установкой на имеющийся фундамент.

Турбогенераторы ТЗВ-110-2У3 и ТЗВ-220-2У3 с полным водяным охлаждением.

Характеризуются взрыво- и пожаробезопасностью, высокой надежностью, простотой обслуживания, высоким значением КПД, высокой маневренностью. Они также устанавливаются на стандартные фундаменты блоков соответствующей мощности и на имеющиеся фундаменты генераторов, отработавших ресурс (ТВФ-100-2, ТВФ-120-2, ТВВ-160-2, ТВВ-200-2).

Одновременно мы предлагаем провести *модернизацию существующих генераторов*, которая предполагает замену обмотки статора на новую, класса нагревостойкости F – слюдотерм с усиленным креплением лобовых частей, новыми стержнями и переизолировкой соединительных шин; замену выводов, замену торцевых уплотнений вала (УВГ) на кольцевые, замену системы маслоснабжения УВГ и водородного охлаждения или их элементов.

Предлагается поставка запасных частей для ранее поставленных генераторов и их систем.

В номенклатуре нашего предприятия – *турбогенератор ТФ-25-2У3* с воздушным охлаждением. Ведутся работы по дальнейшему расширению номенклатуры и совершенствованию конструкции поставляемых турбогенераторов по конкретным запросам станций.

ОАО “Новая сила” осуществляет комплектную поставку систем *тиристорного возбуждения* на современной элементной базе.

Асинхронные электродвигатели серии АОД. Асинхронные одно- и двухскоростные электродвигатели серии АОД выпускаются нашим предприятием с 1990 г. И поставляются взамен широко применяемых на тепловых электростанциях электродвигателей ДАЗО и ДАЗО2 завода Армэлектромаш. Необходимо отметить, что на Армэлектромаше электродвигатели ДАЗО и ДАЗО2 осваивались

по нашим чертежам, однако затем решением Минэлектротехпрома эти двигатели были переданы в Ереван. На ОАО “Новая сила” до настоящего времени работают специалисты, помогавшие осваивать в Армении эти двигатели, в частности, переходить с вентиляторов-наездников на вентилятор наружного цикла вентиляции, установленный на валу.

Известные недостатки двигателей ДАЗО и ДАЗО2 изготовления Армэлектромаша послужили причиной их многочисленных выходов из строя и освоения на ОАО “Новая сила” новых современных двигателей АОД, имеющих передовые конструктивные решения, существенные запасы по надежности и долговечности в работе. Специальная конструкция фундаментных плит и балок позволяет использовать эти двигатели как для замены ДАЗО, ДАЗО2 без переделки фундамента, так и для целей новой установки.

Конструкцию двигателей АОД отличает:

сварная короткозамкнутая медная клетка из медных стержней глубокопазного сечения с установкой бандажных колец из легированной стали. Такая конструкция впервые применена на нашем предприятии, а способ сварки этой клетки разрабатывался совместно с киевским институтом Патона;

применены щитовые подшипники скольжения, которые повышают долговечность машин и снижают трудозатраты при обслуживании и ремонтах;

бóльшие, чем в ДАЗО и ДАЗО2, толщины обшивки и станины при меньшей массе самого двигателя, что также существенно повышает прочность станины, снижает уровень шума и вибрации при работе двигателей АОД;

изоляция обмотки статора односкоростных двигателей АОД до 1250 кВт и двухскоростных до 400 кВт выполнена класса F с использованием по классу В по технологии “Монолит-2”, остальных – терморезистивная с использованием ленты ЛИПЭФ-Тпл.

Асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором АО и АО2. Асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором АО и АО2 предназначены для привода вентиляторов и дымососов. Это серия крупных уникальных двигателей мощностью от 2 до 6 МВт, напряжением 6 кВ выпускается на различное число оборотов от 375 до 500 об/мин, а также двухскоростные. Ранее подобные двигатели выпускались ОАО “Новая сила” с двойной пусковой клеткой ротора. В частности, такую конструкцию имел ротор электродвигателя типа АО2-20-83-12 (5000 кВт, 6 кВ, 500 об/мин). После проведения многочисленных научных работ, расчетов и экспериментов на ОАО “Новая сила” было принято решение по изменению конструкции роторов на глубокопазное с пря-

моугольным медным стержнем и кольцом в сварном исполнении. Такая конструкция обеспечивает сохранение оптимальных пусковых режимов двигателей с повышением его надежности и долговечности. Стержни ротора в месте выхода из паза имеют специальное исполнение для компенсации мощных тепломеханических нагрузок. Такие модернизированные двигатели отработали в течение 5 лет на Пермской ГРЭС, Сургутской ГРЭС и ряде других объектов.

Накопленный на ОАО “Новая сила” опыт поставок крупных двигателей по типу АО для тягодутьевых механизмов позволил в 1994 – 1996 гг. поставить крупные партии таких двигателей для тепловых электростанций Китая и до настоящего времени замечаний по их работе нет. ОАО “Новая сила” готово поставить двигатели серии АО для нужд резерва, замены и нового строительства.

Электродвигатели асинхронные с короткозамкнутым ротором серии А4, ДАЗО4. Двигатели предназначены для привода насосов, мельниц, дробилок, вентиляторов. Мощность двигателей этой серии от 200 до 1000 кВт, 6 кВ, от 500 до 1500 об/мин. Двигатели типа А4, ДАЗО4 выпускаются взамен поставляемых ОАО “Новая сила” двигателей серии А, ДАЗО 12 и 13 габаритов. Поэтому для целей замены и ремонта ОАО “Новая сила” готово поставлять как старые двигатели А, ДАЗО 12 и 13 габаритов, так и новые двигатели А4, ДАЗО4 с переходной фундаментной плитой или балками для сохранения габаритных и присоединительных размеров.

ОАО “Новая сила” является первым предприятием, освоившим двигатели единой унифицированной серии А4, ДАЗО4 с короткозамкнутым ротором и входящих в эту серию двигателей АК4 с фазным ротором. Основными конструктивными особенностями этой серии являются: усиленная сварная алюминиевая клетка; усиленная обшивка; качественная изоляция типа “Монолит-2” класса F с температурным использованием по классу В.

Двигатели серии А4, ДАЗО4 поставляются ОАО “Новая сила” в течение многих лет и не имеют никаких замечаний от персонала тепловых электростанций и других промышленных объектов. Для ремонтных целей на ОАО “Новая сила” разработана система высоковольтной изоляции, позволяющая выполнить перемотку таких двигателей без снижения мощности.

Необходимо отметить наличие в номенклатуре нашего предприятия двигателей ДАЗО мощностью 315 – 2000 кВт, 6 кВ, 500 – 1500 об/мин, которые по своим параметрам и назначению занимают промежуточное положение между серией А4, ДАЗО4 и серией АОД. Эти двигатели имеют значительный запас по максимально допустимым маховым моментам механизма. Такие двигатели поставляются ОАО “Новая сила” с 1993 г. и зареко-

мендовали себя на местах эксплуатации как надежные и долговечные. Повышенные запасы по прочности пусковой клетки и изоляции статора дают возможность их установки для привода мощных тягодутьевых механизмов, в том числе взамен двигателей ДАЗО и ДАЗО2, изготовленных Армэлектромашем.

Асинхронные электродвигатели с фазным ротором серий АК4, АОК, АКН2. Выпускаемые ОАО “Новая сила” асинхронные электродвигатели с фазным ротором серий АК4, АОК предназначены для привода механизмов с тяжелыми условиями пуска – транспортеры, дробилки, мельницы, а также механизмы, требующие регулирования частоты вращения. Электродвигатели серии АКН2 предназначены для шахтно-подъемных механизмов. ОАО “Новая сила” предлагает комплектную поставку электродвигателей с фазным ротором с пусковой и пускорегулирующей аппаратурой: пусковая аппаратура типа УПРФ; пускорегулирующая аппаратура по типу тиристорного коммутатора ТТРЕ и ТТРП с широкими возможностями регулирования; пускорегулирующая аппаратура по типу ТПРС.

Заканчивая обзор асинхронных двигателей, необходимо упомянуть наши двигатели АЗД-13-52-12 специального исполнения на щитовых подшипниках скольжения для привода дробилок и 4АОВ-400У-4УЗ вертикального исполнения для привода насосов.

Таков далеко не полный перечень основных асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым и фазным ротором, входящих в номенклатуру ОАО “Новая сила”. Номенклатура асинхронных двигателей ОАО “Новая сила” охватывает фактически все области возможного применения, постоянно расширяется и обеспечивает надежный и долговечный привод различных механизмов.

Синхронные электродвигатели типов СДС, СДСЗ, СДМЗ, СДК, СДКП, СДН, СДНЗ. Выпускаемые нашим предприятием в течение десятков лет синхронные электродвигатели предназначены для привода мощных насосов, компрессоров, рубительных машин, цементных и рудоразмельных мельниц. Такие двигатели поставляются комплектно с тиристорной системой возбуждения.

Синхронные генераторы ГСБ, СГД, СГ. ОАО “Новая сила” является поставщиком синхронных генераторов различного назначения: в составе модульных дизель-генераторных установок; в составе газотурбинных установок; сварочные генераторы магистральных газо- и нефтепроводов.

Синхронные гидрогенераторы. Накопленный за многие годы опыт изготовления синхронных электрических машин позволил освоить на ОАО “Новая сила” выпуск синхронных горизонтальных и вертикальных гидрогенераторов для обеспечения комплектации малых ГЭС. Такие поставки нашим предприятием осуществляются с начала

90-х годов совместно с рядом заинтересованных организаций.

Синхронные гидрогенераторы ОАО “Новая сила” мощностью до 4 МВт работают на каскаде Кубанских ГЭС, в системе Каббалкэнерго и других объектах Кавказского региона России.

При изготовлении гидрогенераторов на ОАО “Новая сила” применяются проверенные конструктивные решения по прочности корпусов станин, современные обмоточные провода и изоляционные материалы, а в случае вертикального исполнения – современные материалы при изготовлении памятников. При этом в конструкции таких машин предусматривается все для выполнения основных требований эксплуатации: длительность и безотказность работы, простота обслуживания, сжатые габариты для обеспечения минимальных затрат в строительстве зданий ГЭС, комплектная поставка систем возбуждения, наличие всех необходимых систем контроля, обеспечение работы как на единичную нагрузку, так и работу параллельно с сетью.

Регулируемый привод. Регулируемый привод вентиляторов, дымососов, насосов, мельниц является широко внедряемым в настоящее время в передовых промышленных странах способом привода механизмов. Он позволяет осуществлять работу в оптимальных экономических режимах. Например, на тепловых электростанциях обеспечивается экономичный режим работы по расходу воды и электроэнергии собственных нужд в зависимости от нагрузки энергоблоков. Необходимо выделить четыре основных направления по созданию такого привода:

Частотно-регулируемый привод в составе асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором с напряжением на статоре до 1000 В, т.е. *низковольтный* и преобразователь частоты. На ОАО “Новая сила” выполнены проработки и мы готовы в оптимальные сроки выполнить поставку

асинхронных электродвигателей по типу ДАЗО на напряжение 660 и 890 В. В части комплектации преобразователями частоты мы ориентируемся на российских поставщиков. Одновременно ОАО “Новая сила” имеет налаженные связи с фирмой “Сименс”.

Второе направление – *высоковольтный* привод в составе асинхронного электродвигателя напряжением, как правило, до 6 кВ и преобразователя частоты. Этот вид привода является более дорогостоящим, по сравнению с низковольтным, однако в ряде случаев, например, для мощных приводов, его применение экономически оправдано.

Регулируемый привод в составе асинхронного электродвигателя с фазным ротором и пускорегулирующей аппаратуры. Это традиционный вид привода, который ОАО “Новая сила” осуществляет в течение многих лет. Как уже отмечалось, в настоящее время осуществляется комплектация пускорегулирующей аппаратурой на современной элементной базе по принципу тиристорного коммутатора ТТРЕ, ТТРП и аппаратуры по типу ТПРС.

Регулируемый привод на базе синхронного двигателя и преобразователя.

ОАО “Новая сила” имеет опыт поставок оборудования в составе регулируемого привода для тягового асинхронного привода электропоездов пригородного сообщения.

Таким образом, на ОАО “Новая сила” имеется опыт поставок электродвигателей и аппаратуры в составе регулируемого привода и мы готовы осуществлять такие поставки как для замены традиционного привода механизмов, так и для целей нового строительства. Мы считаем, что при решении вопросов комплектации вспомогательным оборудованием вновь вводимых энергоблоков необходим технико-экономический анализ применения регулируемого привода и готовы к сотрудничеству в этом направлении.

О ближнем резервировании на подстанциях с выключателем 110 кВ в цепи трансформатора

Маруда И. Ф., инж.

Волгоградэнерго

В соответствии с информационным письмом ИП-1-96э РАО “ЕЭС России” от 30/IX 1996 г. “О совершенствовании ближнего и дальнего резервирования работы устройств РЗА распределительных сетей 6 – 110 кВ” предлагаются следующие виды ближнего резервирования и принципы их

выполнения для подстанций с выключателем в цепи трансформатора.

Резервирование отказа выключателя. На подстанциях (ПС) распределительных сетей 110 кВ, на которых для повышения надежности работы электрических сетей и электроснабжения

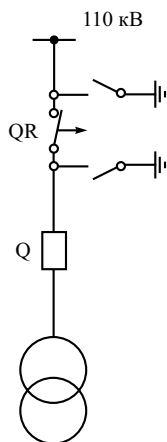


Рис. 1. Схема подстанции с отделителем:

QR – отделитель типа ОДЗ-110

потребителей производятся замены отделителей-короткозамыкателей 110 кВ (ОД-КЗ-110) на выключатели, и новых ПС с выключателями в цепях трансформаторов предлагается выполнять устройство резервирования отказа выключателя – УРОВ, используя полезную модель РФ “Электрическая подстанция” (Маруда И. Ф., свидетельство 5891).

С заменой ОД-КЗ-110 подстанции лишаются одного из видов ближнего резервирования – отключения отделителя 110 кВ при отказе во включении короткозамыкателя – УРОК и выполнение УРОВ восстановит на ПС этот вид ближнего резервирования.

Полезная модель № 5891 предусматривает установить отделитель 110 кВ в цепи трансформатора вместо разъединителя, выполнить устройство резервирования отказа выключателя и производить отключение отделителя при отказе в отключении выключателя. Схема ПС изображена на рис. 1.

Эффективность использования отделителей для отключения коротких замыканий на низкой стороне трансформаторов подтверждена практикой эксплуатации ОД-КЗ-110.

Выполнение резервной максимальной токовой защиты на стороне 110 кВ трансформатора. Резервную МТЗ на стороне 110 кВ трансформатора предлагается выполнить с использованием одной фазы трансформатора напряжения 110 кВ вместо трех, встречающихся в проектах, в качестве источника ее оперативного тока.

Такой вариант исполнения защиты позволяет сохранить одинаковую надежность максимальных токовых защит трансформатора (основной и резервной) как в нормальном, так и в ослабленных режимах, когда на ПС в работе находится один трансформатор собственного расхода (ТСР), например, в пусковой, ремонтный и другие периоды.

В варианте, когда основная и резервная МТЗ питаются от разных ТСР подстанции, обе защиты

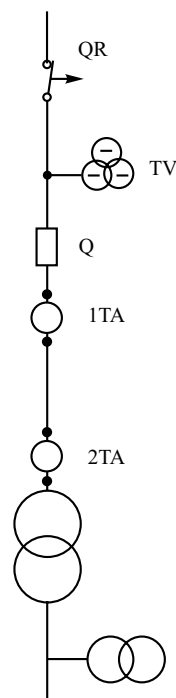


Рис. 2. Схема подстанции с выключателем, отделителем и выносными трансформаторами:

TV – ТН 110 кВ; 1TA – выносной ТТ 110 кВ резервной максимальной токовой защиты; 2TA – встроенный в трансформатор ТТ

в этих случаях оказываются запитанными от одного ТСР, что снижает надежность защиты трансформатора.

Кроме того, использование ТН 110 кВ позволяет выполнить резервную МТЗ 110 кВ на выпрямленном оперативном токе – наиболее надежном переменном оперативном токе, что подтверждается широкой практикой использования его в защитах линий 110 кВ проходных ПС распределительных сетей 110 кВ.

На рис. 2 изображена первичная схема ПС с выключателем, отделителем, выносными трансформаторами тока и напряжения 110 кВ в цепи трансформатора.

Защита на выпрямленном оперативном токе (рис. 3). Для получения выпрямленного постоянного оперативного тока используются стабилизированный блок питания напряжения, включаемый на обмотку 100 В ТН 110 кВ, и стабилизированные токовые блоки типа БПТ-1002.

Выпрямленный оперативный ток применяется как для цепей защиты, так и цепей отключения выключателя и отделителя.

В качестве стабилизированного блока питания напряжения можно использовать трехфазный блок типа УПНС-М или заказать изготовить однофазный.

Трехфазный блок, включая в режим питания на напряжение 100 В ТН 110 кВ одной фазы, целесообразно включить двумя обмотками, например АВ и СА, соединив перемычкой клеммы питания В и

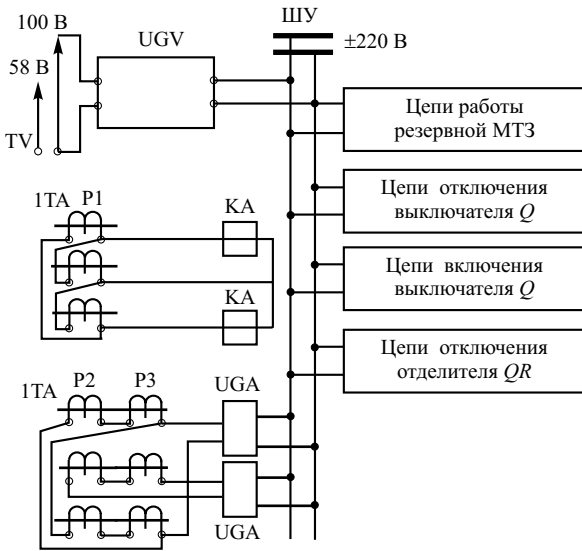


Рис. 3. Защита на выпрямленном оперативном токе:

включение выключателя Q (BMT-110) осуществляется при взведенной пружине привода; UGV – стабилизированный токовый блок питания; KA – реле тока резервной МТЗ

С блока. Это позволит получить диапазон стабилизации s от 0,55 до 1,1 U_n вместо $(0,7 \div 1,1)U_n$ по техническим данным при двухфазном питании блока.

Обмотка с $U = 100$ В фазы ТН 110 кВ обеспечивает выдачу мощности во вторичные цепи, равную мощности трех фаз ТН обмоток с фазным напряжением $U = 58$ В.

В трансформаторах малой мощности, например 2,5 МВ·А, у которых малы значения токов ко-

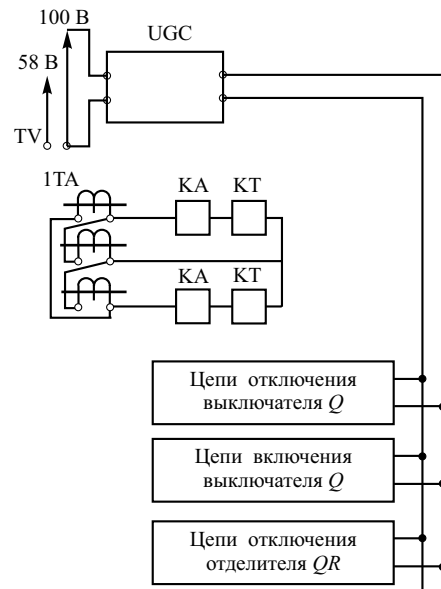


Рис. 4. Защита на переменном оперативном токе:

включение выключателя Q (BMT-110) производится при взведенной пружине привода; UGC – устройство питания БПЗ-401 с блоком конденсаторов БК-400; KT – реле времени РСВ-13; KA – реле тока резервной МТЗ

роткого замыкания при КЗ на низкой стороне и поэтому не обеспечивается работа токовых блоков, последние не используются. Блок напряжения обеспечивает работу защиты.

Защита на переменном оперативном токе (рис. 4) выполнена с использованием реле времени типа РСВ-13 и устройств питания типа БПЗ-401 и блоков накопительных конденсаторов БК-400, также питающихся от обмотки 100 В ТН 110 кВ. По сравнению с предыдущей схема более экономична из-за отсутствия в ней токовых блоков питания, но менее надежна, так как цепи защиты с устройствами питания и блоками конденсаторов в эксплуатации менее надежны.

Схема может применяться для всех имеющихся в распределительных сетях 110 кВ трансформаторов.

Общие замечания по выполнению основной МТЗ трансформатора:

1. На ПС с выключателем 110 кВ в связи с невозможностью отключения выключателя по “дешунтированию” принцип “дешунтирования” в основной МТЗ целесообразно сохранить и выполнить отключение отделителя 110 кВ резервным действием защиты при отказе выключателя, т.е. использовать его для УРОВ.

Практикой подтверждена надежность работы защиты по “дешунтированию”.

Для этого в привод ОД-110 необходимо установить токовые катушки, аналогичные катушкам короткозамыкателя 110 кВ.

2. Защиты трансформаторов, где реле дифференциальной защиты и основной МТЗ включены в

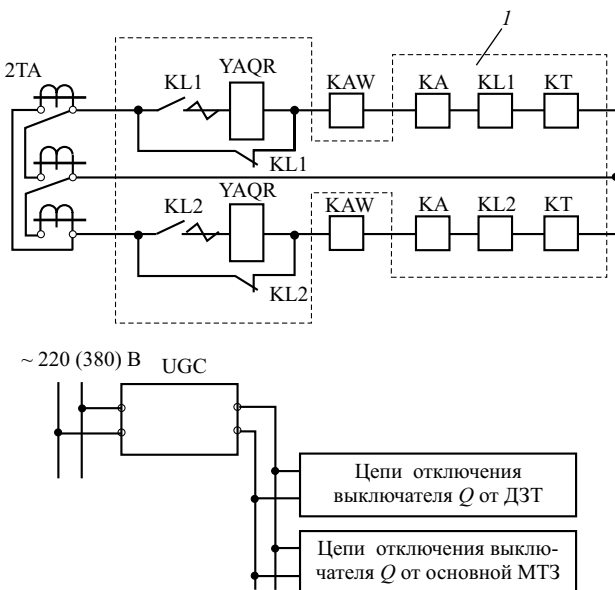


Рис. 5. Защиты трансформаторов с разделением оперативных цепей:

I – цепи основной МТЗ; $YAQR$ – токовая катушка отключения отделителя

одни токовые цепи, необходимо разделить по оперативным цепям, чтобы при работе дифзащиты не происходило отключение выключателя и отделителя трансформатора одновременно.

На рис. 5 указанные изменения выделены.

Выводы

Для ПС распределительных сетей 110 кВ с выключателями в цепях трансформаторов предлагаются следующие виды ближнего резервирования и принципы их выполнения.

1. Резервирование отказа выключателя. Предлагается в цепи трансформатора устанавливать отделитель 110 кВ вместо разъединителя, выполнить устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) и отделителем производить отключение КЗ на НН трансформатора при отказе в отключении выключателя.

Эффективность использования отделителей для отключения КЗ на низкой стороне трансформаторов подтверждена практикой эксплуатации ОД-КЗ-110.

2. Выполнение резервной МТЗ на стороне 110 кВ трансформатора.

Предлагается резервную МТЗ 110 кВ выполнять с использованием одной фазы ТН 110 кВ в качестве источника ее оперативного тока.

Такое исполнение защиты позволяет сохранить одинаковую надежность максимальных токовых защит трансформатора (основной и резервной) как в нормальном, так и в ослабленных режимах, когда на ПС в работе находится один трансформатор собственного расхода.

В варианте, когда основная и резервная МТЗ питаются от разных ТСР подстанции, в режимах работы одного ТСР на ПС обе МТЗ оказываются запитанными от одного ТСР, что снижает надежность защиты трансформатора.

Кроме того, использование ТН 110 кВ позволяет выполнить резервную МТЗ 110 кВ на выпрямленном оперативном токе – наиболее надежном переменном оперативном токе, что подтверждается широкой практикой использования его в защитах линий 110 кВ проходных ПС распределительных сетей 110 кВ.



ЗАО "МОСКАБЕЛЬМЕТ"

ПОСТАВКА ПРОДУКЦИИ С ЗАВОДА

Факс: (095) 361-4728
111024, Москва,
2я Кабельная, 2
<http://www.mkm.ru>
E-mail: sale@mkm.ru

(095) 777 7500	СИЛОВЫЕ КАБЕЛИ
(095) 777 7503	ЦВЕТНОЙ ПРОКАТ
(095) 777 7502	ЭМАЛИРОВАННЫЕ ПРОВОДА
(095) 777 7501	Широкая гамма ПРОВОДОВ
(095) 777 7504	ОБМОТОЧНЫЕ ПРОВОДА
(095) 777 7534	САМОНЕСУЩИЕ изолированные провода (СИП)

ОБМЕН ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОПЫТОМ

Влияние качества электрической энергии на уровень ее потерь в сетях

Галанов В. П., Галанов В. В., инженеры

ОАО Бурятэнерго

О том, что снижение параметров качества электрической энергии приводит к дополнительным потерям электрической энергии, известно давно. Вместе с тем, считается, что при изменении показателей качества в нормированных пределах можно пренебречь их влиянием на потери энергии в сетях энергосистем [1].

Насколько такое положение соответствует фактическому соотношению дополнительных и основных потерь, видно по приведенным далее результатам обработки измерений параметров электрической энергии, полученных с помощью ИВК "ОМСК" для пяти ВЛ 220 кВ системообразующей сети АО Бурятэнерго.

Т а б л и ц а 1

№ ВЛ	Показатель качества электроэнергии, %				
	K_{UA}	K_{UB}	K_{UC}	K_{2U}	K_{0U}
ВЛ-1	1,56	1,72	1,98	1,02	0,20
ВЛ-2	1,54	1,74	2,11	1,06	0,26
ВЛ-3	1,39	1,55	1,82	1,04	0,19
ВЛ-4	1,37	1,55	2,00	0,99	0,19
ВЛ-5	1,50	1,46	2,10	1,10	0,19

Т а б л и ц а 2

№ ВЛ	Ток в линиях, А					
	I_1	I_2	I_0	I_{nA}	I_{nB}	I_{nC}
ВЛ-1	96,38	14,01	12,22	9,73	10,02	9,30
ВЛ-2	139,02	14,82	1,18	15,63	11,67	13,50
ВЛ-3	63,15	4,93	0,61	5,77	6,18	5,56
ВЛ-4	50,85	4,02	0,58	5,24	5,00	4,60
ВЛ-5	153,83	18,15	11,69	4,63	5,23	5,59

Т а б л и ц а 3

№ ВЛ	Дополнительные потери, % токов			
	I_2	I_0	I_n	Суммарные
ВЛ-1	2,37	1,62	1,01	5,00
ВЛ-2	1,35	0,01	0,99	2,35
ВЛ-3	0,67	0,01	0,91	1,59
ВЛ-4	0,73	0,014	1,04	1,78
ВЛ-5	1,46	0,59	0,13	2,18
Всего	1,44	0,50	0,44	2,38

Измерения проводились поочередно в рабочие сутки июня – характерного месяца минимальных нагрузок потребителей. Средние значения контролируемых показателей качества, приведенные в табл. 1, различаются между собой не очень значительно, как и режимы загрузки рассматриваемых ВЛ в период измерений, что позволяет выполнить суммирование и обобщение результатов. Измерения на каждой ВЛ проводились в течение суток с интервалом между каждым последующим измерением в 1 мин.

В табл. 2 приведены средние значения токов прямой, обратной и нулевой последовательностей и токов высших гармоник в каждой фазе.

В табл. 3 приведены рассчитанные значения дополнительных потерь энергии от токов обратной и нулевой последовательностей и высших гармоник в процентах потерь, соответствующих симметричному режиму без высших гармоник.

В абсолютных единицах дополнительные потери за год в обследованных ВЛ составляют более 520 тыс.кВт·ч, что примерно равно годовому потреблению среднего сельского населенного пункта или небольшого промышленного предприятия.

Если по показателям искажения синусоидальности напряжений имели место выходы за нормируемые значения, то показатели искажения симметрии напряжений не превышали нормируемые ГОСТ 13109-97 [2] значения. Вместе с тем, обусловленные токами I_2 и I_0 (из табл. 3 $1,44 + 0,50 = 1,94\%$) за год они составляют более 420 тыс.кВт·ч.

Вывод

При значениях показателей качества электроэнергии, не превышающих или незначительно превышающих нормированные, токи искажений оказываются весьма существенными и их влияние на потери электроэнергии должно учитываться в расчетах.

Список литературы

1. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / Под ред. Казанцева В. Н. М.: Энергоатомиздат, 1983.
2. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Издательство стандартов, 1998.

Контроль опорных трансформаторов тока и вводов силовых трансформаторов под рабочим напряжением в энергосистемах Украины

Шинкаренко Г. В., канд. техн. наук

Донбасская электроэнергетическая система

Опорные трансформаторы тока (ТТ) 330 – 750 кВ и вводы силовых трансформаторов (ВСТ) 110 – 750 кВ, которые контролируются под рабочим напряжением, оснащаются устройствами присоединения и подключения (УПР и УПД). УПР включается в рассечку шинки заземления измерительного вывода – вывода от наружной обкладки изоляции или экрана ТТ или ВСТ и предназначено для его защиты от перенапряжений и выдачи в УПД тока, пропорционального току утечки. Под током утечки понимается ток в цепи измерительного вывода, поступающий на вход УПР. Он складывается из тока изоляции, протекающего внутри изоляции под действием приложенного напряжения, и тока влияния, вызываемого рядом расположенными и находящимися под напряжением влияющими электроустановками. Перенапряжения на входе УПД могут возникнуть при:

скачках напряжения в электрической сети и операциях с разъединителем, через который ТТ присоединяется к электрической сети;

обрыве кабеля, соединяющего УПР с УПД.

Устройство подключения имеет постоянную электрическую связь с УПР и предназначено для подключения переносных устройств измерения.

В энергосистемах Украины применяются два основных метода контроля под рабочим напряжением. С помощью первого, называемого мостовым, контролируется изменение разности тангенсов угла диэлектрических потерь изоляции двух одноименных фаз электрических установок разных присоединений [1]. При использовании второго метода, называемого неравновесно-компенсационным [1], проверяется нормированный ток I_{Σ}^* – отношение суммы предварительно выравненных токов на выходе УПР трех фаз ТТ или ВСТ I_{Σ} к току УПР одной из фаз, например, с минимальным током утечки, принимаемым за базовый I_6 . Кроме этого, распространена разновидность второго метода, когда измеряется только I_{Σ} .

Далее виды контроля, реализуемые перечисленными методами, для краткости названы соответственно дифференциальным, балансировочным и упрощенным балансировочным контролем (ДК, БК и УБК). Кроме этого, вводятся понятия:

группа объединенных трансформаторов тока или вводов – группа ТТ или ВСТ, используемая

для получения одного измерения, применяемого при оценке состояния;

начальные измерения – измерения при периодическом ДК или БК, которые проводятся первый раз при конкретной схеме ОРУ и температуре окружающего воздуха.

Пятнадцать подстанций и ОРУ электростанций Украины напряжением 330 – 750 кВ оборудованы централизованными системами (ЦС) автоматического и полуавтоматического БК и УБК, к которым подключены 216 фаз ТТ 750 кВ и 291 фаза ТТ 330 кВ. Около 1000 фаз ТТ 330 кВ на территории Днепроградской, Центральной, Юго-Западной и Донбасской электроэнергетических систем (ЭС) поставлены под периодический ДК. Число контролируемых ВСТ существенно меньше. Три комплекта устройств собственной разработки для непрерывного БК ВСТ 110 – 330 кВ внедрены в Донбасской ЭС. На 58 трехфазных группах ВСТ 110 – 330 кВ на территории Центральной и Юго-Западной ЭС осуществляется периодический УБК.

В энергосистемах Украины нашли применение схема УПР, которая показана на рис. 1 [1], и ее модификация, не содержащая разрядника $FV1$. Отсутствие $FV1$ резервируется использованием разрядников во входных цепях переносных и стационарных устройств измерения. В качестве $FV1$ применяется в основном газоразрядный элемент типа Р-350. Он имеет статическое напряжение пробоя 310 – 390 В и не нормируется на динамическое напряжение пробоя, которое в 5 – 6 раз больше [2], поэтому при высокочастотных перенапряжениях, вызываемых обычно коммутациями разъединителей на ОРУ и зависящих от соотношения емкостей главной изоляции и изоляции наружных слоев контролируемого ТТ или ВСТ, работает часто не

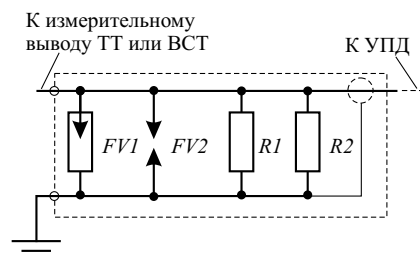


Рис. 1. Схема устройства присоединения

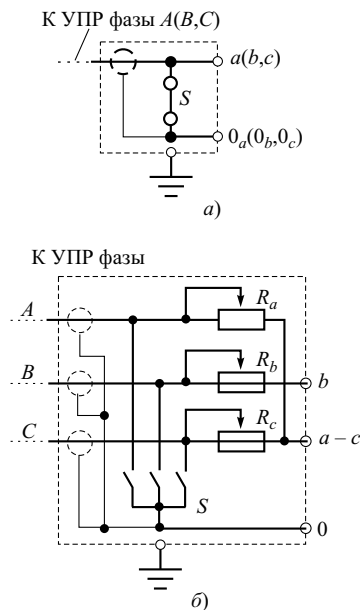


Рис. 2. Однофазная (а) и трехфазная (б) схемы подключения

разрядник, а искровой промежуток $FV2$, что неоднократно подтверждалось результатами ревизий УПР. При периодическом контроле ТТ или ВСТ применяются резисторы $R1$ и $R2$ типа С5-35, ПЭВ-25 или ТВО-20 с суммарным сопротивлением 1 – 1,5 кОм. В случае непрерывного контроля в подавляющем числе случаев – только ТВО-20. Это связано с тем, что УПД, применяемые при периодическом ДК или БК, имеют однофазный или трехфазный коммутационный элемент S (рис. 2), с помощью которого $R1$ и $R2$ постоянно зашунтированы и не подвергаются высокочастотным перена-

пряжениям. Они кратковременно расшунтируются только при измерениях. В это время на ОРУ не разрешаются операции с разъединителями и вводится запрет автоматического повторного включения, что сводит к минимуму появление высокого напряжения на входе УПР. При непрерывном БК резисторы $R1$ и $R2$ не шунтируются и вследствие этого подвергаются частому воздействию высокочастотных перенапряжений, хотя и ограниченных по уровню искровым промежутком. Проволочные резисторы С5-35 и ПЭВ-25, как показал опыт эксплуатации, такого воздействия часто не выдерживают. Поэтому на подстанциях и электростанциях Украины, где применяется непрерывный БК, произошел массовый переход на более надежные резисторы с объемным проводящим слоем типа ТВО-20. Схема УПР с нелинейным ограничителем перенапряжений ОПН-0,4, рекомендуемая [3], на Украине не используется. Вместо $FV1$, $R1$ и $R2$ целесообразно применять полупроводниковые ограничители напряжения или специальные разрядники, выдерживающие длительное протекание тока утечки, обладающие в закрытом состоянии большим сопротивлением и нормированные на динамическое напряжение пробоя [2].

Для периодического ДК используется однофазное УПД (рис. 2, а). Каждая фаза УПД может размещаться в отдельном корпусе, прикрепленном к железобетонной стойке соответствующей фазы ТТ. Во многих случаях три фазы УПД устанавливаются в одном корпусе, смонтированном на железобетонной стойке ТТ фазы В. В УПД, размещенных в групповых шкафах (ГШ) и значительно удаленных от ТТ, имеются разрядники, которые защищают от перенапряжений, возникающих при КЗ на

Общие сведения об эксплуатации централизованных систем контроля изоляции ТТ 330 – 750 кВ в Минэнерго Украины

Наименование объекта	Число фаз ТТ в системе		Эксплуатация системы	
	330 кВ	750 кВ	Начало	Окончание
Славянская ГРЭС	36	–	1972	1979
Кураховская ГРЭС	45	–	1974	1992
Углегорская ГРЭС	21	–	1974	1984
Запорожская АЭС	3	51	1986	1995
Чернобыльская АЭС	–	30	1987	1990
Южно-Украинская АЭС	–	24	1988	–
Хмельницкая АЭС	–	33	1994	–
Подстанция:				
Красноармейская-330	12	–	1976	1995
Донбасская-750	21	6	1977	1987
Западно-Украинская-750	39	33	1982	1990
Винницкая-750	24	18	1982	–
Днепропетровская-330	18	–	1991	–
Днепродзержинская-330	24	–	1991	–
Прометей-330	12	–	1991	–
Днепровская-750	36	21	1993	–

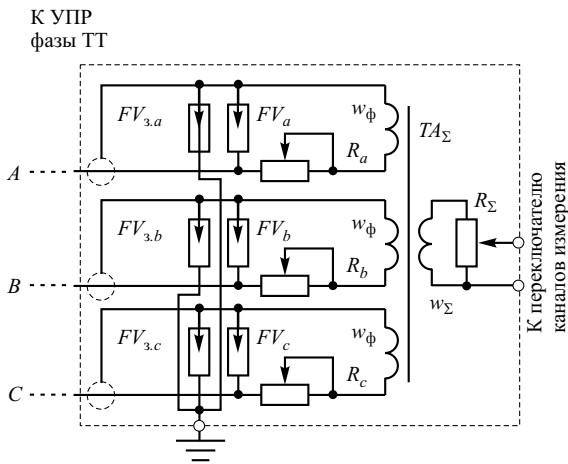


Рис. 3. Используемая на практике схема канала измерения устройства измерения централизованной системы контроля ТТ

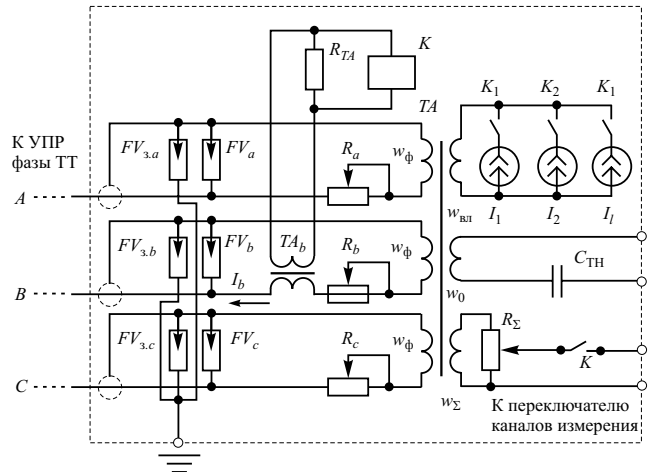


Рис. 4. Модернизированная схема канала измерения

ОРУ. Трехфазное УПД, показанное на рис. 2, б, начало внедряться в Донбасской ЭС для периодического БК вводов силовых трансформаторов. В ЭС, где применяется УБК, внедрены трехфазные УПД, у которых нет клеммы *b*, предназначенной для получения нормированного тока, а ток УПР ВСТ фазы *B* суммируется с токами УПР ВСТ остальных фаз не через переносное устройство измерения, а внутри УПД.

Из таблицы видно, что ЦС, смонтированные 15 – 25 лет назад, в настоящее время почти все выведены из работы. Отбраковок ТТ с помощью ЦС практически не было. Отсутствие положительных результатов применения при больших материальных затратах на монтаж и текущую эксплуатацию требует детального критического анализа принципов функционирования ЦС.

Возьмем в качестве примера централизованную систему контроля ТТ, которая внедрялась в разных модификациях на подстанциях 750 кВ фирмой ОРГРЭС (Москва). ЦС осуществляет непрерывный БК, при котором ее устройство измерения постоянно включено в работу. Устройство измерения размещается в релейном зале, имеет отдельные каналы измерения, число которых соответствует числу контролируемых групп объединенных ТТ, и соединяется со всеми УПР с помощью коаксиальных кабелей. УПД не применяется. Канал выполняет функции выравнивания и суммирования токов УПР и нормирования. Его выход подключается к переключателю, выход которого присоединяется к измерителю нормированного тока. Измеритель имеет в своем составе реле с регулируемой уставкой для организации внешней сигнализации при возрастании нормированного тока до заданного предельного значения. Выравнивание токов УПР осуществляется переменными резисторами R_a, R_b, R_c (рис. 3). Токи УПР поступают на соответствующие первичные обмотки w_ϕ разделительного трансформатора тока TA . Пере-

менный резистор R_Σ используется для процедуры нормирования.

При внедрении ЦС предполагалось, что после действия ее сигнализации дефектные ТТ будут выводиться из работы для устранения неисправности или замены. На практике уставки сигнализации предельно загрублены и выбраны с учетом максимально возможных колебаний I_{Σ^*} , не связанных с ухудшением изоляции ТТ. Анализ работы ЦС на энергообъектах Украины показал, что для ТТ 330 кВ значения I_{Σ^*} могут достигать 0,025, а для ТТ 750 кВ – 0,02, что существенно превышает уровни, которые соответствуют развивающемуся дефекту, равные соответственно 0,005 – 0,015 и 0,005 – 0,01 [3]. В связи с этим квалифицированный персонал служб или лабораторий изоляции вынужден постоянно контролировать работу ЦС, для чего на ряде подстанций организована ежедневная или еженедельная запись в журналы учета значений I_{Σ^*} .

В Минэнерго Украины отбраковка периодически контролируемых под рабочим напряжением фаз ТТ 330 кВ составляет ориентировочно 0,008 1/год на фазу. При такой отбраковке действующие ЦС помогут зафиксировать возникновение дефектов в ТТ 330 кВ от 1 (ПС Прометей-330) до 3 (ПС Днепровская-750) раз за 10 лет эксплуатации. В таких условиях трудно требовать от квалифицированных специалистов тщательного рутинного поиска причин появления I_{Σ^*} . Показанная на рис. 3 схема канала измерения может найти распространение только после ее модернизации, направленной на устранение причин нестабильной работы. Принципиальные технические решения, которые могут быть реализованы различным образом и позволяют сделать непрерывный БК пригодным для эксплуатации, показаны на рис. 4.

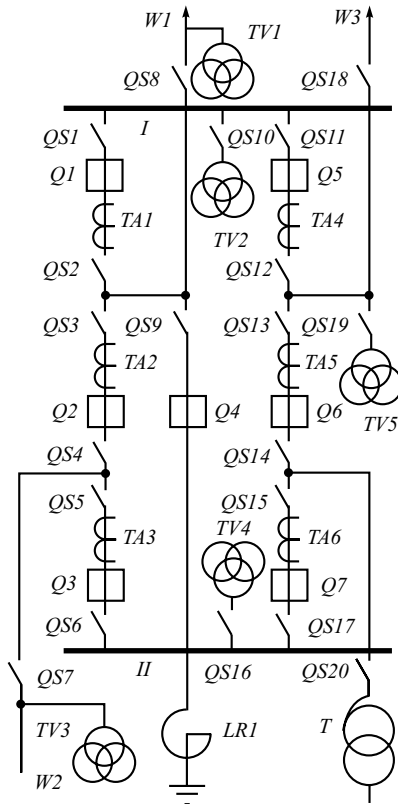


Рис. 5. Схема ОРУ подстанции

Одной из самых существенных причин изменения I_{Σ^*} , не связанных с возникновением дефекта в изоляции, является отключение присоединения, к которому подключена группа объединенных ТТ. Выравнивание токов УПР осуществляется при находящихся под напряжением влияющих электроустановках. Поэтому после отключения группы объединенных ТТ в соответствующем канале измерения начинают протекать токи УПР, содержащие только составляющие, которые пропорциональны токам влияния и не выравнены. Следует учитывать также, что наведенные на незаземленной ошиновке ТТ напряжения создают в УПР остаточные токи изоляции, которые также не выравнены. Поэтому первая модернизация заключается в следующем. Последовательно с одним из входов канала измерения, например, в фазе *B*, включается второй разделительный трансформатор тока TA_b , к вторичной обмотке которого присоединяется реле *K*. Оно находится в сработавшем состоянии, когда группа объединенных ТТ включена и по фазе *B* протекает ток УПР. При отключении ТТ ток резко уменьшается, реле *K* переходит в несработавшее состояние, его контакт K_1 размыкается и блокирует поступление сигнала к переключателю каналов измерения.

Второй причиной колебаний нормированного тока является небольшое изменение напряжения нулевой последовательности U_0 на шинах подстанции при коммутациях мощных высоковольтных линий, обладающих несимметрией фазных

параметров. Это характерно для ВЛ 750 кВ. Компенсация изменений U_0 может быть осуществлена с помощью дополнительной обмотки w_0 трансформатора *TA*, которая подключается к цепи $3U_0$ ТН через конденсатор $C_{ТН}$ [4]. Емкость этого конденсатора подбирается в соответствии с выражением

$$C_{ТН} = \frac{n_{ТНдоп}}{\omega_{раб}} \frac{w_{\phi}}{w_0} \frac{I_6}{U_{раб}},$$

где $n_{ТНдоп}$ – коэффициент трансформации между обмоткой высокого напряжения и вторичной дополнительной обмоткой ТН; $\omega_{раб}$ и $U_{раб}$ – угловая частота и фазное напряжение электрической сети в момент измерения базового тока I_6 в обмотке w_{ϕ} .

Один из вариантов выбора $C_{ТН}$ заключается в следующем. Сопротивление резистора в цепи базового тока полностью выводится и после этого не регулируется. Остальные резисторы вводятся на 10 – 15% номинального значения. Обмотка w_{Σ} закорачивается. Затем измеряется получившийся ток I_6 и по приведенной формуле находится $C_{ТН}$. После подключения $C_{ТН}$ производится выравнивание токов УПР и процедура нормирования с использованием тока I_6 [5].

Третьей существенной причиной изменения нормированного тока является отключение влияющих электроустановок или участка влияния ОРУ, когда в токах УПР исчезают составляющие, пропорциональные соответствующим токам влияния. Под участком влияния (УВ) понимается элемент ОРУ, ограниченный со всех сторон коммутационными аппаратами (выключателями и разъединителями), отсоединяющими источники напряжения, и не имеющий внутри других коммутационных аппаратов. Компенсация таких изменений может быть осуществлена второй дополнительной обмоткой $w_{вл}$, к которой подключаются через контакты реле K_1, K_2, \dots искусственные источники тока I_1, I_2, \dots , фаза и модуль которых подобраны таким образом, что при включении УВ и замыкании соответствующего контакта происходит компенсация скачка нормированного тока [5]. Наличие или отсутствие напряжения на УВ может контролироваться по характерным признакам. Условно можно выделить два вида УВ:

с электрическим аппаратом, позволяющим контролировать наличие или отсутствие напряжения;

без элементов проверки напряжения.

На рис. 5 показан фрагмент ОРУ, собранного по полуторной схеме и имеющего типичные УВ. Участки влияния с ТН без собственного разъединителя, ТТ, вводами реакторов и силовых трансформаторов относятся к первому типу. У ТТ измеряется уровень тока утечки в каждой фазе. Показателем снятия напряжения будет скачкообразное снижение фазных токов утечки. Таким образом, можно контролировать УВ, заключенный, напри-

мер, между выключателем $Q1$ и разъединителем $QS2$ ($Q5$ и $QS12$). Контроль напряжения на УВ, заключенных между выключателем $Q4$ и реактором $LR1$, разъединителем $QS20$ и силовым трансформатором T осуществляется с помощью измерения токов утечки вводов реактора или силового трансформатора. Отключение напряжения на линиях электропередачи $W1$ и $W2$ проверяется по скачкообразному снижению вторичных фазных напряжений ТН $TV1$ и $TV3$.

Необходимым и достаточным условием для принятия решения об отсутствии напряжения на УВ второго типа является отключенное положение всех его коммутационных аппаратов. При включенном разъединителе со стороны смежного УВ первого типа в качестве измерительного элемента можно использовать принадлежащие им ТТ, ТН или вводы. Если смежный УВ также относится ко второму виду, то наличие или отсутствие напряжения на нем проверяется по положению собственных коммутационных аппаратов.

Рассмотрим УВ, ограниченный разъединителями $QS2$, $QS3$, $QS8$ и $QS9$. Если разъединитель $QS2$ включен, то напряжение на этом участке можно проверять одновременно с участком влияния первого типа, ограниченным выключателем $Q1$ и разъединителем $QS2$, используя трансформатор тока $TA1$. Для этой же цели можно применить трансформатор тока $TA2$ и трансформатор напряжения $TV1$ при включенных разъединителях $QS3$ и $QS8$ соответственно. В качестве другого примера возьмем УВ между выключателем $Q2$ и разъединителем $QS4$. Если оба коммутационных аппарата отключены, то напряжения на УВ нет. При включенном $Q2$ проверка напряжения осуществляется с помощью ТТ $TA2$. Если $Q2$ отключен, то при включенном разъединителе $QS4$ отсутствие напряжения подтверждается отключенными разъединителями $QS5$ и $QS7$. Если один из них включен, то для контроля используется ТТ $TA3$ или ТН $TV3$. Трансформатор $TV4$ позволяет проверять напряжение на собственной ошиновке. Если он не в ремонте и его разъединитель $QS16$ включен, то появляется возможность контроля напряжения на шинах II. Реле $K1$, $K2$, ..., по сути дела, являются выходными реле логических схем, с помощью которых анализируется состояние УВ первого и второго типов.

При атмосферных осадках, когда на поверхности фарфоровых покрышек ТТ образуется тонкая пленка воды, изменяющая I_{Σ^*} , сигнализация ЦС должна вручную выводиться из работы.

Реализация всех технических решений, направленных на повышение стабильности работы ЦС, предпочтительна на основе промышленных ЭВМ.

Наиболее результативным в энергосистемах Украины оказался периодический ДК трансформаторов тока 330 кВ, с помощью которого ежегодно

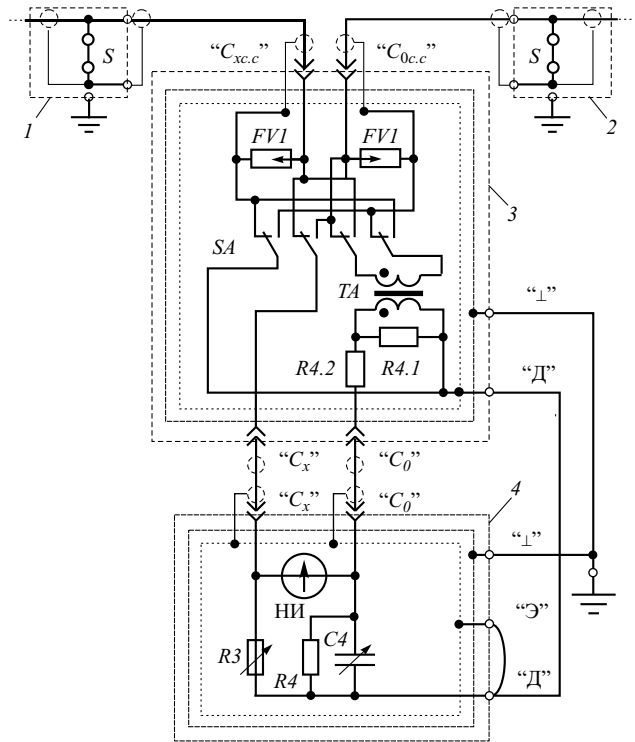


Рис. 6. Устройство измерения для периодического дифференциального контроля:

1 – устройство подключения проверяемого ТТ; 2 – устройство подключения эталонного ТТ; 3 – схема согласования; 4 – мост переменного тока P5026

отбраковывается около 6 – 8 фаз. Большая эффективность периодического ДК связана с тем, что он проводится:

- квалифицированным персоналом специализированных высоковольтных лабораторий;
- при одной и той же схеме включения влияющих электроустановок;
- в сухую погоду.

Кроме того, ДК по принципу действия не реагирует на появления несимметрии фазных напряжений (на напряжение нулевой последовательности) на шинах ОРУ, к которым подключены контролируемые ТТ.

В энергосистемах Украины процедура измерений при ДК практически ничем не отличается от принятой в [3], т.е. при начальных измерениях один из двух объединенных ТТ включается в схему моста Шеринга в качестве проверяемого, у которого тангенс угла диэлектрических потерь равен $\text{tg } \delta_x$, а второй – эталонного ТТ, имеющего $\text{tg } \delta_0$. Мост переменного тока в этом случае измеряет тангенс дифференциального угла

$$\text{tg } \delta_d \approx \text{tg } \delta_x - \text{tg } \delta_0.$$

Подбор объединенных ТТ при ДК зависит от схемы ОРУ. На Украине приняты перечисленные далее варианты.

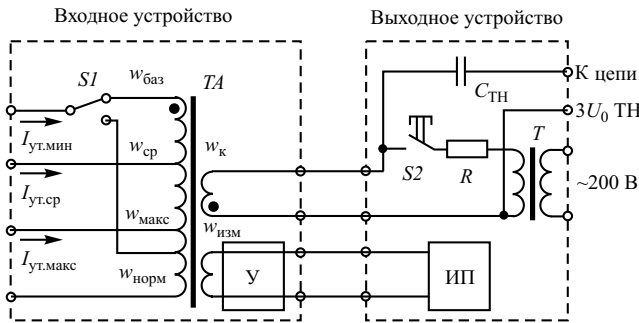


Рис. 7. Схема комплекта устройств для непрерывного балансовочного контроля вводов

1. В качестве эталонного выбирается ТТ с минимальным тангенсом угла диэлектрических потерь, а проверяемыми становятся поочередно все близко расположенные ТТ. При таком подборе одновременное изменение тангенса дифференциального угла у всех проверяемых ТТ свидетельствует о возникновении дефекта изоляции эталонного ТТ.

2. В качестве первой группы объединенных ТТ используются два рядом расположенных ТТ, затем после измерения в качестве второй группы объединенных ТТ используются также соседние ТТ, однако один из них берется из первых объединенных ТТ, т.е. каждая очередная группа объединенных ТТ включает в себя один ТТ из предшествующей группы. В этом случае более надежно выбирается ТТ с дефектной изоляцией из группы и выявляются изменения дифференциальных углов, так как они подтверждаются двумя следующими друг за другом измерениями.

Применяются разные схемы измерения $\operatorname{tg} \delta_d$. Но они практически все используют принципиальные технические решения, предложенные в [1]. Одна из схем показана на рис. 6. Она включает в себя мост переменного тока (МПТ) и схему согласования (СС), оформленную в виде самостоятельного прибора и включающую в себя сопротивление шунта $R_{4.1}$ и $R_{4.2}$ и промежуточный ТТ TA , обеспечивающий гальваническую развязку цепей заземления проверяемого и эталонного ТТ [1]. Новыми элементами в СС являются: переключатель SA , меняющий назначение контролируемых ТТ; защитные разрядники $FV1$ и $FV2$; внутренний и защитный экраны. Клеммы “Д”, “Э” и “⊥” МПТ и СС объединяются. Внутренний экран СС позволяет зашунтировать паразитные емкостные токи от влияющих электроустановок на клемму “Д” МПТ. Другие точки объединения внутренних экранов МПТ и СС во избежание электромагнитных наводок не предусматриваются.

При основном положении переключателя SA , указанном на рис. 6, ТТ, устройство подключения которого обозначено номером 1, получается проверяемым, а другой ТТ с устройством подключе-

ния, обозначенным номером 2, – эталонным. При переводе SA в другое, вспомогательное положение, роли ТТ меняются. С помощью СС определяется тангенс результирующего угла δ_p , включающего в себя дифференциальный угол δ_d и угловую погрешность СС $\delta_{с.с}$. Для исключения $\delta_{с.с}$ используется методика Всеукраинского института трансформаторостроения, в соответствии с которой

$$\operatorname{tg} \delta_d = \frac{\operatorname{tg} \delta_p - \operatorname{tg} \delta_{p(1)}}{2},$$

где $\operatorname{tg} \delta_p$ и $\operatorname{tg} \delta_{p(1)}$ – тангенсы результирующего угла при основном и вспомогательном положениях переключателя SA .

В процессе контроля ТТ под рабочим напряжением оценивается приращение тангенса дифференциального угла

$$\Delta \operatorname{tg} \delta_d = \operatorname{tg} \delta_d - \operatorname{tg} \delta_{d(n)},$$

где $\operatorname{tg} \delta_{d(n)}$ – начальное значение $\operatorname{tg} \delta_d$.

Тогда тангенс угла диэлектрических потерь изоляции ТТ:

проверяемого

$$\operatorname{tg} \delta_x = \operatorname{tg} \delta_{10(n)x} + \Delta \operatorname{tg} \delta_d;$$

эталонного

$$\operatorname{tg} \delta_0 = \operatorname{tg} \delta_{10(n)0} - \Delta \operatorname{tg} \delta_d,$$

где $\operatorname{tg} \delta_{10(n)x}$ и $\operatorname{tg} \delta_{10(n)0}$ – начальные значения тангенса угла диэлектрических потерь проверяемого и эталонного ТТ, измеренные МПТ при напряжении 10 кВ.

Более достоверные результаты можно получить, если вместо $\operatorname{tg} \delta_{10(n)x}$ и $\operatorname{tg} \delta_{10(n)0}$ использовать значения тангенса угла диэлектрических потерь, полученные при номинальном напряжении ТТ с использованием установки для снятия кривых ионизации [6].

В Днепровской ЭС при превышении $\operatorname{tg} \delta_x$ или $\operatorname{tg} \delta_0$ значения 0,006 для ТТ типа ТФУМ (ТФКН) и 0,005 для ТТ типа ТФРМ (ТРН) переходят на учащенный контроль с периодичностью не реже 1 раза в месяц. Плановая периодичность – 3 раза в год, а именно, весной, летом и осенью. В случае, если $\operatorname{tg} \delta_x$ или $\operatorname{tg} \delta_0$ превысят значение 0,008 для ТТ типа ТФУМ (ТФКН) и 0,007 для ТТ типа ТФРМ (ТРН), то ТТ выводятся из работы для проведения дополнительных измерений, по результатам которых принимается окончательное решение о пригодности к дальнейшей эксплуатации.

Схема комплекта устройств для непрерывного БК вводов силовых трансформаторов, разработанная в Донбасской ЭС, показана на рис. 7, где обозначены как $I_{ут.мин}$, $I_{ут.ср}$ и $I_{ут.макс}$ – минимальный, средний и максимальный токи УПР вводов. Схема содержит входное устройство, содержащее сумми-

рующий трансформатор тока TA и усилитель U , на выходе которого формируется выпрямленное напряжение в пределах $0 - 100$ В, пропорциональное суммарному току $I_{изм}$ во вторичной измерительной обмотке $w_{изм}$. Устройство присоединения с током $I_{ут.мин}$ подключается ко всем виткам $w_{баз}$ первичной обмотки TA . Для токов $I_{ут.ср}$ и $I_{ут.макс}$ подбираются отпайки с витками $w_{ср}$ и $w_{макс}$, при которых в измерительной вторичной обмотке $w_{изм}$ получается минимальный ток $I_{изм}$. Подбирать отпайки можно с точностью до одного витка при $w_{баз} = 1000$.

Суммирующий трансформатор тока TA содержит специальную обмотку w_k , которая используется для компенсации колебаний напряжения нулевой последовательности U_0 на шинах ОРУ, периодической проверки работоспособности всего комплекта устройств БК и определения ввода с изменившимся током утечки. Входное устройство размещается рядом с силовым трансформатором. Усилитель U и обмотка w_k с помощью контрольного кабеля соединяются с выходным устройством, устанавливаемым в релейном зале или на щите управления. В состав выходного устройства входят: измерительный прибор $ИП$; схема компенсации колебаний U_0 , содержащая конденсатор $C_{тн}$, подключенный к цепи $3U_0$ ТН; схема проверки работоспособности комплекта, включающая в себя разделительный сетевой трансформатор T и балластный резистор R .

При нажатии кнопки $S2$ к обмотке w_k временно подключается цепь проверки. Ток в обмотке $w_{изм}$ возрастает, что при отсутствии неисправностей фиксируется $ИП$. Шкала $ИП$ нормируется для получения $I_{Σ*}$, для чего накладка SI с током $I_{ут.мин}$ переводится на нормирующую отпайку $w_{норм}$ первичной обмотки TA . Остальные токи отключаются. В состав $ИП$ входит реле для сигнализации об опасном возрастании $I_{Σ*}$. Использование повышенного выпрямленного напряжения на выходе U позволяет обеспечить эффективное подавление помех промышленной частоты в жилах контрольного кабеля.

При опасном уровне $I_{Σ*}$ параллельно обмотке w_k можно временно подключать выход переносного источника тока, регулируемого по фазе и модулю. Изменяя фазу и модуль, компенсируют $I_{изм}$, используя для контроля напряжение на выходе U . Показания фазометра, подключенного к источнику тока, дадут угол $I_{изм}$ и, следовательно, позволят определить фазу дефектного ввода. Принадлежность $I_{изм}$ конкретному вводу определяется попаданием угла в зону, примыкающую к вектору тока соответствующего устройства присоединения в сторону опережения на $5 - 10^\circ$ и отставания на 90° .

В устройстве измерения для периодического БК, разработанном в Донбасской ЭС, заложены схемные решения (рис. 8), предложенные в [3]: ре-

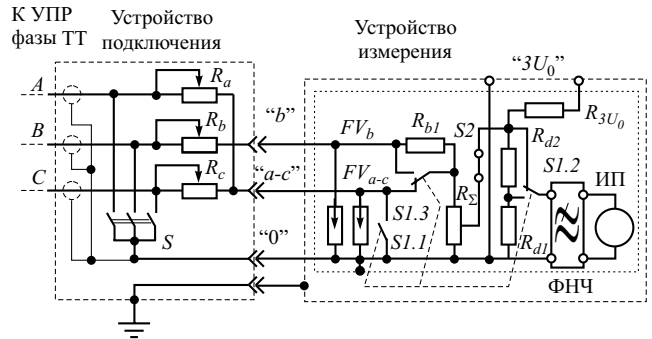


Рис. 8. Устройство измерения для периодического балансовочного контроля

зистор $R_{Σ}$; в цепи которого суммируются токи УПР; делитель напряжения на резисторах R_{d1} и R_{d2} , необходимый для операции нормирования; фильтр низких частот $ФНЧ$ для подавления третьей гармоники, существующей в $I_{Σ*}$; переключатель SI , предназначенный для перевода схемы из режима измерения в режим нормирования; измерительный прибор $ИП$. Кроме этого, в схему устройства измерения добавлены: вход "b", к которому присоединяется резистор R_{b1} ; защитные разрядники FV_b и FV_{a-c} . Резистор R_{b1} выбирается равным $R_{Σ}$ и при нормировании шунтируется контактом $SI.3$. Такое шунтирование позволяет сохранить неизменным значение тока УПР фазы B в режиме нормирования. На рис. 8 положение переключателя SI показано для режима измерения.

В устройстве измерения предусматривается возможность определения напряжения в цепи $3U_0$ ТН. Для этой цели предусмотрены клеммы "3U0". Переключатель SI должен быть в положении измерения, а накладка $S2$ разомкнута. Резистор R_{3U_0} выбирается с учетом возможности измерения напряжения промышленной частоты с предельным значением 2 В.

Измерение нормированного тока с помощью устройства рис. 8 осуществляется следующим образом. После присоединения разъема устройства измерения к УПД переключатель SI переводится в положение, соответствующее режиму нормирования. В этом случае вход "a-c" замыкается с входом "0" и отсоединяется от резистора $R_{Σ}$, резистор R_{b1} шунтируется, а вход $ФНЧ$ подключается к выходу делителя напряжения на резисторах R_{d1} и R_{d2} . Затем размыкается рубильник S УПД и через резистор $R_{Σ}$ начинает протекать ток УПД фазы B , который после выравнивания равен базовому току. С помощью скользящего контакта резистора $R_{Σ}$ на шкале $ИП$ выставляют предельное значение, которое соответствует k -й доле тока утечки любого объединенного ТТ в группе, так как после выравнивания токи всех УПР, в том числе и УПР фазы B , стали одинаковыми. Далее переключатель SI переводят в режим измерения. При этом резистор

R_{b1} дешунтируется, вход $\Phi НЧ$ подключается непосредственно к скользящему контакту R_{Σ} , а по R_{Σ} начинает протекать сумма токов УПР. На шкале ИП будет отображаться нормированный ток.

Периодический БК может организовываться и проводиться на подстанциях и ОРУ электростанций, на которых напряжение на обмотках разомкнутого треугольника каждого ТН при нормальных и ремонтных схемах ОРУ не превышает 0,5 В. При этом ток $I_{\Sigma*}$ при отсутствии дефектов в изоляции вводов не превысит значения 0,005, что не выходит за пределы нормы [3].

Достоверные случаи отбраковки изоляции вводов с помощью БК в энергосистемах Украины не зафиксированы.

Выводы

1. Наиболее эффективно в энергосистемах Украины используется дифференциальный контроль с использованием мостового метода, который позволил своевременно вывести из эксплуатации десятки дефектных трансформаторов тока 330 кВ.

2. Непрерывный балансировочный контроль с использованием неравновесно-компенсационного метода в существующем виде непригоден для эксплуатации и требует доработки.

3. Периодический балансировочный контроль в энергосистемах Украины используется в подав-

ляющем числе случаев для вводов силовых трансформаторов и наиболее эффективен на подстанциях, на шинах которых колебания напряжения нулевой последовательности незначительны и не вызывают изменений нормированного тока выше 0,005.

Список литературы

1. Сви П. М. Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения. М.: Энергоатомиздат, 1992.
2. Электронные приборы для защиты РЭА от электрических перегрузок / Черепанов В. П., Хрулев А. К., Блудов И. П. М.: Радио и связь, 1994.
3. Методические указания по контролю изоляции электрооборудования под рабочим напряжением. М.: РАО "ЕЭС России", 1996.
4. Шинкаренко Г. В. Повышение стабильности работы устройств контроля изоляции трансформаторов тока и вводов силовых трансформаторов под рабочим напряжением. – Энергетика и электрификация, 1997, № 3.
5. Шинкаренко Г. В. Настройка устройств контроля изоляции трансформаторов тока и вводов силовых трансформаторов под рабочим напряжением. – Энергетика и электрификация, 1997, № 4.
6. Шинкаренко Г. В., Вольфов К. Д., Боржковский Л. С. Использование нетрадиционных методов и установок для проверки измерительных трансформаторов 110 – 750 кВ в условиях эксплуатации. – Энергетика и электрификация, 1995, № 6.

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Энергокомпания Токио

Файбисович Д. Л., инж.

Энергосетьпроект

Электроэнергетика Японии структурно состоит из 10 крупных региональных энергокомпаний, обеспечивающих выработку, передачу и распределение электроэнергии подавляющему числу потребителей на определенной территории страны.

Общая характеристика деятельности энергокомпаний страны в 1998 г. приведена в табл. 1 (отчетный год закончился 31/III 1999 г.).

Приведенные материалы показывают, что на долю энергокомпаний Токио приходится треть всех абонентов страны, потребляющих треть всей реализуемой в стране электроэнергии.

Некоторые показатели работы Токийской энергокомпании (ТЕРСО) в 1998 г. приведены далее.

Общая величина вырабатываемой и купленной электроэнергии, млрд. кВт·ч	292,390
Максимальная нагрузка, млн. кВт:	
лето (3 июля 1998 г.)	59,2
зима (3 декабря 1998 г.)	49,2
Реализуемая электроэнергия, млрд. кВт·ч	267,047
Количество потребителей, тыс.	2602,9
Количество акционеров, тыс.	42,170
Стоимость основных фондов, млрд. иен	676,433
Доходы за отчетный год, млрд. иен	14,136

Состав и мощность электростанций ТЕРСО следующие.

Электростанции	Число	Мощность, МВт
ГЭС	157	7695
ТЭС	26	31 871
АЭС	3	17 308
Всего	186	56 874

По объему реализации электроэнергии и установленной мощности электростанций энергокомпания Токио соизмерима с масштабами развития электроэнергетики в отдельных странах и ряде крупнейших энергокомпаний мира (табл. 2).

Средняя плотность электрической нагрузки по территории ТЕРСО составляет 1,42 МВт/км² и крайне неравномерна. Так, средняя плотность нагрузки на территории г. Токио равна 22,51 МВт/км², в предместье Токио – в зоне 50 км от центра города (префектуры Западный Токио, Сайтама, Тиба, Канагава) – 2,21 МВт/км² и в остальной пригородной зоне (до 150 км), к которой относится преобладающая часть территории пре-

фектур Тотиги, Гумма, Ибараки, Яманаси, Восточная Сидузока, средняя плотность нагрузки составила 0,53 МВт/км².

Среднегодовые темпы роста максимальной электрической нагрузки ТЕРСО в 1970 – 1980 гг. составили 6,9%, в 1980 – 1990 гг. – 4,5%, в 1990 – 1998 гг. – 2,8%.

Может быть отмечено, что при общем росте валовых показателей и увеличении объемов прироста отпуска электроэнергии абонентам удерживать постоянными темпы роста, как правило, не удается. Быстро растет в ТЕРСО уровень электрификации валового продукта. Так, за 1951 – 1998 гг. производство валового продукта в зоне обслуживания ТЕРСО возросло в 14,2 раза, а объем реализуемой электроэнергии и максимальная электрическая нагрузка соответственно в 36,8 и 35,6 раза.

Структура потребления электроэнергии в ТЕРСО в последние годы достаточно стабильная, что следует из данных о составе потребителей в отчетном году (проценты).

Жилой сектор	30
Коммерческий сектор	26
Промышленные потребители	44
В том числе:	
небольшие	31
крупные	12
прочие	1

По состоянию на 31/III 1999 г. общее количество промышленных потребителей и абонентов жилого сектора составило 2,6 млн., а отпуск им электроэнергии – 267 млрд. кВт·ч, в том числе в жилом секторе соответственно 2321 тыс. и 81 млрд. кВт·ч, и 282 тыс. промышленных потребителей, реализовавших 186 млрд. кВт·ч электроэнергии. Для потребителей жилого сектора столичной энергокомпания характерна весьма высокая насыщенность электробытовыми приборами внутриквартирного пользования. Так, оснащение отдельной семьи стиральными машинами составляет 98% (в 1990 г. – 98%), цветными телевизорами – 196% (180,9%), кондиционерами обычного исполнения – 135% (98%), кондиционерами совместно с тепловыми насосами – 110% (51,7%) и т.д.

Среднемесячное потребление электроэнергии отдельной семьей постоянно возрастает и в отчет-

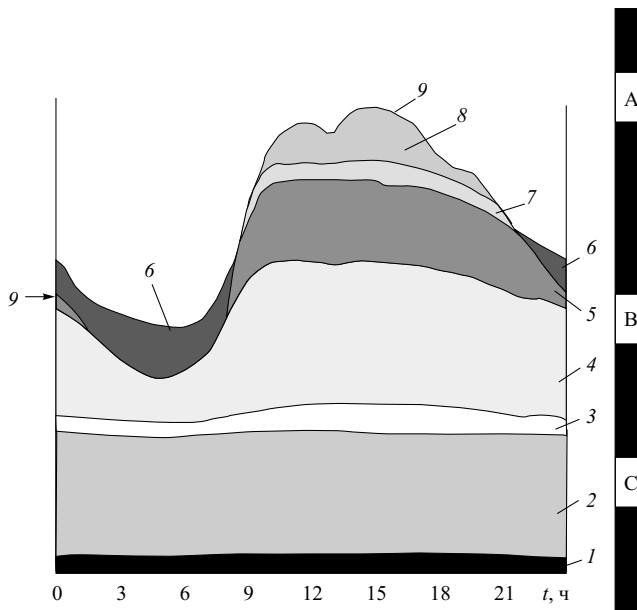


Рис. 1. График нагрузки ТЕРСО и его покрытие:

1 – возобновляемые энергоисточники; 2 – АЭС; 3 – ТЭС на угле; 4 – ТЭС на сжиженном природном газе и других топливных газах; 5 – ТЭС на мазуте; 6 – энергия, затрачиваемая на зарядку ГАЭС; 7 – традиционные ГЭС; 8 – ГАЭС; 9 – суточный график нагрузки; А – пиковая часть; В – средняя часть; С – базисная часть графика нагрузки

ном году составило 287,5 кВт·ч, что на 32,9 кВт·ч больше, чем в 1990 г.

В составе крупных промышленных потребителей в отчетном году наибольший удельный вес имели предприятия машиностроительного комплекса (24%), потребители химической промышленности (11%), черной (9%) и цветной (6%) металлургии, бумагоделательной (4%) отрасли.

Максимальная нагрузка энергосистемы в отчетном году составила 59,2 тыс. МВт, что на 124 МВт больше, чем в предшествующем году.

Максимальная нагрузка в зимний период, начиная с начала 70-х годов, ниже, чем в летний, и в отчетном году составила 49,2 млн. кВт, что несколько ниже, чем в прошлом году. На величину максимума электрической нагрузки существенное влияние оказывает температура наружного воздуха. Так, при том же уровне деловой активности максимальная нагрузка 3 июля 1998 г. составила 59,2 млн. кВт при температуре наружного воздуха 34,4°C, а 3 августа 1988 г. 56,5 млн. кВт при 32,9°C.

Отмеченное влияние на максимум нагрузки температуры наружного воздуха определяется более интенсивной работой всех видов охлаждающих устройств. Указанная зависимость хорошо изучена и широко используется диспетчерской и другими службами энергокомпании. Наименьшее значение месячного максимума нагрузки в отчетном году имело место в ноябре и составило около 73% годового максимума. В суточном разрезе в отчетном году максимум имел место в 15 ч, а минимум нагрузки – в 3 ч ночи. Отношение минимальной нагрузки к максимальной составило 0,49. Естественный ход суточного графика нагрузки определяет указанное ранее соотношение на уровне 0,46 – 0,47, однако период с 1 – 5 ч утра характерен для режима максимальной зарядки ГАЭС.

Коэффициент заполнения графика нагрузки в отчетном году составил 56,9%.

Суточный график нагрузки и покрытие графика электростанциями различных типов показаны на рис. 1.

Одним из интегральных показателей эффективности работы тепловых электростанций является коэффициент термической эффективности. Значение этого коэффициента в отчетном году для совокупности электростанций ТЕРСО составило 40%, что несколько выше, чем в предшествующем году (39,7%). Для ТЭС всей страны этот показатель в последние годы был на уровне 37,2%. Для

Т а б л и ц а 1

№ п/п	Энергокомпания страны (с севера на юг)	Площадь обслуживания, км ²	Объем продажи электроэнергии, ТВт·ч	Максимальная нагрузка энергосистемы, МВт	Число потребителей, тыс.
1	Хоккайдо	78 414	27,063	4855	3678
2	Тохоку	79 550	69,057	12 600	7400
3	Токио	39 494	267,047	56 600	26 029
4	Тюбу	39 131	118,168	25 192	9809
5	Хокурику	12 307	23,970	4668	1919
6	Кансай	28 681	138,818	30 883	12 494
7	Тюгоку	32 272	51,612	10 817	5016
8	Сикоку	18 448	24,595	5515	2769
9	Кюсю	42 144	72,025	15 697	7911
10	Итого по 9 компаниям	370 441	792,355	–	77 025
11	Окинава	2267	6,616	1337	718
12	Итого по 10 компаниям	372 708	798,971	–	77 743
13	Отношение п.3/п.12, %	11	33		33

сопоставления может быть отмечено, что в электроэнергетике Великобритании этот коэффициент равен 36,3%, Германии – 34,7%, США – 33,5%, Канады – 30,8%.

Потери электроэнергии в электрических сетях ТЕРСО составили в 1998 г. 5,2% отпуска электроэнергии в сеть, что несколько ниже, чем в целом по стране. Низкая величина потерь электроэнергии в сетях определяется, прежде всего, компакт-

Т а б л и ц а 2

Энергокомпания	Страна	Объем продажи электроэнергии, ТВт·ч	Установленная мощность электростанции, МВт
Государственная энергокомпания	Китай	520,600	138 340
EDF	Франция	383,800	102 000
TEPCO	Япония	267,047	56 874
ENEL	Италия	219,263	56 236
KEPCO	Южная Корея	193,470	40 891
Hydro – Quebec	Канада	161,373	31 472
Энергокомпания штата:			
Нью-Йорк	США	97,639	19 137
Техас	США	131,40	21 080

Т а б л и ц а 3

Показатель	1998 г. (отчет)	1999 г.	2000 г.	2003 г.	2008 г.	Среднее значение ежегодного роста, %
Отпуск электроэнергии потребителям, ТВт·ч	267,047	271,7	276,8	297,0	329,7	2,1
В том числе:						
жилой сектор	80,984	82,8	84,8	89,4	97,7	1,9
промышленные потребители	186,063	188,9	192,4	207,6	232,0	2,2
Максимальная нагрузка энергосистемы, ГВт (среднее значение в течение 3 дней)	56,6	58,45	59,69	63,63	69,72	2,1
Резерв мощности, %	10,9	10,7	11,3	9,2	9,0	

Т а б л и ц а 4

Тип электростанций	Мощность, МВт					
	1998 г.		2003 г.		2008 г.	
	ТЕРСО	с учетом закупленной мощности	ТЕРСО	с учетом закупленной мощности	ТЕРСО	с учетом закупленной мощности
Гидравлические:						
традиционного типа	2157	3838	2167	4067	2186	4090
ГАЭС	5538	9263	7138	10 863	8038	11 763
Итого	7695	13 101	9304	14 930	10 224	15 853
Тепловые на:						
мазуте	8755	9471	8760	10 130	8760	9939
угле	–	2123	1600	3825	2200	6425
сжиженном и природном газе	23 112	23 540	28 889	29 595	29 902	30 574
других типах газа	–	1525	–	1788	–	1788
Итого	31 871	36 620	39 253	45 341	40 866	48 729
Атомные	17 308	18 188	17 308	18 188	20 068	21 277
Всего	56 874	67 951	65 865	78 459	71 158	86 859

ностью энергосистемы, при которой дальность передачи электроэнергии по сетям всех напряжений была незначительна, а также большим числом электростанций на территории ТЕРСО. Уровень потерь электроэнергии в последние годы в сетях энергосистем Германии составил 5,0%, Италии – 6,7, Франции – 7,3, Великобритании – 7,6%.

Техническими службами ТЕРСО была выполнена оценка роста спроса на электроэнергию и максимума нагрузки на перспективу до 2008 г. (табл. 3).

Общая установленная мощность электростанций ТЕРСО по состоянию на 31 марта 1999 г. составила 56 874 МВт, в том числе ГЭС и ГАЭС – 7695 МВт (13,2%), ТЭС – 31 871 МВт (56,3%) и АЭС – 17 308 МВт (30,5%). С учетом привлекаемой мощности других энергосистем в покрытии максимума ТЕРСО участвовала общая мощность 67 951 МВт.

Структура электростанций ТЕРСО по видам используемого топлива и привлекаемая (закупленная) мощность соседних энергокомпаний в отчетном году и на перспективу приведены в табл. 4.

В электрической сети переменного тока (50 Гц) используется шкала напряжений 500 – 275 – 154 – 66 кВ. Протяженность воздушных и кабельных линий ТЕРСО, а также установленные мощности подстанций различных напряжений приведены в табл. 5.

Общая протяженность кабельных линий распределительной сети ТЕРСО составила около 308 тыс. км (8,5%), в границах Токио 42% и в центральных районах столицы 84,7% общей протяженности. Для ВЛ распределительной сети преимущественно используются железобетонные опоры (97,5%).

Отчетные данные по развитию электрических сетей ТЕРСО позволяют отметить ряд характерных особенностей:

1. Преимущественное использование двухцепных, а в ряде случаев и многоцепных линий. Это характерно не только для распределительных, но и для магистральных ВЛ самого высокого напряжения. Так, практически все ВЛ 500 кВ выполнены в двухцепном исполнении. Нередки случаи, когда на одной опоре подвешены четыре-пять цепей ВЛ

разного напряжения. При сооружении кабельных линий нередко в одной траншее прокладывают две-три кабельные линии. Указанное определяется стремлением использовать выделенную трассу для воздушных и кабельных линий максимальным образом.

2. Широкое использование кабельных линий. Так, если для энергокомпаний всей страны протяженность кабельных линий в отчетном году составила 10,9% общей, то для ТЕРСО – 24,7%, а для Токио – 89,3%.

3. Высокий уровень токов КЗ. Отмеченное является следствием того, что на территории, обслуживаемой ТЕРСО, сосредоточена большая установленная мощность электростанций. Другим фактором, определяющим высокий уровень токов КЗ, является значительная плотность электрической сети, при которой линии электропередачи не создают сколько-нибудь значительных сопротивлений, ограничивающих уровень токов КЗ. Указанная особенность определила широкое применение “тяжелых” выключателей, рассчитанных на 63 кА.

4. Помимо обычных требований к электротехническому оборудованию (надежность, удобство эксплуатации, достаточный ресурс и др.) в качестве очень важного фигурирует требование минимизации размеров. Это относится не только к коммутационной аппаратуре, но и к силовым трансформаторам напряжением до 500 кВ включительно. Указанное требование продиктовано условиями сооружения закрытых и подземных подстанций. Это требование определяется условиями сооружения подстанций в Токийском мегаполисе. Такой крупнейшей подстанцией подземного исполнения будет подстанция 500 кВ Шин-Тоесу, строительство которой заканчивается в настоящее время.

5. Большое значение в электрических сетях ТЕРСО придается мониторингу за состоянием оборудования, что позволяет на ранних этапах выявлять возникновение дефектов оборудования, а также контролировать динамику их развития. Постоянный контроль за состоянием оборудования с помощью компьютерного слежения обеспечивает высокий уровень надежной работы электрической сети высокого напряжения.

Т а б л и ц а 5

Напряжение сети, кВ	Протяженность линий электропередачи, км				Подстанции	
	воздушных		кабельных		число, шт.	установленная мощность, МВ·А
	в одноцепном исчислении	по трассе	в одноцепном исчислении	по трассе		
500	4054	2216	–	–	19	75 790
275	2484	1275	952	350	44	54 880
154	6287	3102	783	302	164	45 140
66	15 044	7825	5657	2999	1271	61 788
Ниже 66	373	306	1854	1378		

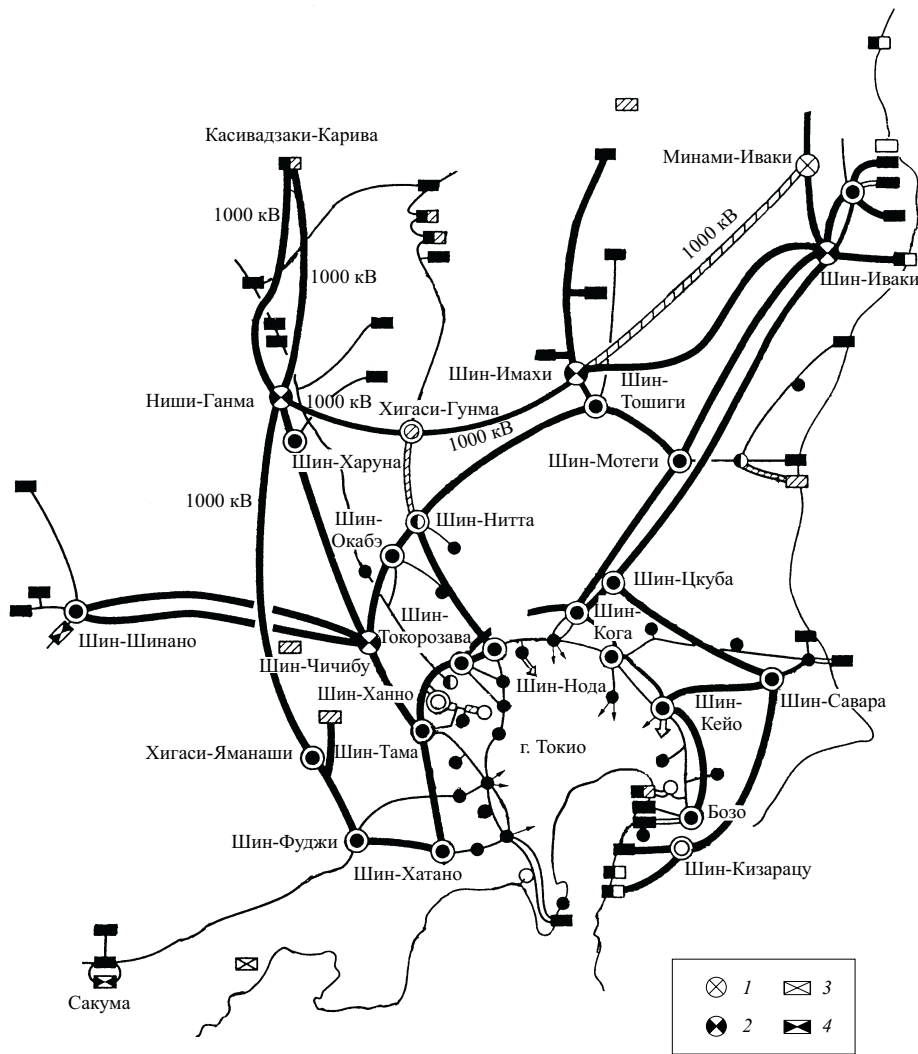


Рис. 2. Карта-схема внешнего электроснабжения г. Токио:

квадратики – станции; кружочки – подстанции, одинарные – 275 кВ, двойные – 500 кВ; залитые обозначения – действующие объекты; светлые – начинаемые строительством; заштрихованные – сооружаемые; жирные линии – ВЛ 500 кВ; тонкие – ВЛ 275 кВ; 1, 2 – переключательные пункты, начинаемые строительством, и действующие; 3, 4 – преобразователи частоты, начинаемые строительством, и действующие

Электроснабжение такого крупного мегаполиса, как Токио, является сложной технической задачей. Опорная сеть города формируется и развивается с использованием самых высших напряжений электрической сети: 275 – 500 – 1000 кВ. Надстройкой к сети 275 кВ явились первые объекты 500 кВ, ввод в работу которых был осуществлен в 60-е годы. В отчетном году потребители Токио получали электроэнергию от 10 ПС 500 кВ, в стадии строительства находятся еще две ПС этого напряжения.

В конце 80-х годов было начато строительство ВЛ кольцевой сети напряжением 1000 кВ. В отчетном году в работе находился двухцепной транзит 1000 кВ АЭС Касивадзаки Карива – ПС Ниши Гунма – ПС Хигаси Яманахи (западное полукольцо) и ПС Ниши Гунма – ПС Шин Имахи – ПС Минами Иваки (северная часть кольцевой сети). Общая протяженность действующих ВЛ 1000 кВ

(временно на 500 кВ) составила около 500 км. На ВЛ 1000 кВ использована конструкция фазы, состоящая из 8 сталеалюминиевых проводов сечением 810 мм². С целью снижения шума (корона) на отдельных участках использовано сечение 960 мм² × 8. Для части ВЛ, временно работающих на 500 кВ, подвешена половина токоведущей части (810 мм² × 4).

Для отдельных ВЛ 1000 кВ средние высоты двухцепных опор составили 97 – 120 м, а средние пролеты 550 – 650 м. Карта-схема внешнего электроснабжения мегаполиса Токио приведена на рис. 2.

Список литературы

1. Годовой отчет энергокомпании Токио за 1998/1999 год.
2. Годовой отчет развития электроэнергетики Японии в 1998/1999 году.

Валентин Иванович Денисов (К 75-летию со дня рождения)

17 мая исполнилось 75 лет со дня рождения и 50 лет трудовой деятельности одного из ведущих ученых в области экономики энергетики, доктора экономических наук Валентина Ивановича Денисова.

Валентин Иванович начал свой трудовой путь в 16 лет электромонтером на одном из подмосковных заводов. В 1951 г. он окончил МИЭИ им. Орджоникидзе и после защиты в 1954 г. кандидатской диссертации поступил работать в ЭНИН им. Г. М. Кржижановского, где и трудится по настоящее время, пройдя путь от младшего научного сотрудника до заведующего лабораторией.

В 1986 г. В. И. Денисов защитил диссертацию на соискание ученой степени доктора экономических наук на тему “Методические основы экономического обоснования плановых и проектных решений в энергетике”.

Валентин Иванович – специалист широкого профиля. Основными направлениями его научной деятельности являются:

обоснование межсистемных электропередач на начальном этапе создания ЕЭС в период проектирования Самарской (ранее Куйбышевской) и Волжской (ранее Сталинградской) гидроэлектростанций;

участие в разработке экономико-математических моделей оптимизации топливно-энергетического баланса и развития энергосистем;

разработка методов технико-экономических расчетов в энергетике применительно как к пла-



новой, так и к рыночной экономике;

разработка методов обоснования тарифов на электрическую и тепловую энергию и участие в разработке преискурантов тарифов на электрическую и тепловую энергию.

Валентин Иванович принимал активное участие в подготовке методических указаний по формированию и применению двухставочных тарифов для субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности. В настоящее время он работает над обоснованием методов формирования тарифов на электрическую и тепловую энергию, вырабатываемую ТЭЦ, и большое внимание уделяет разработке способов расчета тарифов на услуги по передаче электроэнергии, дифференцированных по диапазонам напряжения.

Валентин Иванович – участник многих государственных экспертиз крупнейших энергетических объектов, таких как элек-

тропередачи постоянного тока Экибастуз – Центр, ТЭО КАТЭК, Березовская ГРЭС, Чебоксарская ГЭС, Катунская ГЭС, Рогунская ГЭС, Новая ГРЭС в Ростовской обл. и др.

В 1992 – 1993 гг. Валентин Иванович Денисов был членом Федеральной энергетической комиссии, которая осуществляет регулирование тарифов на электрическую и тепловую энергию.

Валентин Иванович – автор трех монографий и свыше 60 других печатных работ.

Он регулярно выступает с докладами на конференциях и совещаниях и принимает участие в разработке методик и инструкций по расчету тарифов на электрическую и тепловую энергию и определению экономической эффективности капитальных вложений в электроэнергетику.

С 1987 г. В. И. Денисов является одним из активнейших членов редколлегии журнала “Электрические станции” и ведет экономический раздел.

Валентин Иванович Денисов отличается широким научным кругозором и глубокими знаниями в области экономики энергетики, которыми он щедро делится со своими учениками и сотрудниками.

Валентину Ивановичу присуще внимательное и доброжелательное отношение к окружающим его людям.

Поздравляем Валентина Ивановича с 75-летием и от всего сердца желаем ему доброго здоровья, многих лет жизни и активной деятельности.

К Дню энергетика и 80-летию плана ГОЭЛРО в АО “Информэнерго” вышла из печати книга под общей редакцией председателя Правления РАО “ЕЭС России” Анатолия Борисовича Чубайса “80 лет развития энергетики. От плана ГОЭЛРО к реструктуризации РАО “ЕЭС России”.

Эта книга – о большом, трудном и достойном пути, который прошла электроэнергетика России. В ней рассказано об основных исторических этапах становления и развития энергетики страны с конца XIX века до наших дней. Каждый читатель, интересующийся этой темой, найдет в книге что-то интересное для себя.

В первой главе книги большое внимание уделено истории создания великого плана ГОЭЛРО – базиса всей экономики России. Даны анализ принципиальных позиций, связанных с появлением плана, и характеристика основных действующих лиц плана ГОЭЛРО (история их становления как личностей, ученых и инженеров), основные положения и реализация плана, его уроки.

Отдельный раздел посвящен энергетике 1930 – 1990 гг. Рассматриваются энергетическая политика, плановые и фактически достигнутые показатели развития электроэнергетики СССР и России по всем 12 пятилеткам и семилетке. Охвачены также период Великой Отечественной войны, послевоенное восстановление промышленности и развитие энергетики.

Показана объективность централизованного управления электроэнергетикой в период реализации плана ГОЭЛРО и в последующие десятилетия. В книге рассказано о достижениях энергетической науки.

Третья глава посвящена созданию Единой энергетической системы России. В ней подробно описаны все этапы развития электроэнергетики страны: от образования первых энергосистем – МОГЭС в Москве и Электроток в Ленинграде – до сегодняшнего дня. Показано, как с помощью Единой энергосистемы была решена важнейшая политико-экономическая задача – объединение страны в единое экономическое пространство.

О достижениях электроэнергетики России на современном этапе перехода к рыночным отношениям, об особенностях приватизации и акционирования предприятий отрасли рассказано в четвертой главе книги. Здесь говорится о том, как готовятся к коренной реформе в РАО “ЕЭС России”, какие концепции разрабатываются по совершенствованию экономических и хозяйственных механизмов, что делается для привлечения инвестиций.

Перспективам международного сотрудничества посвящена пятая глава. В ней анализируются концепция совместной работы энергообъединений на оси Восток – Запад, развитие экспорта электроэнергии и международные энергетические проекты, эффективное сотрудничество России со странами СНГ, технические возможности увеличения экспорта электроэнергии.

В последней, шестой главе, подробно описываются стратегия развития и дальнейшее реформирование электроэнергетики. Дается анализ состояния ресурсной базы отрасли, рассматриваются перспективные направления развития электроэнергетики. Судьба электроэнергетики России определяет судьбу всей страны и является ключевым фактором для существования нашего государства.

Книга содержит прекрасный иллюстративный материал: редкие исторические документы, многочисленные фотографии энергетических объектов.

Книга будет интересна не только для специалистов-энергетиков, студентов и учащихся энергетических учебных заведений, но и для широкого круга читателей, интересующихся этой проблемой.

Уважаемые коллеги!

Мы рады предложить Вашему вниманию нашу новую продукцию

Электронный высокоточный многоканальный секундомер

ВИСМУТ



НАЗНАЧЕНИЕ ИЗДЕЛИЯ

«ВИСМУТ» предназначен для измерения времени закрытия стопорных (защитных, отсечных) клапанов паровых турбин. Согласно требованиям Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ (п.4.4.10) проверка времени закрытия стопорных клапанов должна производиться после монтажа турбины, непосредственно до и после капитального ремонта турбины или ремонта основных узлов системы регулирования или парораспределения.

Изделие "ВИСМУТ" представляет собой электронный высокоточный 10-канальный секундомер, с общим каналом запуска и отдельными каналами остановки секундомеров. Выводы каналов реализованы в виде гнезд на корпусе изделия. К гнездам запуска и остановки при помощи кабелей длиной до 15 м подключаются выносные микровыключатели, управляющие работой изделия.

УСТРОЙСТВО

Изделие «ВИСМУТ» содержит микроконтроллер, управляющий работой изделия. Сигналы запуска и остановки секундомеров подаются с выносных микровыключателей, подключаемых с помощью соединительных проводов через внешние гнезда, расположенные на боковых поверхностях изделия.

Результаты измерения и дополнительная информация выводятся на жидкокристаллическом дисплее. Управление режимами работы осуществляется с четырехкнопочной панели управления, расположенной на верхней крышке изделия. Нажатие кнопок, смена режимов работы и иная информация дублируются звуковым сигналом. Заряд аккумуляторов производится от внешнего зарядного устройства.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Изделие «ВИСМУТ»	1 шт.
Комплект соединительных проводов с микровыключателями	11 шт.
Паспорт и руководство по эксплуатации	1 шт.
Зарядное устройство	1 шт.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Питание, В	2...3,6
Потребляемая ток, не более, мА	200
Число каналов	10
Диапазон измерения времени, с	0...10
Точность измерения времени, с	0,01
Тип аккумуляторов	Ni-Cd, "AA"
Тип микровыключателя	SM-5
Габаритные размеры изделия, мм	90×110×50
Длина соединительных проводов, м	15

По всем вопросам приобретения изделия "ВИСМУТ" обращаться по адресу:

Учебно-методический и инженерно-технический центр (УМИТЦ) Мосгосэнергонадзора
Россия, 105043, Москва, ул. 4-я Парковая, дом 27. стр. 1.

Тел. (095) 965-0992, 965-1020, 965-5202, факс 965-38-46
e-mail umitc@online.ru

Мы с удовольствием приглашаем к сотрудничеству организации Госэнергонадзора по распространению и продаже нашего изделия во всех регионах РФ.



РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ЕЭС РОССИИ"
ВСЕРОССИЙСКИЙ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ (ВИИ)

РАЗРАБОТКА КОМБИНИРОВАННЫХ ЦИКЛОВ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ НОВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА И ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ

Во ВТИ разработаны профили наиболее перспективных парогазовых установок (ПГУ) с высокотемпературными ГТУ, их схемы и оборудование паротурбинной части. Результаты этих разработок реализуются на строящейся ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга, в проектах ПГУ-325 и ПГУ-490. Их расчетный КПД более 50%.

Институтом разработаны: теория и методы расчета циклов и схем ПГУ; технические требования к котлам, паро- и газотурбинным установкам, используемым в составе ПГУ, технологические алгоритмы управления ПГУ и их оборудованием; проекты АСУ ТП для ПГУ, технология их эксплуатации.

Для технического перевооружения тепловых электростанций, работающих на разных видах топлива, ВТИ разработал циклы и схемы газотурбинных надстроек, обеспечивающие экономию топлива до 13%. Эти разработки выполнены с учетом конкретных особенностей действующих котлов и турбин.

В своей работе ВТИ использует уникальное программное обеспечение, позволяющее глубоко проанализировать возможные режимы работы ПГУ, учесть их в базовой (пусковой) тепловой схеме, при разработке технологии эксплуатации и алгоритмов управления ПГУ.

Комплекс проводимых ВТИ работ позволяет разработать технические требования, задания и техническую часть тендерной документации на основное и вспомогательное оборудование, а также на АСУ ТП блочного и станционного уровней.

ПРЕДЛАГАЕМЫЕ УСЛУГИ

По выбору заказчика ВТИ для обоснования и реализации парогазовой технологии производства электроэнергии и тепла

РАЗРАБОТАЕТ:

- варианты циклов и схемы ПГУ;
- поможет в выборе оптимального технического решения с учетом особенностей площадки и требований Заказчика;
- технические требования и задания на поставку основного и вспомогательного оборудования;
- технологию эксплуатации, алгоритмы управления;
- диагностику экономичности и состояния оборудования;
- проведет пуско-наладочные работы и гарантийные испытания.

ВТИ может также обосновать техническую часть тендерной документации; организовать и провести тендерные торги.

По всем вопросам разработки и внедрения парогазовой технологии производства электроэнергии и тепла обращаться по адресу:

109280, г. Москва, ул. Автозаводская, д. 14/23,

Всероссийский теплотехнический институт,

Отделение турбинных установок и теплофикации.

Телетайп: 111634 "Корсар"

Телефакс: 279-59-24, 275-11-22

Телефон: 275-34-83 **Ольховский Гурген Гургенович**, директор института,

275-40-77 **Березинец Павел Андреевич**, заведующий лабораторией

Внимание!

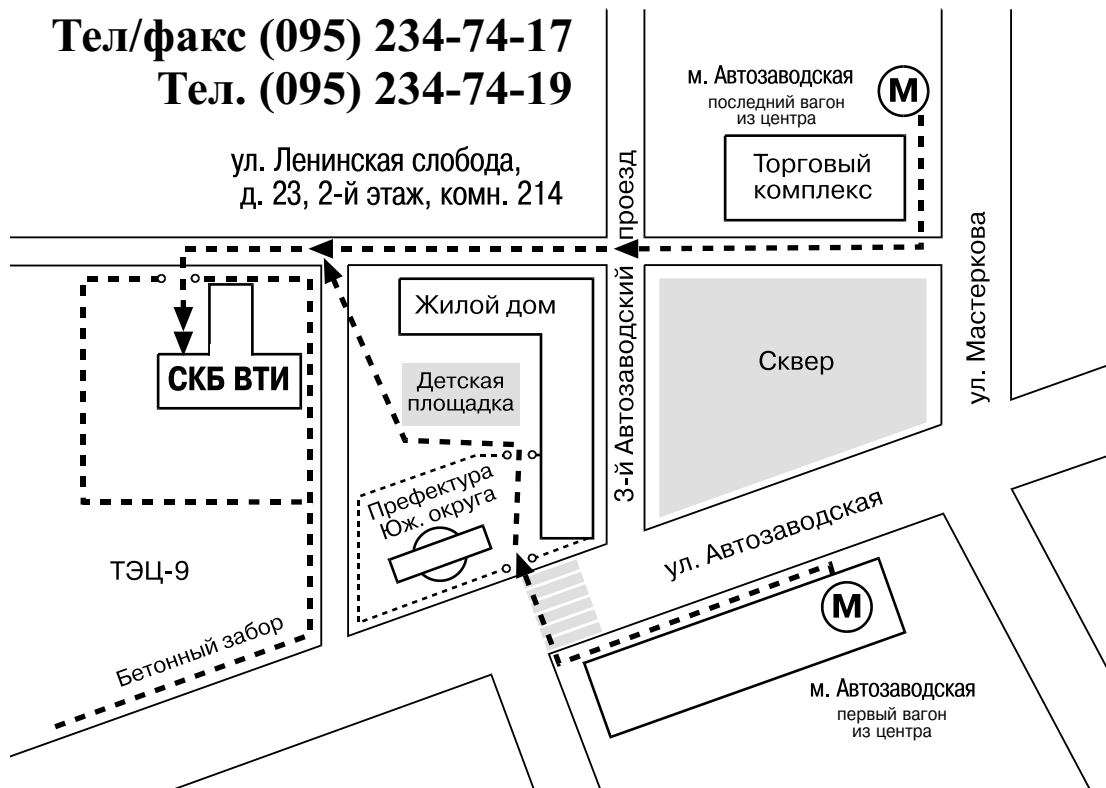
Новый адрес редакции журнала
«Электрические станции»:

109280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23

Тел/факс (095) 234-74-17

Тел. (095) 234-74-19

ул. Ленинская слобода,
д. 23, 2-й этаж, комн. 214



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор **ОЛЬХОВСКИЙ Г.Г.**

АНТИПОВ К.М. (зам. главного редактора), **ВОЛКОВ Э.П.**, **ДЕНИСОВ В.И.**, **ЗОТОВ В.М.**, **КОРНИЕНКО А.Г.**, **КОЩЕЕВ Л.А.**, **ЛЕБЕДЕВ Б.П.** (зам. главного редактора), **ЛОШАК С.Б.**, **ЛЯШЕНКО В.С.**, **МОРОЗОВ Ф.Я.**, **НЕКЛЕПАЕВ Б.Н.**, **НЕЧАЕВ В.В.**, **ОБРАЗЦОВ С.В.**, **ОРФЕЕВ В.М.**, **ОХОТИН В.Н.**, **ПРУШИНСКИЙ Б.Я.**, **РЕМЕЗОВ А.Н.**, **САВВАЙТОВ Д.С.**, **СЕДЛОВ А.С.**, **СОЛОВЬЕВА Т.И.**, **ФЕДОСЕЕВ Б.С.**, **ШИРОКОВА М.И.**

РЕДАКЦИЯ

Зам. главного редактора **Соловьева Т.И.**
 Ответственный секретарь **Широкова М.И.**
 Научный редактор **Шишорина Г.Д.**
 Литературный редактор **Евсеева В.Н.**
 Секретарь редакции **Васина С.А.**
 Компьютерный набор **Коновалова О.Ф.**

Раздел "Энергохозяйство за рубежом"

Научные редакторы: **Алексеев Б.А.**, **Котлер В.Р.**

Адреса: редакции 109280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23;
 ИТФ "Энергопрогресс" 103062, Москва, ул. Чаплыгина, 6
Телефоны: редакции (095)234-7417, 234-7419, 275-0023 доб. 21-66;
 главного редактора (095)275-34-83. **Факс** (095)234-7417
Internet: <http://www.energy-journals.ru>
E-mail: tis@mail.magelan.ru

Сдано в набор 30.3.2001. Подписано в печать 27.4.2001. Формат 60×84 1/8.

Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Печ. л. 9. Тираж 1850. Цена свободная

Оригинал-макет выполнен в издательстве "Фолиум",
 127238, Москва, Дмитровское ш., 58, тел./факс (095) 482-5590, 482-5544, 488-7210

Internet: <http://www.folium.ru>, **E-mail:** folium@online.ru

Отпечатано в типографии издательства "Фолиум"