

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

Издается
с января 1930 года



ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Электрические станции 12 2002

Содержание

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

- 2 **Забелло Е. П., Евсеев А. Н.** О возможных подходах к распределению результатов, получаемых независимыми энергокомпаниями, при совместном инвестировании
7 **Старцев А. П.** Об анализе потерь электроэнергии

ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА

- 11 **Черепанов В. А.** Анализ ошибок оперативного персонала при работе в электрической части АЭС

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

- 17 **Толчинский Е. Н., Лаврентьев А. Ю.** Выбор тонкости помола угольной пыли
21 **Демидов О. И., Корень В. М., Кутахов А. Г., Тажиев Э. И.** Эффективность тепловых схем энергоблоков с турбинами Т-250/300-23,5, надстроенных газотурбинными установками
28 **Амелиошкин В. Н., Агафонов Б. Н.** Особенности эрозионного износа рабочих лопаток теплофикационных паровых турбин
31 **Елов А. И., Лопаткин Б. В., Решетов А. Л.** Программно-технический комплекс для электрической части системы регулирования и защит паровых турбин

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

- 40 **Щербаков А. В., Калинин В. Г., Стученков В. М.** Импульсные источники микросекундной длительности импульсов для питания электрофильтров
44 **Львов М. Ю.** Оценка информативности показателей контроля технического состояния изоляции трансформаторного оборудования

- 51 **Беляев А. В., Эдлин М. А.** Дальнее резервирование отказов защит и выключателей в сетях 0,4 кВ

- 56 **От коммерческого** сотрудничества к технологической кооперации с ведущими зарубежными фирмами

ОБМЕН ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОПЫТОМ

- 59 **Макаров К. В.** Использование геоинформационных систем при построении подсистемы паспортизации объектов РЭС

ИСТОРИЧЕСКИЕ ВЕХИ И СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

- 61 **Пришлецова Е. И.** Смоленской АЭС – 20 лет
64 **Галанов В. И., Балыбердин Л. Л., Гусаковский К. Б., Мазуров М. И., Евликов А. А., Вялько О. Ю.** К 40-летию пуска электроподачи постоянного тока Волгоград – Донбасс
68 **НПО ЦКТИ** – 75 лет

ХРОНИКА

- 70 **Белосельский Б. С.** Международная специализированная выставка "ЭлектроТехноЭкспо-2002"

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

- 71 **Котлер В. Р.** Успехи и проблемы энергетиков США в области экологии
74 **Файбисович Д. Л.** Использование изолированных проводов на ВЛ распределительной сети
76 **По страницам** зарубежных журналов

* *

- 77 **Вилянская Е. Д.** (К 80-летию со дня рождения)

- 78 **Нечаев В. В.** (К 70-летию со дня рождения)

* *

- 81 **Содержание** журнала "Электрические станции" за 2002 г.

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

О возможных подходах к распределению результатов, получаемых независимыми энергокомпаниями, при совместном инвестировании

Забелло Е. П., доктор техн. наук, Евсеев А. Н., канд. техн. наук

Белорусский теплоэнергетический институт – ОАО Татнефть

При передаче и распределении электроэнергии по всей цепи электроснабжения от источника до потребителя в условиях действия энергорынка почти все задачи, связанные с экономикой этой передачи и распределения, требуют пересмотра, так как действующие ранее критерии, в основу которых был положен народно-хозяйственный подход, уже вступают в противоречие с подходами отдельных энергокомпаний и потребителей. Так, в [1], касаясь вопросов выбора мероприятий по снижению потерь энергии в электрических сетях энергосистем, отмечено, что в связи с созданием акционерных обществ в электрических сетях стало сложным проведение согласованной технической политики в области выбора этих мероприятий, особенно в случае привлечения дополнительных материальных средств.

Подобный тезис подтвержден конкретным примером на основании оптимизационных расчетов в питающих (330 кВ) и распределительных сетях (110 кВ и ниже), принадлежащих двум энергокомпаниям, по методике [2]. Как отмечено в [1], выполненные с учетом неоднородности графиков нагрузок и генераций оптимизационные расчеты позволили обосновать уменьшение потерь энергии в линиях 110 кВ на 37,3% при увеличении их в линиях 330 кВ на 14,3%.

Таким образом, совместная оптимизация режимов в электрических сетях, принадлежащих двум энергокомпаниям, ставит одну из них в невыгодные условия. Такая же ситуация имеет место и при совместной оптимизации режимов по активной и реактивной мощности сетей, принадлежащих производственным энергообъединениям (ПЭО) и потребителям. В результате подобной оптимизации, как правило, получается, что, например, такое затратное мероприятие, как установка конденсаторных батарей в сетях 6 – 10 кВ, принадлежащих потребителям, дает основной эффект электроснабжающей организации за счет снижения потерь активной энергии на передачу реактивной по питающим сетям. В то же время может случиться, что некоторое объединение (например, объединение генерирующих источников) может получить отрицательный эффект вследствие того, что дополнительная компенсация реактивной мощности при-

ведет к недопустимому повышению напряжений на питающих шинах.

Рассмотрим подобный пример в общем виде с помощью рис. 1, а, на котором кривая $Z_{\text{п}}$ отражает изменение затрат потребителя с нарастающим итогом по годам на внедрение мероприятия с учетом фактора времени и инфляции, кривая $R_{\text{п}}$ характеризует изменение результатов потребителя также с нарастающим итогом, кривая $R_{\text{з}}$ – то же энергосистемы, кривая $R_{\text{и}}$ – то же источников электроснабжения. Как видно из рисунка, результат $R_{\text{и}}$ – отрицательный и его величина прямо пропорциональна времени t , при котором мероприятие считается внедренным.

Как следует из пояснений к обозначениям, под результатом понимается не только экономия в любом виде, но и возможный ущерб, который может быть нанесен некоторому из участников мероприятий.

Рассмотрим сечение кривых Z и R по вертикали в некоторое время t , при котором соблюдается баланс затрат и результатов, т.е.

$$Z = R_{\text{п}t} + R_{\text{з}t} - R_{\text{и}t}. \quad (1)$$

При балансе согласно равенству (1) затраты потребителя полностью окупаются эффектом потребителя и энергосистемы и покрывают ущерб, понесенный источниками энергоснабжения. В случае, когда $R_{\text{з}t} = R_{\text{и}t}$, эффект энергосистемы уходит на покрытие ущерба, понесенного энергистами, однако законодательно ввиду самостоятельности организаций такое мероприятие, как восполнение ущерба, понесенного одной фирмой за счет другой, не практикуется.

Если $R_{\text{з}t} > R_{\text{и}t}$, то даже при полной компенсации ущерба $R_{\text{и}t}$ энергосистеме останется разница $\Delta R = R_{\text{з}t} - R_{\text{и}t}$, которая в данном случае должна относиться на счет потребителя согласно условию (1) с тем, чтобы понесенные им затраты Z_t полностью окупились. Действительно,

$$Z_t = R_{\text{п}t} + \Delta R = R_{\text{п}t} + R_{\text{з}t} - R_{\text{и}t}. \quad (2)$$

Заметим, что значение ΔR в настоящее время потребителю не компенсируется, это снижает его

заинтересованность во внедрении рассматриваемого мероприятия.

Рассмотрим более подробно этот случай с помощью интегральных кривых затрат и результатов, показанных на [рис. 1, б](#), на котором выбрано сечение по вертикали в некоторое время t , такое, где

$$Z_{\text{п}} > R_{\text{п}t} + R_{\text{з}t} - R_{\text{и}t}; \quad (3)$$

$$R_{\text{з}t} > R_{\text{и}t}. \quad (4)$$

Согласно условию (4) суммарная кривая $R_{\text{п}t} + R_{\text{з}t} - R_{\text{и}t}$ не совпадает с кривой $R_{\text{п}}$, как это было в случае, рассмотренном на [рис. 1, а](#). По этой причине она (на [рис. 1, б](#) штриховая линия) пересекает кривую затрат $Z_{\text{п}}$ в некоторой точке B , которая находится левее точки A , что свидетельствует о некотором сокращении срока окупаемости мероприятия, если этот срок рассчитывать исходя не из интересов только потребителя, внедрившего мероприятие, а из интересов потребителя, энергосистемы и генерирующих источников, т.е. общих интересов, которые сочетаются с государственными.

В этом случае нельзя считать правильным такое положение, при котором хотя и обеспечивается в целом народно-хозяйственный эффект, одна сторона приобретает то, что теряют другие, и наоборот. Единственным выходом из создавшейся ситуации является перераспределение составляющих эффекта таким образом, чтобы от внедрения некоторого мероприятия выигрывали все стороны, интересы которых это внедрение затрагивает. Возможностей подобного перераспределения может быть два:

централизованное перераспределение результатов через некоторый посреднический орган, например, специальную межведомственную энергетическую комиссию, контролирующую одновременно и правильность расчета затрат и результатов;

прямое перераспределение результатов между заинтересованными организациями.

В первом случае организации-посреднику отчисляется часть полученного положительного результата (эффекта) R_{Σ} с некоторым коэффициентом K_{Γ} , в результате чего его доля $R_{\Gamma t}^*$ определяется как

$$R_{\Gamma t}^* = K_{\Gamma}(R_{\text{з}t} - R_{\text{и}t}). \quad (5)$$

Оставшаяся часть эффекта составит

$$\begin{aligned} R_{\text{и}t}^* &= R_{\text{п}t}^* + R_{\text{з}t}^* = R_{\text{з}t} - R_{\text{и}t} - K_{\Gamma}(R_{\text{з}t} - R_{\text{и}t}) = \\ &= (R_{\text{з}t} - R_{\text{и}t})(1 - K_{\Gamma}), \end{aligned} \quad (6)$$

где $R_{\text{и}t}^*$, $R_{\text{п}t}^*$, $R_{\text{з}t}^*$ – доли объединения электростанций, потребителя и электрических сетей в эффекте, полученном электрическими сетями с учетом

отчислений посреднику, определяемые следующим образом:

$$R_{\text{и}t}^* = \frac{(R_{\text{з}t} - R_{\text{и}t})(1 - K_{\Gamma})R_{\text{и}t}}{R_{\text{и}t} + R_{\text{з}t} + R_{\text{п}t}}; \quad (7)$$

$$R_{\text{п}t}^* = \frac{(R_{\text{з}t} - R_{\text{и}t})(1 - K_{\Gamma})R_{\text{п}t}}{R_{\text{и}t} + R_{\text{з}t} + R_{\text{п}t}}; \quad (8)$$

$$R_{\text{з}t}^* = \frac{(R_{\text{з}t} - R_{\text{и}t})(1 - K_{\Gamma})R_{\text{з}t}}{R_{\text{и}t} + R_{\text{з}t} + R_{\text{п}t}}. \quad (9)$$

При прямом перераспределении результатов множитель $1 - K_{\Gamma}$ в формулах (7) – (9) опускается.

Пример. В результате внедрения предприятием компенсирующих устройств (конденсаторных батарей) на t -м году эксплуатации получены следующие результаты:

$R_{\text{п}t} = 7$ млн. руб., $R_{\text{з}t} = 4$ млн. руб., $R_{\text{и}t} = 2$ млн. руб., $K = 0,1$.

Рассчитаем значения $R_{\Gamma t}^*$, $R_{\text{п}t}^*$, $R_{\text{з}t}^*$ и $R_{\text{и}t}^*$ по обоим вариантам.

По формуле (5) для первого варианта получим

$$R_{\Gamma t}^* = 0,1(4 - 2) = 0,2 \text{ млн. руб.}$$

По формулам (7) – (9) определим значения $R_{\text{и}t}^*$, $R_{\text{п}t}^*$ и $R_{\text{з}t}^*$

$$R_{\text{и}t}^* = \frac{2 \cdot 0,9 \cdot 2}{13} = 0,276 \text{ млн. руб.};$$

$$R_{\text{п}t}^* = \frac{2 \cdot 0,9 \cdot 7}{13} = 0,969 \text{ млн. руб.};$$

$$R_{\text{з}t}^* = \frac{2 \cdot 0,9 \cdot 4}{13} = 0,555 \text{ млн. руб.}$$

Для второго варианта:

$$R_{\Gamma t}^* = 0;$$

$$R_{\text{и}t}^* = 0,276 / 0,9 = 0,306 \text{ млн. руб.};$$

$$R_{\text{п}t}^* = 0,969 / 0,9 = 1,076 \text{ млн. руб.};$$

$$R_{\text{з}t}^* = 0,555 / 0,9 = 0,617 \text{ млн. руб.}$$

Таким образом, в обоих случаях потребитель, внедривший мероприятие, получает дополнительную долю результата, а в сумме (второй вариант) $R_{\text{п}t}^* + R_{\text{и}t}^* = 7 + 1,076 = 8,076$ млн. руб. При этом ущерб, понесенный источниками энергоснабжения, не только полностью покрывается, но и на их долю относится 0,306 млн. руб., а на долю электрических сетей относится 0,617 млн. руб. и, таким образом, все организации, имеющие отношение к внедрению мероприятия, становятся заинтересованными в его внедрении. Не противоречит такое распределение результатов и государственным ин-

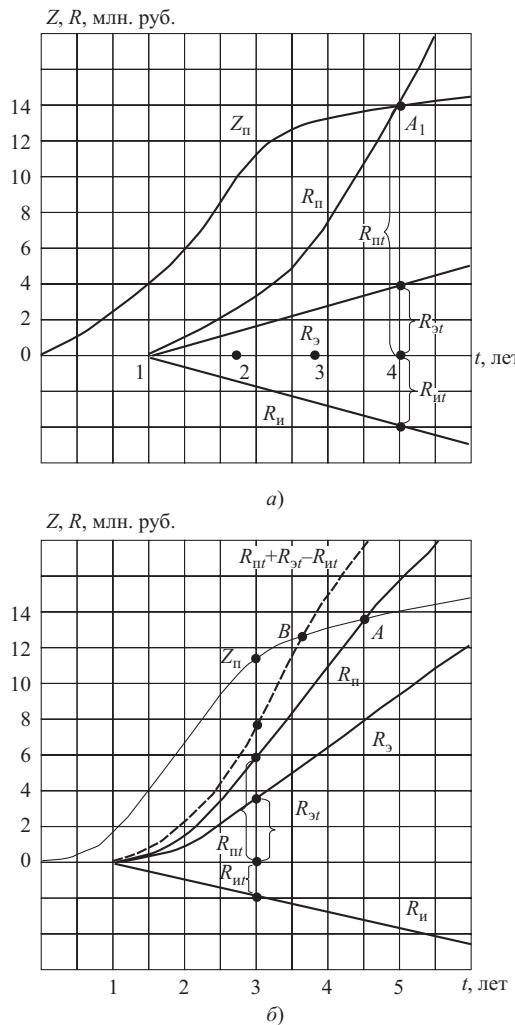


Рис. 1. Интегральные кривые затрат и результатов при внедрении потребителем энергосберегающего мероприятия

тересам, так как мероприятие окупается за более короткий срок и при централизованном перераспределении результатов через некоторый посреднический (он может быть государственным) орган обеспечивает долю отчислений и на его счет (0,2 млн. руб. при $K_r = 0,1$).

В случае, если расчеты показывают на высокую эффективность мероприятия, а отдельно каждый инвестор не имеет для его внедрения достаточных средств, возможно совместное инвестирование по принципу, согласно которому затраты, как и ожидаемые результаты, разбиваются на составляющие. В этом случае суммарный экономический эффект \mathcal{E}_Σ будет определен как разница $R_\Sigma - Z_\Sigma$, т.е.

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_\Sigma &= R_1 + R_2 - R_3 - (Z_1 + Z_2 + Z_3) = \\ &= R_1 + R_2 - (Z_1 + Z_2 + Z'_3), \end{aligned} \quad (10)$$

где Z_1, Z_2, Z_3 – доли затрат первого, второго и третьего инвесторов; Z'_3 – доля затрат третьего инвестора с учетом отрицательного результата R_3 .

Эффект \mathcal{E}_Σ , рассчитанный по уравнению (10) для некоторого времени t , распределяется между инвесторами следующим образом:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_1 &= \frac{(R_1 + R_2)Z_1}{Z_1 + Z_2 + Z'_3}; \\ \mathcal{E}_2 &= \frac{(R_1 + R_2)Z_2}{Z_1 + Z_2 + Z'_3}; \\ \mathcal{E}_3 &= \frac{(R_1 + R_2)Z'_3}{Z_1 + Z_2 + Z'_3}. \end{aligned} \quad (11)$$

Как следует из рассмотрения приведенных на рис. 1 кривых, основной сложностью является их построение, причем наибольшую сложность вызывает не расчет затрат Z_{ii} , а расчет результатов, в том числе и отрицательных.

В нашем случае положительным результатом является снижение потерь активной энергии на передачу реактивной как в цепи внешнего электроснабжения, так и в распределительных сетях, принадлежащих потребителю. Расчет этих потерь производится по имеющимся в распоряжении специалистов материалам, например, инструкции [3], публикациях [4, 5] и др.

Расчет отрицательных последствий для энергосистемы и источников энергии от компенсации реактивной мощности в распределительных сетях потребителя энергии заключается не только в дополнительных расчетах диспетчерских режимов, которые в некоторых случаях вынужденно становятся менее экономичными, но и в оценке прямого ущерба, который наносится генераторам электростанций, работающих не на отдачу, а на прием реактивной энергии из сети. Особенно отрицательны последствия компенсации реактивной мощности в узлах, где активные нагрузки резко перемены по часам суток или низки в целом из-за снижения электропотребления, что является достаточно распространенной ситуацией. В связи с этим, в п. 1.13 [6] записано: “В связи с происходящим в последние годы снижением электропотребления в электрических сетях существенно повысились уровни напряжения, достигнув в ряде узлов опасно высоких значений. Для нормализации положения энергоснабжающая организация имеет право устанавливать в договоре на пользование электроэнергией периоды специальных режимов работы конденсаторных установок (КУ), заключающихся, как правило, в отключении продолжительностью не менее месяца части или всех КУ. За потребление реактивной энергии в эти периоды сверх экономических значений, установленных в договоре, потребителю предоставляется скидка с тарифа. Надбавка к тарифу в эти периоды не применяется”.

Учитывая не только сказанное в п. 1.13 [6], но и изложенное в тексте данной статьи, считаем, что возможности, энергоснабжающей организации

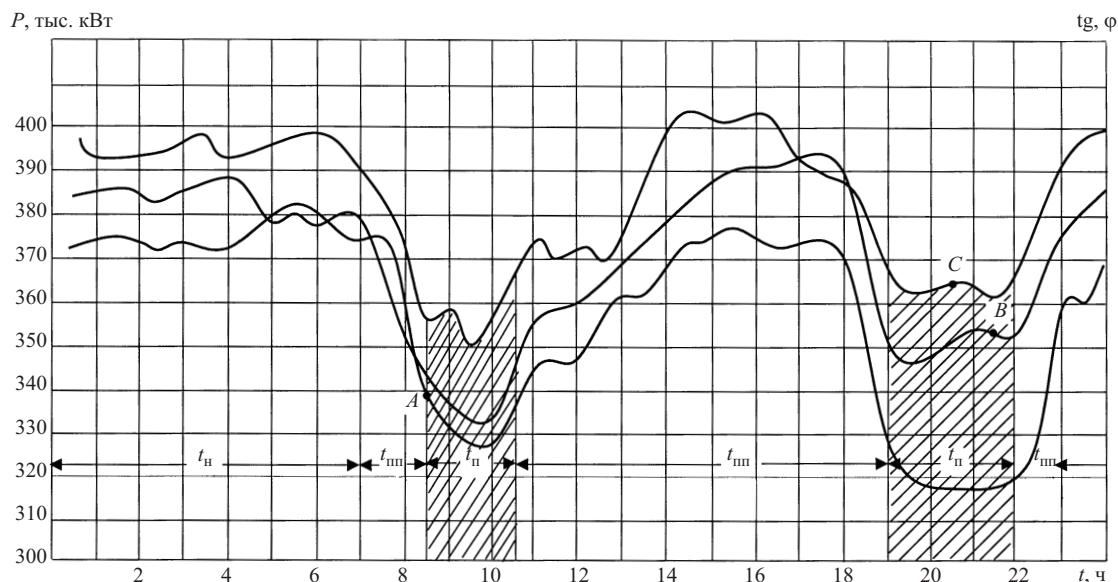


Рис. 2. Совмещенные графики электрических нагрузок по ОАО Татнефть в дни максимальных значений оплачиваемой мощности в VII-IX месяцах 2001 г.:

$A - 11/\text{VII} 2001 \text{ г.}, 8 \text{ ч } 30 \text{ мин}, P_{\text{совм}} = 339\ 529 \text{ кВт}; B - 7/\text{VIII} 2001 \text{ г.}, 21 \text{ ч } 30 \text{ мин}, P_{\text{совм}} = 354\ 479 \text{ кВт}; C - 21/\text{IX} 2001 \text{ г.}, 20 \text{ ч } 30 \text{ мин}, P_{\text{совм}} = 369\ 107 \text{ кВт}; t_{\text{п}}, t_{\text{пп}}, t_{\text{H}} - \text{пиковая, полуpikeовая и ночная тарифные зоны}$

должны быть шире, чем только установка в договоре на пользование энергией периодов специальных режимов работы конденсаторных установок. Следует учесть, что многие промышленные предприятия, как и энергосистемы, ведут постоянный мониторинг (отслеживание) нагрузок с помощью современных электронных средств энергоучета, в связи с чем управление режимами компенсации реактивной мощности может и должно вестись регулярно с учетом сложившейся ситуации с уровнями напряжения и перекоммутаций в схеме внешнего электроснабжения.

Для этой цели в [6] рекомендуется применение оптимизационного метода расчета. Однако при всей прогрессивности этого метода применение его основано на расчете экономически обоснованного значения $\text{tg } \phi$ только в часы суточного максимума нагрузки за зимний день контрольных замеров, проводимых энергосистемой. К тому же критерием оптимизации является минимум затрат энергосистемы на передачу по сети реактивной мощности и энергии потребителям и затрат потребителей на установку КУ. Учитывая, что энергосистема и потребитель являются независимыми хозрасчетными структурами и что затраты на установку КУ несет потребитель, подобный критерий оптимизации не может считаться объективным без последующего перераспределения результатов, полученных после проведения оптимизационных расчетов. Подкрепим это конкретным примером.

С середины 2000 г. ОАО Татнефть, перейдя на расчет с энергосистемой за электроэнергию по тарифам, дифференцированным по зонам времени, провело ряд организационно-технических мер, в результате чего совмещенные графики нагрузки в

целом по ОАО в рабочие дни существенно изменились. В часы контрольных интервалов имелись не пики, а провалы нагрузок (рис. 2).

Снижение нагрузок осуществлено в основном за счет отключения в рабочие дни (часы пиковых нагрузок) некоторой части насосных агрегатов для закачки воды в нефтеносные зоны с целью поддержания пластового давления. Так как приводом к насосным агрегатам являются преимущественно синхронные двигатели, работающие с целью снижения потребления реактивной мощности с некоторым перевозбуждением, то их отключение (до 80 тыс. кВт в целом по ОАО) вызывает рост потребления реактивной мощности и соответственно рост значения $\text{tg } \phi$ выше нормативного, что приводит к росту оплаты за потребляемую реактивную мощность, так как, хотя часы провала нагрузок у потребителя попадают на часы пиковых нагрузок в энергосистеме, расчет надбавок за реактивную мощность по-прежнему проводится исходя из интересов энергосистемы.

По нашему мнению, в случаях, когда потребитель вступает в режимное взаимодействие с энергосистемой, все оптимизационные расчеты, призванные обеспечить взаимную выгоду взаимодействующим сторонам, должны проводиться совместно и только потом находить разрешение в прямых договорах на отпуск электроэнергии или иным способом, если взаимодействующих сторон больше двух, что на рынке энергии уже является реальным, так как реструктуризация энергетики продолжается с выделением новых самостоятельных структурных подразделений (например, диспетчерских управлений, объединений генерирующих источников и др.).

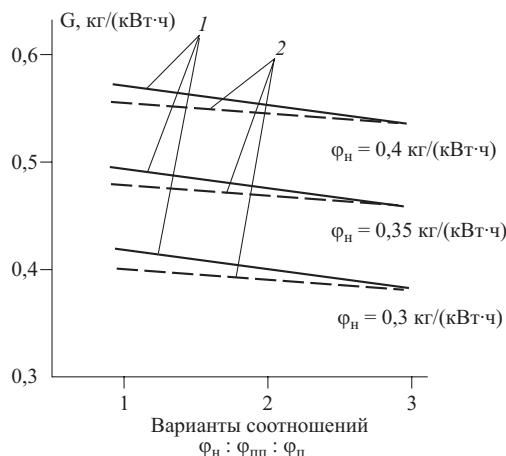


Рис. 3. Изменение средних удельных расходов топлива на выработку электроэнергии с учетом собственных нужд и потерь на передачу при различных соотношениях этих расходов в пиковой, полуpikeвой и ночной зонах суточного графика нагрузки:

1 – $\mathcal{E}_n : \mathcal{E}_{pp} : \mathcal{E}_p = 0,55 : 0,3 : 0,15$; 2 – то же $0,6 : 0,33 : 0,07$

Одним из существенных результатов энергосистемы при обосновании подходов к режимному взаимодействию является, например, снижение удельных расходов топлива на выработку электроэнергии в случае, когда в энергосистеме имеется недостаток маневренных источников. Рассмотрим это на конкретном примере, используя упрощенную формулу, предложенную в [7],

$$G = \frac{1}{1-\alpha_p} \frac{1}{1-\alpha_{ch}} (\mathcal{E}_n \varphi_n + \mathcal{E}_{pp} \varphi_{pp} + \mathcal{E}_p \varphi_p), \quad (12)$$

где G – расход топлива в энергосистеме за сутки для выработки электроэнергии, кг/(кВт · ч); $\alpha_p = 0,1$ – коэффициент потерь электроэнергии на участке от шин станции до потребителя; $\alpha_{ch} = 0,08$ – коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды; \mathcal{E}_n , \mathcal{E}_{pp} , \mathcal{E}_p – потребление электроэнергии в часы ночных, полуpikeвых и пиковых нагрузок; φ_n , φ_{pp} , φ_p – удельные расходы топлива соответственно в зонах ночного провала нагрузок, на полуpikeвых и пиковых интервалах, кг/(кВт · ч).

В таблице и на рис. 3 приведены результаты проведенных расчетов при различных сочетаниях

$\mathcal{E}_n : \mathcal{E}_{pp} : \mathcal{E}_p$	$\varphi_n : \varphi_{pp} : \varphi_p$	Значение G при φ_n , кг/(кВт · ч)		
		$\varphi_n = 0,3$	$\varphi_n = 0,35$	$\varphi_n = 0,4$
$0,55 : 0,3 : 0,15$	$0,3 : 0,4 : 0,5$	0,434	0,507	0,579
	$0,3 : 0,35 : 0,4$	0,398	0,463	0,530
	$0,3 : 0,32 : 0,35$	0,378	0,436	0,504
$0,6 : 0,33 : 0,07$	$0,3 : 0,4 : 0,5$	0,418	0,488	0,558
	$0,3 : 0,35 : 0,4$	0,389	0,455	0,520
	$0,3 : 0,32 : 0,35$	0,375	0,435	0,498

отношений $\mathcal{E}_n : \mathcal{E}_{pp} : \mathcal{E}_p$, $\varphi_n : \varphi_{pp} : \varphi_p$ и трех значениях φ_n – от 0,3 до 0,4 кг/(кВт · ч).

Как видно из таблицы и кривых, приведенных на рисунке, соотношение потребления $\mathcal{E}_n : \mathcal{E}_{pp} : \mathcal{E}_p$ изменялось от 0,55:0,3:0,15 до 0,6:0,33:0,07, что близко к тому, что за последние 1,5 года получено в ОАО Татнефть в результате перераспределения нагрузок по тарифным зонам. В этих условиях исходным значением G принята величина 0,488 кг/(кВт · ч).

При первом варианте соотношений удельных расходов топлива 0,3:0,4:0,5 и $\varphi_n = 0,35$ кг/(кВт · ч) средняя экономия на выработку 1 кВт · ч электроэнергии составит $\Delta G = 0,507 - 0,488 = 0,019$ кг/(кВт · ч), что в расчете на годовое энергопотребление \mathcal{E}_Σ ОАО Татнефть (3 млрд. кВт · ч) обеспечит энергосистеме экономию условного топлива в размере

$$\Delta G_\Sigma = 0,019 \cdot 3 \cdot 10^9 = 57,0 \text{ тыс. т},$$

или при цене 100 дол/т условного топлива снижает оплату за топливо на

$$\Delta P_3 = 57 000 \cdot 100 = 5,7 \text{ млн. дол.}$$

Отметим, что с мая по декабрь 2000 г. в результате перехода на режим управления нагрузками ОАО сократило плату за электропотребление и мощность на 34,8 млн. руб., что в пересчете на год составляет

$$\Delta P_p = \frac{34,8 \cdot 12}{8} = 52,2 \text{ млн. руб} = 1,74 \text{ млн. дол.}$$

Если произвести перерасчет полученной потребителем экономии на топливо, сэкономленное энергосистемой с учетом выработки и передачи энергии, то энергосистема скомпенсирует недобор платы за электропотребление при следующем снижении удельного расхода топлива на выработанный и отпущенный киловатт-час

$$\Delta \varphi = \frac{\Delta G_3 \Delta P_p}{\Delta P_3 \mathcal{E}_\Sigma} = \frac{57 \cdot 1,74 \cdot 10^6}{5,7 \cdot 3 \cdot 10^9} = 0,006 \text{ кг/(кВт · ч)},$$

что намного ниже, чем в рассмотренном примере и, на наш взгляд, вполне реально даже, учитывая, что в энергосистеме Татэнерго имеется маневренный источник электроснабжения – Нижнекамская ГЭС, работающая в часы пиковых нагрузок, однако объема ее водохранилища для полного покрытия пиковых нагрузок недостаточно. К тому же при сложившихся нагрузках гидрогенераторы ГЭС вынуждены работать с недовозбуждением, т.е. на прием реактивной мощности, что требует при расчете диспетчерских режимов не только учета удельных расходов топлива в энергосистеме, но и ограничений по напряжениям.

Подобная ситуация в зоне Татарской энергосистемы не единична и свидетельствует о том, что

размеры и соотношения тарифов на активную энергию в тарифных зонах, размеры и порядок обоснования надбавок и скидок к тарифам на реактивную энергию, уровни компенсации реактивной мощности в узлах нагрузок должны рассчитываться для каждого конкретного случая на основании оптимизационных расчетов.

В этих расчетах должны охватываться все составляющие затрат на некоторое мероприятие и все, в том числе отрицательные результаты, получаемые образованными путем реструктуризации объединениями, имеющими отношение к выработке, передаче, распределению и потреблению энергии.

Выводы

1. С углублением реструктуризации энергетики неизбежен пересмотр взаимоотношений между реструктуризованными звенями, включая потребителя энергии. Этот пересмотр касается как общей регламентирующей базы (правила, инструкции, методики, договора), так и конкретных технико-экономических исследований с целью соблюдения интересов режимно-взаимодействующих сторон и в целом государственных интересов.

2. Учитывая важность затронутых вопросов и ограниченный объем статьи, авторы считают целе-

сообразным проведение на страницах журнала теоретической дискуссии, в которой бы подробно были обсуждены как критерии и способы оптимизации затрат при передаче электроэнергии в цепи электроснабжения "источник – потребитель" в рыночных условиях, так и подходы к режимному взаимодействию энергосистем и потребителей энергии.

Список литературы

- Потребич А. А. Эффективность выбора мероприятий по снижению потерь энергии в электрических сетях энергосистем. – Электрические станции, 2001, № 5.
- Железко Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. М.: Энергоатомиздат, 1989.
- И 34-7-030-87. Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электроэнергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. М.: Союзтехэнерго, 1987.
- Воротницкий В. Э., Заслонов С. В., Калинкина М. А. Программа расчета потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях 6 – 10 кВ. – Электрические станции, 1999, № 8.
- Бохмат И. С., Воротницкий В. Э., Татаринов Е. П. Снижение коммерческих потерь в электроэнергетических системах. – Электрические станции, 1998, № 9.
- Правила применения скидок и надбавок к тарифам на электрическую энергию за потребление и генерацию реактивной энергии. – Промышленная энергетика, 1998, № 10.
- Михайлов В. В. Тарифы и режимы электропотребления. М.: Энергоатомиздат, 1986.

Об анализе потерь электроэнергии

Старцев А. П., канд.техн. наук

ОАО Пермэнерго

С ростом потерь электроэнергии в распределительных сетях все АО-энерго России столкнулись с проблемой выявления причин роста потерь и разработки эффективных мероприятий по их снижению.

В настоящей работе предлагается метод выявления очагов отчетных потерь электроэнергии ΔW , основанный на уравнении корреляционной связи,

$$\Delta W = b_0 + b_1 X_1 + \dots + b_m X_m + \varepsilon, \quad (1)$$

где m – число основных влияющих факторов;

$\varepsilon = \sum_{k=n}^m b_k X_k$ – доля потерь электроэнергии, зависящая от второстепенных факторов; b – числовые коэффициенты модели; X – влияющие факторы; n – число влияющих факторов; $k = n - m$ – число второстепенных факторов.

Известно, что зависимость доли технических потерь электроэнергии в отчетных потерях от нагрузки нелинейна, а зависимость доли коммерче-

ских потерь электроэнергии чаще имеет линейный характер. В результате коэффициент корреляции между техническими потерями электроэнергии и нагрузками меньше коэффициента корреляции между коммерческими потерями электроэнергии и нагрузками. Этот факт может быть использован для выявления коммерческой составляющей потерь.

Для расчета потерь электроэнергии по выражению (1) необходимо выполнить следующие процедуры:¹

предварительно выбрать объясняющие переменные;

доказать наличие связи между зависимой переменной ΔW и объясняющими переменными X ;

сформировать массив объясняющих переменных;

¹ Пирогов В. Н., Старцев А. П. Прогноз электропотребления промышленного предприятия в условиях нестабильной экономики. – Промышленная энергетика, 1996, № 2.

произвести расчет числовых коэффициентов многофакторной модели;

проверить жизнеспособность модели на ретроспективном материале;

определить ожидаемую ошибку расчета.

Исходная информация должна отвечать следующим требованиям:

число отсчетов в используемом статистическом материале должно быть как минимум на два больше числа факторов, используемых в модели;

статистические данные могут быть использованы только в том случае, если они обладают достаточной ретроспективой.

Расчеты могут быть основаны как на использовании действующей отчетности по балансам АО-энерго, сетевого предприятия, района электрических сетей, так и на информации АСКУЭ или счетчиков типа «Альфа», других документов.

Предварительный выбор объясняющих переменных производится путем экспертных оценок. При этом среди всех видов переменных отбираются те, которые в наибольшей степени влияют на потери электроэнергии. Желательно отобрать столько переменных, чтобы их влияние составляло не менее 80% общего объема потерь. На этом этапе число предварительно отбираемых объясняющих переменных может превышать число имеющихся в распоряжении отсчетов.

Затем рассчитываются коэффициенты корреляции зависимой переменной ΔW с каждой объясняющей переменной X_k и проводится анализ. К дальнейшему использованию не допускаются объясняющие переменные, для которых:

знак рассчитанного коэффициента корреляции не совпадает с экспертной оценкой частной производной $d\Delta W/dX_k$;

рассчитанный коэффициент корреляции близок к нулю.

Рекомендуется задаваться уровнем значимости не более 0,05. Практика расчетов показала, что при проверке с более низкими требованиями к построению модели могут быть допущены переменные, использование которых приводит к уравнению, не соответствующему физике процессов.

Отобранные после данной проверки объясняющие переменные могут быть допущены к построению многофакторной модели потерь электроэнергии, однако необязательно они все будут использованы. Число окончательно принятых в состав модели объясняющих переменных зависит от связей между ними. Сначала рассчитываются парные коэффициенты корреляции между всеми объясняющими переменными, затем делается проверка всех рассчитанных коэффициентов по «нулевой гипотезе».

Как показали предварительные расчеты, применение уравнений более высокого порядка при проверке дает лучшее воспроизведение ретро-

спективного материала, но это не означает, что будут получены более точные значения потерь. В то же время с ростом порядка используемых уравнений резко возрастают сложность и объем математических операций.

Все не зависимые друг от друга объясняющие переменные, безусловно, могут быть приняты для построения модели. Зависимые (коллинеарные) объясняющие переменные тоже можно использовать, но при этом необходимо применять пошаговое наращивание числа переменных в составе модели. Сначала строится сравнительно простая модель с применением одной, двух объясняющих переменных, оценивается ее эффективность. Затем наращивается число переменных в модели и каждая новая модель сравнивается с полученными ранее. Выбирается наиболее эффективная модель.

Могут быть даны следующие рекомендации по окончательному выбору модели для анализа потерь электроэнергии.

1. При отсутствии ограничений на использование вычислительной техники могут быть отображены и приняты достаточно сложные модели.

2. При одинаковой или примерно одинаковой эффективности лучше выбрать простую модель. Может быть дана следующая рекомендация по определению границ усложнения модели. При анализе ее эффективности на ретроспективном материале рассчитываем четыре параметра: S – дисперсия, D_h – необъясненная часть дисперсии, D_{ob} – объясненная часть дисперсии и $D_{h,otn}$ – относительное значение необъясненной части дисперсии; определяемое по формуле (в процентах)

$$D_{h,otn} = \frac{D_h}{D_h + D_{ob}} \cdot 100.$$

Оценку эффективности можно дать по величине $D_{h,otn}$. В то же время при усложнении модели значение D_h вначале уменьшается, а затем начинает расти. Эту границу можно рекомендовать в качестве ограничителя усложнения модели.

3. Среди достаточно эффективных и простых моделей предпочтение следует отдать тем, которые объясняют большую часть потерь электроэнергии.

Предложенный метод проверен в одной из энергосистем. Были построены некоторые функции $F(X)$, описывающие зависимость отчетных потерь электроэнергии в сетях от объясняющих факторов. Поскольку известно, что потери электроэнергии описываются нелинейной функцией, то проверены две модели:

многофакторная линейная модель

$$F(X) = \sum_i a_i x_i; \quad (2)$$

многофакторная экспоненциальная модель

$$\ln(F(X)) = \sum_i a_i x_i. \quad (3)$$

Таблица 1

Параметр	Коэффициент корреляции		
	1998 – 2000 гг.	1998 – 1999 гг.	1999 г.
Среднемесячная температура	-0,86/-0,814	-0,856/-0,814	-0,867/-0,842
Собственные нужды энергосистемы	0,845/0,80	0,832/0,792	0,859/0,855
Отпуск потребителям жилищно-коммунального хозяйства	0,66/0,648	0,842/0,803	0,900/0,901
Небаланс электросетей:			
Березниковских	0,830/0,845	0,843/0,866	0,690/0,725
Кунгурских	0,834/0,764	0,835/0,770	0,810/0,764
Центральных	0,860/0,790	0,835/0,757	0,936/0,931
Получено от энергосистемы	0,909/0,875	0,929/0,874	0,913/0,889
Отпуск потребителям – транспорт	0,767/0,755	0,825/0,808	0,871/0,848

Примечание. Числитель – линейная модель; знаменатель – экспоненциальная модель.

Расчеты проведены для трех различных периодов:

по данным 1998 – 2000 гг.;

по данным за 1998 – 1999 гг. с прогнозом значений потерь на 2000 г.;

по данным за 1999 г. с прогнозом значений потерь на 2000 г.

При проведении расчетов заранее предполагалось, что все очаги потерь вызваны проблемами, связанными с учетом электроэнергии. Так как проводились расчеты в целом для АО-энерго, то предварительно были отобраны, на наш взгляд, значимые факторы, в частности:

данные о перетоках электроэнергии;

данные о выработке станций;

отчетные потери сетевых предприятий;

полезный отпуск группам потребителей в соответствии с формой 46ЭС;

расходы электроэнергии на собственные, хозяйствственные и производственные нужды в целом по АО-энерго;

среднемесячная температура.

В табл. 1 приведены факторы, имеющие наибольший коэффициент корреляции. Выполнены расчеты двух-, трех-, четырех- и пятифакторных моделей. Сезонные колебания потерь в течение года учтены как их зависимость от окружающей температуры.

Результаты расчетов четырех- и пятифакторных моделей, необъясненная часть дисперсии D_h и дисперсия S приведены в табл. 2.

Анализируя данные табл. 2, можно сделать несколько выводов.

1. Несмотря на то, что, как известно, потери электроэнергии описываются нелинейной функцией, лучшие результаты получены при описании потерь выражением (2). Возможно, это связано с тем, что для применения аппарата математической статистики необходимо приведение любой нелинейной модели к ее линейному виду.

2. При проведении расчетов необходимо выбирать глубину ретроспективного материала. В при-

Таблица 2

Исходные данные за период	Модель	Число факторов	Результаты расчета по отношению к данным			
			исходным		прогнозируемым на 2000 г.	
			D_h , %	S , %	D_h , %	S , %
1998 – 2000	Линейная	4	7,26	22,012	–	–
		5	5,364	28,203	–	–
	Экспоненциальная	4	11,76	22,387	–	–
		5	10,932	22,615	–	–
1998 – 1999	Линейная	4	8,479	15,746	17,317	21,449
		5	7,36	15,153	29,44	40,688
	Экспоненциальная	4	13,02	26,239	17,23	18,088
		5	14,00	25,347	41,585	26,493
1999	Линейная	4	2,833	10,451	16,955	23,561
		5	2,825	10,208	10,493	16,766
	Экспоненциальная	4	3,382	10,948	34,98	59,861
		5	3,857	10,733	34,456	58,081

веденном примере лучшие результаты получены при глубине ретроспективного материала 12 мес.

3. Прогноз потерь электроэнергии, выполненный по модели, имеющей наименьшие значения D_n и S , дает наиболее достоверный результат.

4. Четыре – пять влияющих факторов достаточно полно описывают поведение потерь электроэнергии ($D_{об} = 92 \div 97\%$).

5. Для управления потерями электроэнергии необходимо, в первую очередь, влиять на основные факторы, остальными факторами можно пренебречь.

На основании расчетов было принято решение о проверке:

правильности учета и отнесения электроэнергии на собственные, хозяйствственные и производственные нужды предприятиями;

данных о потерях Центральных электросетей (ЦЭС);

учета электроэнергии на границе с энергосистемой.

Выявлено:

много измерительных комплексов учета электроэнергии на собственные, хозяйствственные и про-

изводственные нужды, не соответствующих требованиям «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), ошибки при вычислении количества электроэнергии, ошибки при отнесении расходов электроэнергии;

из-за недостаточности измерительных комплексов станции и сетевые предприятия “перекладывают” свои потери электроэнергии на ЦЭС;

проверка состояния учета с энергосистемой выявила отсутствие возможности достоверного расчета баланса шин 110 кВ сопредельной стороны, отсутствие контрольных счетчиков на стороне 110 кВ потребительских подстанций данного АО-энерго

Выводы

1. Основные факторы, влияющие на потери, можно выявить с помощью многофакторной линейной модели, основанной на ретроспективном материале глубиной 12 – 24 мес.

2. Предложенный метод позволяет выявить четыре – пять основных влияющих факторов.



ИНСТИТУТ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ ГОСУДАРСТВЕННЫХ СЛУЖАЩИХ

Российская академия государственной службы при Президенте Российской Федерации

Повышение квалификации и профориентация руководящих работников и специалистов электроэнергетики (лиц. Минобразования РФ № 24-0050)

Тел. (095) 953-2583

<http://www.ipkgos.ru>

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

кафедра «Ремонт и модернизация энергооборудования»

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

(095) 953-0525

кафедра «Эксплуатация электрических станций и тепловых сетей»

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

(095) 953-3871

ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА

Анализ ошибок оперативного персонала при работе в электрической части АЭС

Черепанов В. А., инж.

Калининская АЭС

В атомной энергетике (как и во многих других отраслях) процент нарушений работы АЭС по вине персонала достаточно велик. В некоторые годы нарушения в работе АЭС, которые прямо или косвенно связаны с ошибками персонала, достигали 35% общего числа нарушений. Большую роль в снижении ошибок персонала играет его периодическое обучение в УТП (Учебно-тренировочный пункт Калининской АЭС) по поддержанию профессионального мастерства, где наряду с теоретическими знаниями обучающиеся получают практические навыки, занимаясь на тренажерах.

Перед УТП ставится большой круг задач по обучению персонала АЭС, однако в условиях ограниченности финансовых средств, в том числе и на обучение персонала, требуется сосредоточить усилия именно на тех направлениях, которые приносили бы наибольшую пользу предприятию и давали бы наибольший эффект. Поэтому обучение

персонала, направленное на предупреждение и снижение ошибок, является приоритетным направлением деятельности УТП. Чтобы предупредить ошибки персонала и снизить их число, необходимо, в первую очередь, идентифицировать и тщательно проанализировать причины их возникновения.

С этой целью на Калининской АЭС был проведен подробный анализ ошибок оперативного персонала, работающего в электрической части АЭС, за 11 лет (с 1987 по 1998 г. в период работы двух блоков на АЭС). При анализе учитывались все нарушения, которые были оформлены станционными и цеховыми актами расследований. Этот анализ оформлен в виде учебного пособия.

В пособии приведены общая статистика и некоторые закономерности в возникновении ошибок персонала на АЭС, особенности работы персонала ЭЦ (электрического цеха), перечень ситуаций с

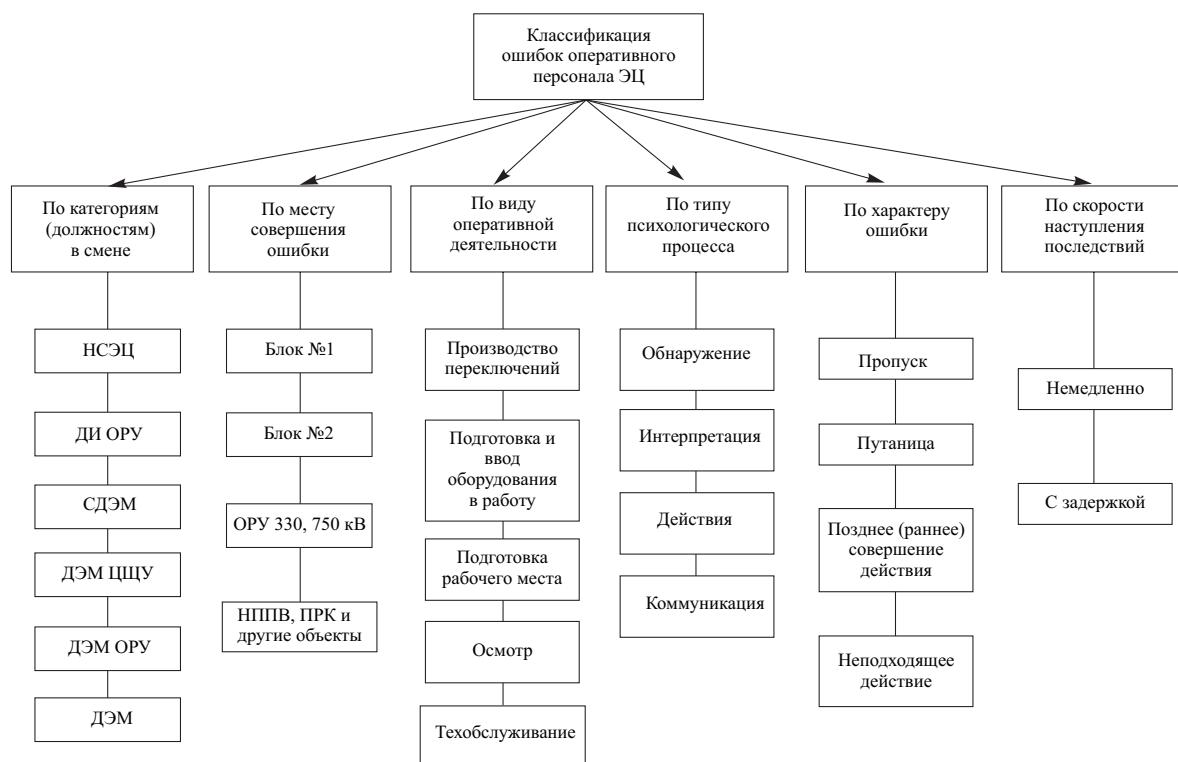


Рис. 1. Классификация ошибок оперативного персонала ЭЦ:

СДЭМ – старший дежурный электромонтер; ДЭМ – дежурный электромонтер; НППВ – насосная противопожарного водоснабжения; ПРК – пускорезервная котельная

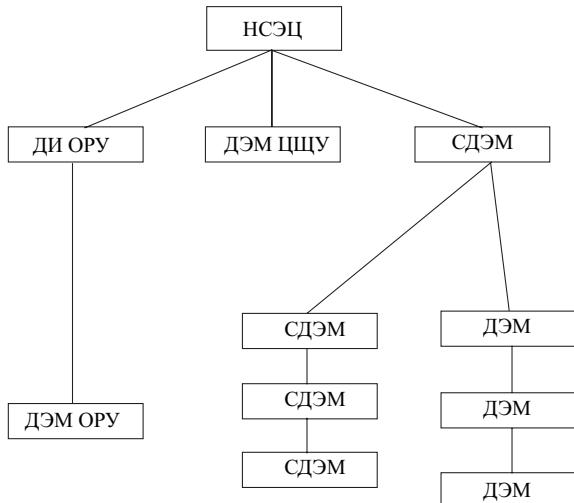


Рис. 2. Структура смены оперативного персонала ЭЦ и ее функциональные связи

кратким описанием нарушений и причин ошибок персонала, их классификация, анализ ошибок с использованием для наглядности графики, разбор характерных случаев ошибок оперативного персонала ЭЦ.

Далее приводятся наиболее характерные фрагменты из этого анализа. Анализ нарушений по вине оперативного персонала ЭЦ проводился в соответствии с классификацией ошибок персонала, представленной на рис. 1. На рис. 2 показаны состав и функциональные связи смены ЭЦ при эксплуатации двух энергоблоков АЭС. Было проанализировано 51 нарушение в работе электрооборудования, связанное прямо или косвенно с ошибками оперативного персонала ЭЦ.

Распределение ошибок персонала по должностям в смене. Если распределить эти ошибки среди персонала смены, то получится картина, изложенная на рис. 3. При этом ошибки, совершаемые оперативным персоналом при производстве работ вдвоем, несмотря на то, что ответственность между ними делится поровну, относились к персоналу с более высокой должностью и квалификацией, так как вследствие своей более высокой

квалификации и опыта работы он должен был и мог их предотвратить.

При рассмотрении рис. 3 выявляется, что 18% ошибок совершено персоналом в должности НСЭЦ (начальника смены ЭЦ). В эту долю включены ошибки, совершенные непосредственно НСЭЦ, а также ошибки подчиненного персонала, работающего под наблюдением и контролем НСЭЦ, которые он мог предотвратить. Если оставить только ошибки, совершенные непосредственно НСЭЦ, то эта доля уменьшается до 8%, т.е. снижается более чем в 2 раза.

Доля ошибок персонала в должности ДИ ОРУ (дежурного инженера ОРУ 330, 750 кВ) составляет всего 4%. Связано это с тем, что объем обслуживаемого оборудования и интенсивность труда по сравнению с загрузкой НСЭЦ значительно ниже, несмотря на сложность (особенно в части устройств РЗА и ПА) и уникальность обслуживающего им оборудования (высокого и сверхвысокого напряжения).

Введение должности ДИ ОРУ с вводом в работу второго энергоблока позволило значительно сократить ошибки персонала на ОРУ 330, 750 кВ и разгрузить НСЭЦ. Общая доля ошибок ИТР смены (НСЭЦ и ДИ ОРУ) составляет 22%, или одну пятую часть, всех нарушений в работе оборудования по вине персонала. Остальные почти 80% нарушений приходятся на рабочий персонал смены: СДЭМ, ДЭМ, ДЭМ ОРУ. Доля ошибок ДЭМ ОРУ составляет 8%, такой низкий показатель связан с меньшей интенсивностью труда по сравнению с занятостью ДЭМ главного корпуса, а также с тем, что большинство сложных работ на ОРУ 330, 750 кВ выполняется под контролем ДИ ОРУ.

Персонал на должности СДЭМ по своей квалификации и опыту работы занимает второе место в смене после НСЭЦ при эксплуатации оборудования блоков. Доля их ошибок составляет 26%. Такой высокий процент ошибок у квалифицированного персонала связан с тем, что основной объем по оперативному обслуживанию двух энергоблоков ложится на их плечи, а все ответственные и электроопасные работы на блоке, в том числе и в аварийной ситуации, когда вероятность совершения ошибки увеличивается, выполняются ими. Из рис. 3 видно, что наибольшее число ошибок совершает наименее квалифицированный персонал в смене – ДЭМ (44%), а если учесть ошибки, допускаемые этой категорией персонала при работе вдвоем с СДЭМ или при выполнении работ, входящих в компетенцию СДЭМ, то более половины ошибок приходится на эту категорию персонала.

Однако может быть и так, что доля ошибок большая, но сами ошибки или их последствия очень незначительны. В таблице приведено распределение последствий ошибок по категориям персонала в смене.

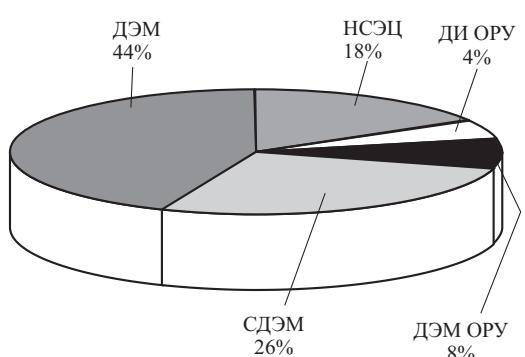


Рис. 3. Распределение ошибок по категориям (должностям) в смене

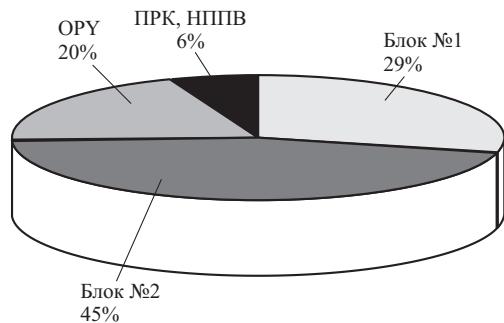


Рис. 4. Распределение ошибок оперативного персонала ЭЦ по месту совершения ошибки

Из таблицы видно, что и по тяжести последствий ошибки наименее квалифицированного персонала (ДЭМ) превалируют: на его долю приходятся два отключения блока, одна разгрузка блока, два случая повреждения оборудования, три случая обесточения секций 6, 0,4 кВ, девять случаев неготовности оборудования, находящегося в резерве.

На АЭС среди некоторых руководителей бытует мнение, что с целью экономии средств на обучение периодическую подготовку в УТП должен проходить лишь руководящий оперативный персонал, а остальной персонал – лишь эпизодически. Анализ показывает, что такое мнение ошибочно. Если хотим снизить ошибки персонала, то необходимо уделять достаточное внимание подготовке персонала и более низкой квалификации.

Распределение ошибок персонала по месту совершения ошибки. На рис. 4 показано распределение ошибок оперативного персонала по месту совершения ошибки. Из рис. 4 видно, что наибольшее число ошибок (45%) персонал совершает на оборудовании блока № 2, несколько меньше – на блоке № 1 (29%). По-видимому, здесь сказываются опыт эксплуатации, накопленный при обслуживании электрооборудования первого блока, а также значительные различия в конструктивном исполнении электрооборудования на блоке № 2. На третьем месте по числу ошибок персонала стоит ОРУ 330, 750 кВ (20%). Уменьшение числа ошибок при обслуживании оборудования ОРУ, по сравнению с первыми годами его эксплуатации на АЭС, связано с введением должности ДИ, т.е. с привлечением

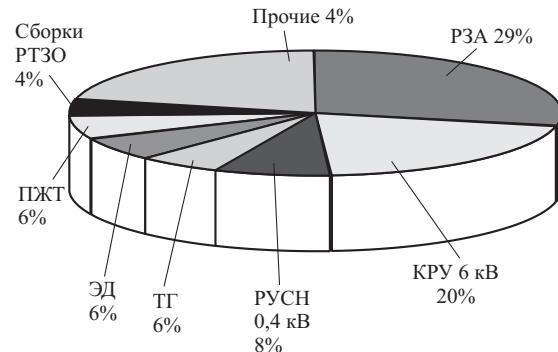


Рис. 5. Распределение ошибок оперативного персонала ЭЦ по месту совершения ошибки с привязкой к оборудованию:

сборки РТЗО – сборки ряда технологических зажимов оборудования; РУСН – распределительное устройство собственных нужд

к работе в ОРУ более квалифицированного персонала, с организацией оперативного обслуживания двумя лицами и накоплением опыта эксплуатации ОРУ.

Однако из представленного на рис. 4 распределения ошибок сложно провести какой-либо анализ. Поэтому место совершения ошибок было еще подразделено по видам оборудования. На рис. 5 показано распределение ошибок персонала по видам оборудования. При рассмотрении рис. 5 видно, что наибольшее число ошибок делает оперативный персонал в цепях РЗА (почти 30% нарушений). Еще примерно 30% нарушений приходится на ошибки персонала в секциях КРУ 6 кВ и РУСН 0,4 кВ. Затем идут нарушения из-за ошибок в обслуживании генератора, ЭД (электродвигателей), ПЖТ (установок автоматического пожаротушения), сборок РТЗО, АБП (агрегатов бесперебойного питания) и прочего оборудования.

Большая часть нарушений в цепях РЗА, секциях КРУ 6 кВ и РУСН 0,4 кВ, в сборках РТЗО связана с неправильными действиями персонала с коммутационной аппаратурой. В цепях РЗА почти 36% нарушений вызвано неправильными действиями с накладками, 21% – неправильной установкой и снятием испытательных блоков, 21% неправильными действиями с ключами управления, еще

Событие	НСЭЦ	ДИ ОРУ	ДЭМ ОРУ	СДЭМ	ДЭМ
Отключение блока	2	–	–	1	2
Разгрузка блока	–	1	–	–	1
Повреждение оборудования	–	–	–	–	2
События, влияющие на безопасность АЭС	2	–	–	2	–
Отключение ВЛ 330, 750 кВ	2	1	–	–	–
Отключение ВВ 330, 750 кВ	–	1	4	–	–
Обесточение секций 6, 0,4 кВ	–	–	–	6	3
Неготовность оборудования к работе	1	–	–	2	9

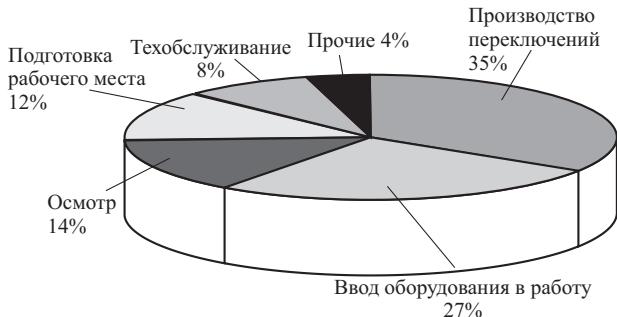


Рис. 6. Распределение ошибок оперативного персонала ЭЦ по виду оперативной деятельности

21% – с рубильниками и автоматическими выключателями в цепях РЗА.

В качестве примера можно привести случай отключения ВЛ 750 кВ “Опытная”, срабатывания ПА с разгрузкой обоих блоков до 600 МВт из-за неправильно установленного испытательного блока при проверке защиты ВЛ “Опытная” (в июне 1987 г.).

Из анализа следует, что в КРУ 6 кВ неправильные действия персонала с коммутационной аппаратурой (выключателями 6 кВ) составляют 60% нарушений, в РУСН 0,4 кВ и сборках РТЗО – 50% нарушений, т.е. каждое второе нарушение в распределительных устройствах 6 и 0,4 кВ связано с операциями с выключателями.

Распределение ошибок персонала по виду оперативной деятельности. На [рис. 6](#) показано распределение ошибок персонала по виду оперативной деятельности. Анализ ошибок оперативного персонала показывает, что наибольшее число ошибок совершает персонал при переключениях [1]. Из [рис. 6](#) следует, что доля нарушений, связанных с ошибками персонала при переключениях в электрической части Калининской АЭС, является также наибольшей и составляет почти 35%. Большинство нарушений (82%) из них связано с ошибками при переключениях в цепях РЗА. Высокий процент ошибок (26,5%) персонала связан с подготовкой и вводом в работу оборудования.

В основе причин этих ошибок лежит некачественный осмотр оборудования перед подачей на него напряжения (в 85% случаев). В марте 1993 г. при включении блока № 2 в сеть он тут же отключился защитой от потери охлаждения на блочном трансформаторе из-за того, что КУ (ключ управления) в шкафу автоматики охлаждения трансформатора находился в положении “Отключено” вместо “Авт.”

Нарушения, связанные с ошибками персонала при подготовке рабочего места для ремонтного персонала, составляют 12,2%. Для примера можно привести случай обесточкия секции 6 кВ при опробовании защит трансформатора 6/0,4 кВ из-

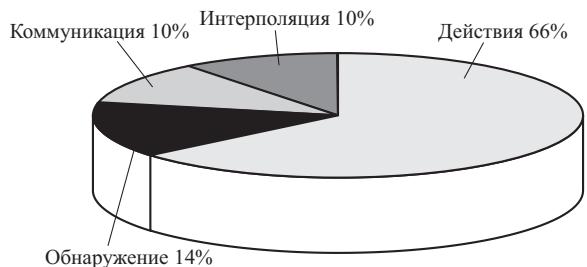


Рис. 7. Распределение ошибок персонала по типу психологического процесса

за того, что СДЭМ при подготовке рабочего места не вывел накладку УРОВ.

Нарушения, которые возникают в результате некачественных обходов и осмотров оборудования, достигают 14,3%. Если к ним прибавить случаи некачественных осмотров при подаче напряжения на оборудование при его вводе в работу, то эта цифра достигает 40%, т.е. 40% всех нарушений по вине персонала возникает из-за некачественно-го осмотра оборудования.

Обходы и осмотры оборудования, контроль за режимом его работы относятся к одним из основных обязанностей оперативного персонала на смене. Такой высокий процент нарушений по этой причине недопустим, в повышении качества осмотров и обходов заложен в этом случае большой резерв по снижению аварийности по вине персонала, который, кстати, не требует никаких материальных затрат, и достигается лишь повышением требовательности и контроля за исполнением должностных обязанностей.

Нарушения, возникающие из-за ошибок персонала при техобслуживании оборудования, небольшие объемы которого входят в обязанности оперативного персонала, составляют всего 8%. Связано это, в первую очередь, с тем, что эти работы проводятся оперативным персоналом относительно редко и объем их невелик.

Распределение ошибок оперативного персонала ЭЦ по типу психологического процесса. На [рис. 7](#) показано распределение ошибок персонала по типу психологического процесса. Основная масса ошибок (65,3%) возникает при выполнении какого-либо действия (отключил или разобрал схему не того выключателя, неправильно вкатил тележку с выключателем, неправильно собрал схему автомата, с перекосом установил или снял рабочую крышку испытательного блока и др.). Это указывает на отсутствие достаточных навыков и умений при выполнении работ, возникающих в процессе оперативной деятельности персонала. 14,3% ошибок связано с неправильными действиями при обнаружении нарушения или бездействием. Примерно 10% приходится на ошибки при коммуникации, т.е. при ведении оперативных переговоров, передаче команды, указания, отдаче

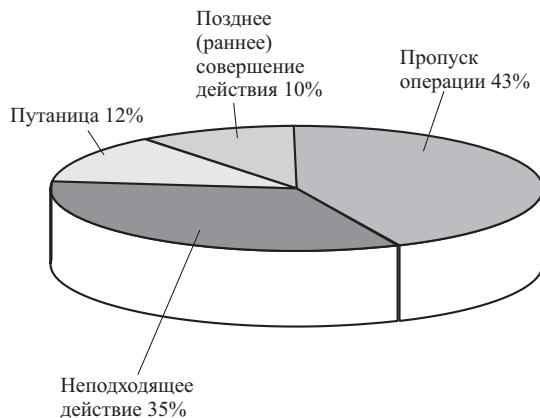


Рис. 8. Распределение нарушений по характеру ошибок персонала

распоряжения. Примерно 10% приходится также на ошибки, возникающие из-за неправильной интерпретации (понимания) команды, распоряжения.

Распределение нарушений по характеру ошибок показано на [рис. 8](#). Наибольшее число ошибок (почти 43%) приходится на пропуск той или иной операции при выполнении переключений, при подготовке и вводу в работу оборудования, при подготовке рабочего места и т.п. Например, в марте 1989 г. при выводе в ремонт выключателя 330 кВ резервного трансформатора РТСН-2 при снятии крышки испытательного блока произошли отключение автотрансформатора связи и разгрузка блока № 1. При осмотре выявлено, что по бланку переключений не была выведена наладка. 34,7% ошибок персонала связано с выполнением неподходящего действия, в основе которого, как правило, лежит недостаточная квалификация персонала. Более 12% приходится на ошибки персонала, связанные с различного рода путаницей. Более 10% ошибок связано с поздним или, наоборот, ранним совершением действия.

Распределение ошибок персонала по скорости наступления последствий. Если рассмотреть ошибки персонала по скорости наступления последствий ошибки ([рис. 9](#)), то видно, что большинство последствий (более 75%) наступает не немедленно, а с различной временной задержкой. Это приводит к тому, что нередко эти последствия проявляются в самый неподходящий момент, например, в аварийной ситуации, усложняя и без того трудную задачу персоналу по ликвидации аварийной ситуации, а в некоторых случаях приводят к дальнейшему ее развитию.

Если внимательно проанализировать все нарушения в работе электрооборудования на Калининской АЭС, произошедшие по вине оперативного персонала ЭЦ, то в большинстве случаев в основе ошибок персонала лежат две коренные причины ([рис. 10](#)): во-первых, недостаточный уровень под-

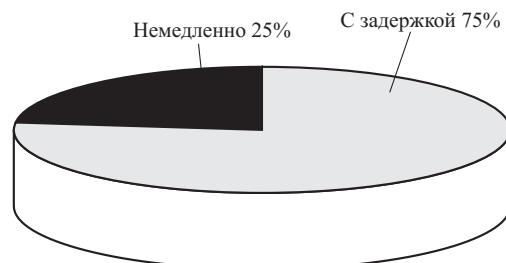


Рис. 9. Распределение ошибок оперативного персонала по скорости наступления последствий

готовки и, во-вторых, невнимательность, небрежность, излишняя самоуверенность. Подтверждается это и результатами анализа, приведенными в [2], где показано, что наиболее часто причинами возникновения ошибок являются неумелые действия персонала, неподходящие приемы выполнения операций и недостаточная синхронизация работ. Далее следует физическое и психическое состояние, недостатки изучения документации и др.

С результатами анализа ознакомлен руководящий персонал АЭС и электроцеха. По результатам анализа проведены занятия в УТП с руководящим персоналом сквозных смен и оперативным персоналом ЭЦ.

Анализ показал, что имеется большой резерв по предупреждению и снижению ошибок персонала. Так, ошибки из-за недостаточного уровня знаний и опыта можно снизить за счет систематических занятий в УТП по поддержанию профессионального мастерства, включая разбор и тщательный анализ собственных ошибок и ошибок персонала, допущенных на родственных предприятиях, отработки практических навыков и умений на различного вида тренажерах.

На основании анализа в УТП было проведено целевое обучение оперативного персонала ЭЦ по производству оперативных переключений. С учетом результатов анализа откорректированы планы и программы обучения оперативного персонала в УТП, с обязательным включением занятий по РЗА, обучению персонала методике самоконтроля.



Рис. 10. Распределение нарушений по коренным причинам ошибок оперативного персонала ЭЦ

Для отработки практических навыков и умений в УТП расширяется круг тренажеров, выполненных на базе реального электрооборудования.

В ЭЦ со стороны руководящего персонала повышенна требовательность к исполнению должностных обязанностей оперативным персоналом. Проводится тщательный разбор ошибок. Все это привело к тому, что несмотря на небольшой срок за последние 2 года ошибки этой категории персонала в ЭЦ снизились не только количественно (с пяти – шести ошибок до одной – двух в год), но и качественно, уровень этих ошибок стал все менее значительным.

Выводы

1. Анализ ошибок персонала позволил выявить коренные причины ошибок, их характер, виды оперативной деятельности и оборудования, на котором чаще всего допускаются ошибки, категорию персонала в смене ЭЦ, допускающего больше всего ошибок.

2. Результаты анализа показали, что имеются возможности значительного снижения ошибок персонала в электрической части АЭС, причем, без существенных финансовых и материальных затрат.

3. По результатам анализа проведена корректировка планов и программ обучения оперативного персонала ЭЦ, больше внимания стало уделяться практическому обучению персонала, с этой целью расширяется комплекс тренажеров, выполненных на базе реального электрооборудования.

4. Принятые меры по результатам анализа позволили снизить ошибки персонала в электрической части АЭС с пяти-шести до одного-двух случаев в год.

Список литературы

1. Меркуьев Г. В., Цирель Я. А. О повышении квалификации оперативного персонала. – Энергетик, 1993, № 9.
2. Такано К. Результаты анализа отказов на АЭС, вызванных ошибками человека-оператора. – Атомная техника за рубежом, 2000, № 9.

ЭКСПО-ВОЛГА
ОРГАНІЗАТОР ВЫСТАВОК С 1986 ГОДА

САМАРА-2003

4-7 февраля

9-я межрегиональная
специализированная выставка с международным участием

ЭНЕРГЕТИКА

ГИДРО-, ТЕПЛО-, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ
СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ. ГАЗООБОРУДОВАНИЕ
СРЕДСТВА ПЕРЕДАЧИ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРО-
И ТЕПЛОЭНЕРГИИ
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, ЭНЕРГОАУДИТ
РАДИАЦИОННАЯ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Выставочный центр "ЭКСПО-ВОЛГА" 443110 г. Самара, ул. Мичурина, 23а
тел./факс: +7(8462) 70-34-06, 70-34-08
E-mail: exvolga@smrtlc.ru

www.expo-volga.ru

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:

 ДИПАРТАМЕНТА
ПРОМЫШЛЕННОСТИ
И ТОРГОВЛИ
АДМИНИСТРАЦИИ
САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ СПОНСОР:
ПРОМСТРОЙРОССИЯ

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Выбор тонкости помола угольной пыли

Толчинский Е. Н., канд. техн. наук, Лаврентьев А. Ю., инж.

Всероссийский теплотехнический институт

Для обеспечения экономичности процесса сжигания пыли твердое топливо после подготовительных операций по размораживанию в зимнее время, предварительного дробления, отделения металла, колчедана, щепы и других длинномерных посторонних предметов подвергается сушке и измельчению.

Качество готовой пыли, обеспечивающее эффективное ее сжигание, определяется, прежде всего, тонкостью ее помола, т.е. поверхностью, которую принято оценивать по ее гранулометрическому составу на основе ситового анализа проб пыли.

Надежность воспламенения пыли непосредственно связана с величиной полного остатка пыли на сите с размерами ячеек 90 мкм (R_{90}), а полнота ее выгорания – с наличием в пыли грубых фракций, характеризующихся величиной полного остатка на сите с размерами ячеек 200 мкм (R_{200}), что определяет потери тепла, сопутствующие механическому недожогу топлива. Решение уравнения Розина-Раммлера, устанавливающего взаимосвязь между R_{90} и R_{200} , позволяет получить зависимость

$$R_{200} = 100 \left(\frac{R_{90}}{100} \right)^{2,2^n}. \quad (1)$$

Показатель полидисперсности n зависит от типа мельницы, топливного сепаратора и вида размалываемого топлива [1]. Для шаровых барабанных мельниц (ШБМ) показатель n , характеризующий равномерность гранулометрического состава пыли, составляет 0,7–1,3; для молотковых мельниц (ММ) – 0,6–0,8; для среднеходных мельниц (СМ) – 1,1–1,3 и мельниц-вентиляторов (М-В) примерно 0,9.

Экономичная тонкость помола пыли топлива, характеризующегося различными физико-химическими и теплотехническими свойствами, выбирается на основании решения оптимизационной задачи, обеспечивающей, с одной стороны, эффективность сжигания топлива путем своевременного воспламенения пыли и полноты ее выгорания, а с другой, – минимумом затрат на пылеприготовление, включая расход электроэнергии на размол, пневмотранспорт, и затрат, связанных с эксплуатацией (обслуживанием, ремонтом) пылеприготовительных установок (рис. 1), [1].

Этот метод не получил распространения в связи с большими техническими трудностями, связанными с необходимостью сбора большого количества эксплуатационных данных, всесторонне характеризующих работу пылеприготовительной установки. Эти трудности усугубляются еще и тем, что, несмотря на видимую конструктивную идентичность и идентичность свойств подготавливаемого к сжиганию топлива, практически каждая пылеприготовительная установка характеризуется индивидуальной точкой оптимального режима работы [1].

Индивидуальное значение экономичной тонкости помола свойственно каждому виду топлива и даже марке и зависит от тех его свойств, которые являются определяющими в окислительном процессе органической части топлива кислородом воздуха в конкретных условиях организации почного процесса.

Известно, что скорость горения пыли всех видов твердого топлива примерно прямо пропорциональна диаметру частиц пыли и существенно зависит от степени метаморфизма топлива, его зрелости, что определяет вид данного топлива (антрацит, каменный или бурый уголь, сланец, торф). Процесс воспламенения и горения угольной пыли при прочих равных условиях, например, при одинаковой тонкости помола, в значительной степени определяется количеством содержащихся в нем летучих веществ. На основании многочисленных зарубежных и отечественных эксплуатационных данных предложены зависимости между количеством летучих (V^r), содержащихся в топливе, и необходимой тонкостью помола пыли (R_{90}), обеспечивающей устойчивое воспламенение пыли и ее выгорание [2]

$$R_{90} = \alpha + \beta V^r, \quad (2)$$

где $\alpha = 8; 6; \beta = 0,9; 0,7$ – экспериментальные коэффициенты по экспериментальным данным США и Германии соответственно.

С учетом равномерности гранулометрического состава пыли n зависимость тонкости помола от содержания летучих веществ в сухой беззолевой массе топлива (V^{daf}) предложена в [3]

$$R_{90}^* = 4 + 0,8 n V^{daf}. \quad (3)$$

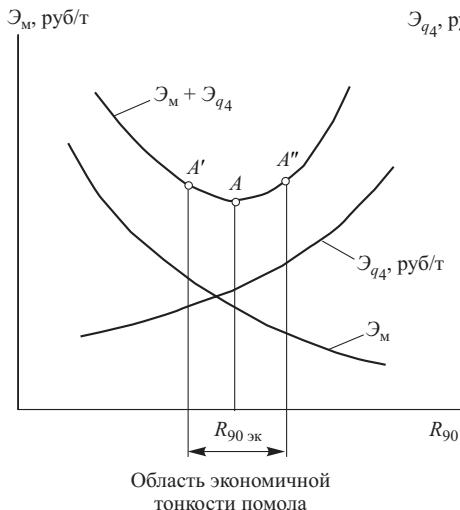
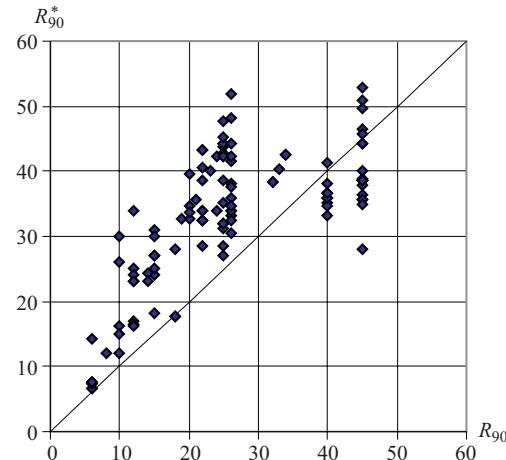


Рис. 1. Экономичная тонкость помола

График (рис. 2) показывает крайне неудовлетворительную сходимость значений R_{90}^* со значениями R_{90} , рекомендованными в [4]. (Значения показателя n выбирались с учетом типа размольного устройства в соответствии с рекомендациями [4].)

Анализ значений R_{90} в [4] показывает, что в ряде случаев рекомендуемая тонкость помола пыли не соответствует зависимости ее от количества летучих веществ, содержащихся в топливе. Например, для бурого угля ЗБ Богословского месторождения, характеризующегося $V^{daf} = 48,0\%$ и $A^d = 47,0\%$, рекомендуется $R_{90} = 45\%$. Такое же значение R_{90} предлагается и для бурого угля марки 1Б Александрийского месторождения, у которого $V^{daf} = 59,0\%$ и $A^d = 22,5\%$. Несоответствие зависимости рекомендуемых значений R_{90} от величины выхода летучих для пыли твердого топлива, к сожалению, не редкость. Наиболее наглядно это показано на графике (рис. 3), где для топлива, характеризующегося одним и тем же количеством летучих, рекомендуется различная тонкость помола, что противоречит сложившимся на сегодняшний день представлениям.

Тонкость помола пыли конкретного твердого топлива должна обеспечивать надежное ее воспламенение и выгорание, что определяется, прежде всего, теми свойствами топлива, которые характеризуют его химическую активность как горючего вещества. Исторически сложилось так, что нормативные материалы [4] рекомендуют разные значения R_{90} для одного и того же вида и марки топлива. Это связано с тем, что в рекомендациях учитывается не только химическая активность органической его части, обусловленной величиной выхода летучих, но и тип размольного устройства, используемого для получения пыли. В частности, для бурого угля марки 2Б Райчихинского месторождения с $V^{daf} = 49,0\%$; $W_t^r = 37,5\%$; $A^d = 10,5\%$ и $K_{lo} = 1,3$ рекомендуемый ряд значений R_{90} составляет 38,0; 55,0 и 49,0%; для каменного угля марки

Рис. 2. Сопоставление расчетных R_{90}^* и табличных R_{90} значений тонкости пыли

Д Черемховского месторождения с $V^{daf} = 47,0\%$; $W_t^r = 12,5\%$; $A^d = 26,0\%$ и $K_{lo} = 1,3$ рекомендуются значения полных остатков на сите с размерами ячеек 90 мкм – 28,0; 40,0 и 32,0%. (Рекомендуемые в [4] значения R_{90} даны для пыли указанных ранее видов топлива при измельчении их соответственно в ШБМ, ММ или М-В и СМ.)

Тонкость пыли, достаточная для надежного ее воспламенения и выгорания, связана с возможностью достижения таковой в размольном устройстве. Выбор типа размольного устройства определяется не только требуемой тонкостью помола пыли, но и другими характеристиками топлива, например, влажностью, абразивностью, сопротивляемостью размолу и др. Пыль, характеризующаяся значением R_{90} менее 7%, экономически целесообразно получать только при размоле топлива в ШБМ. Получение качественной пыли в процессе размола в среднеходной мельнице топлива с влажностью $W_t^r > 22,0\%$ не представляется возможным. Высокая абразивность и сопротивляемость топлива размолу не позволяют использовать для его измельчения быстроходные размольные устройства, так как при этом существенно увеличиваются издержки эксплуатации. Поэтому приготовление пыли из такого топлива целесообразно осуществлять в тихоходных мельницах.

Рекомендации по выбору значений R_{90} , изложенные в [4], получены на основании анализа большого количества эксплуатационных данных по подготовке и сжиганию твердого топлива, характеризующегося различными физико-химическими и теплотехническими свойствами. Однако сегодня многие угли уже не сжигаются, так как месторождения выработаны; появляются угли новых месторождений, опыт использования которых еще не накоплен. Появились дополнительные требования к качеству готовой угольной пыли в связи с широким распространением технологических методов снижения оксидов азота.

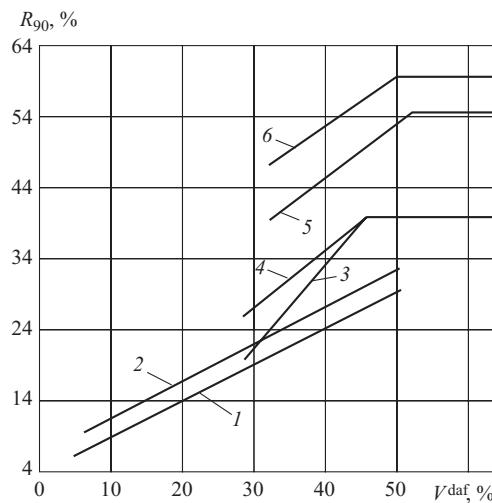


Рис. 3. Выбор тонкости пыли (R_{90}) в зависимости от выхода летучих:

1 – АШ, полуантрациты, тощие и каменные угли при размоле в ШБМ; 2 – тощие и каменные угли при размоле в СМ; 3 – каменные угли при размоле в ММ; 4 – бурые угли при размоле в ШБМ; 5 – бурые угли при размоле в СМ; 6 – бурые угли при размоле в ММ и М-В

Основной недостаток анализируемой методики состоит в том, что рекомендуемые значения R_{90} интегрально учитывают не только свойства топлива, обеспечивающие воспламенение пыли и ее выгорание, в частности, величину выхода летучих, но и физические возможности размольных устройств, которые в некоторых случаях становятся основными аргументами при обосновании тонкости помола пыли. Такой подход не позволяет дифференцированно обосновывать влияние всех факторов, влияющих на качество готовой пыли для обеспечения ее надежного воспламенения и выгорания.

Все перечисленные аспекты вызвали необходимость пересмотра подхода к выбору тонкости помола пыли. Суть нового подхода заключается в том, что кроме влияния выхода летучих V^d на надежное воспламенение топлива предлагается учитывать их теплоту сгорания $Q_{\text{л}}$, что определяет реакционность топлива, выраженную в виде произведения $V^d Q_{\text{л}}$, а также внутреннюю поверхность угольных частиц.

Пыль бурых углей, приготавливаемая к сжиганию, характеризуется более грубой дисперсностью, чем пыль каменных. Это связано с тем, что частицы бурого, более молодого в биологическом отношении угля, чем каменные, обладают весьма развитой внутренней поверхностью в виде пор, трещин и множества каналов различной конфигурации. Поэтому поверхность реагирования угольной пыли с кислородом воздуха определяется не только внешней ее поверхностью, пропорциональной диаметру частиц пыли или величине $\ln(100/R_{90})$, но и внутренней, величина которой на-

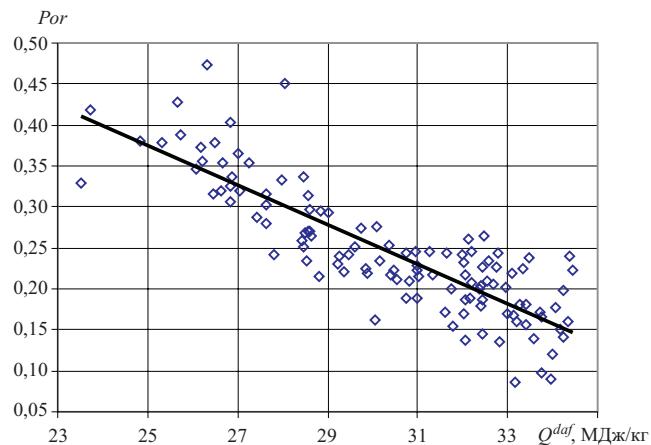


Рис. 4. Зависимость пористости топлива от теплоты сгорания горючей массы

ходится в прямой зависимости от степени углефиксации.

Определение внутренней поверхности частиц представляет собой достаточно сложную задачу. Однако не требуется вычислять ее точное значение, а вполне достаточно использовать показатель, характеризующий пористость частиц Por , которая позволяет качественно оценить относительную внутреннюю поверхность частицы. Пористость вещества можно определить по кажущейся $\rho_{\text{каж}}$ и истинной $\rho_{\text{ист}}$ плотности топлива. Истинная плотность топлива представляет собой отношение массы топлива к ее общему объему без учета объема пор, а кажущаяся плотность – то же отношение с учетом суммарного объема пор внутри частиц, т.е.

$$Por = 1 - \frac{\rho_{\text{каж}}}{\rho_{\text{ист}}} \quad (4)$$

Истинная плотность либо рассчитывается по составу топлива [5], либо определяется с помощью пикнометра. Кажущуюся плотность определяют либо с помощью волюминометра, либо с помощью специального прибора.

Пористость связана с биологическим возрастом топлива, который отражается на степени углефиксации топлива и соответственно на теплоте сгорания топлива. Это позволяет получить практически линейную зависимость пористости топлива Por от теплоты сгорания, подсчитанной на горючую массу Q^{daf} (рис. 4). Пористость топлива можно рассчитать по выражению

$$Por = -0,024 Q^{daf} + 0,98. \quad (5)$$

Обработка данных осуществлялась на компьютере с использованием метода Розенброка. Для расчета функции потерь, определяющей погрешность численного метода, использован метод наименьших квадратов. Выражение (5) может быть

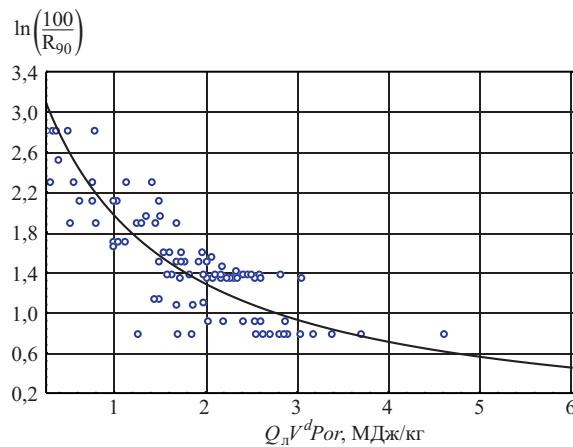


Рис. 5. Расположение табличных значений тонкости пыли относительно графической зависимости

использовано и для определения пористости новых видов топлива.

Окончательное выражение для определения величины, пропорциональной поверхности пыли с учетом внутренней ее поверхности, имеет вид

$$\ln\left(\frac{100}{R_{90}}\right) = \frac{4,8}{Q_{\text{л}} V^d \text{Por} + 1,2} - 0,25. \quad (6)$$

В формулах для расчета размольной производительности мельниц тонкость готовой пыли представлена комплексом $[\ln(100/R_{90})]^m$, пропорциональным поверхности пыли. Показатель степени m зависит от типа размольного устройства и сепаратора. Для ММ с центробежным и инерционным сепараторами $m = -0,6$, для гравитационного сепаратора $m = -1$; для ШБМ с центробежным сепаратором и механической выгрузкой мельничного продукта, для СМ и М-В $m = -0,5$.

На графике (рис. 5) показано сопоставление рекомендуемых значений $\ln(100/R_{90})$ [4] и значений, рассчитанных по выражению (6), интерполирующему эти данные. Разброс табличных значений относительно кривой объясняется тем, что выбор значений тонкости пыли для многих видов топлива осуществлялся с учетом содержания в нем летучих и фактическими возможностями размольной установки. Такой подход, как было показано ранее, не позволяет учесть влияние теплоты сгорания и внутреннюю поверхность угольной частицы.

Для расчета теплоты сгорания летучих веществ, входящих в произведение $V^d Q_{\text{л}}$, по данным элементного состава топлива используется известное выражение [6]

$$Q_{\text{л}} = \frac{Q_0^{\text{daf}} - 329C_0^{\text{кокс}}}{V_0^{\text{daf}}}. \quad (7)$$

Величины, входящие в эту формулу, определяют пересчетом элементного состава, низшей теплоты сгорания и кокса с горючей массы топлива на ее кислородную массу по следующим выражениям:

$$C_0 = 100 \frac{C^{\text{daf}}}{\Sigma};$$

$$H_0 = 100 \frac{H^{\text{daf}}}{\Sigma};$$

$$O_0 = 100 \frac{O^{\text{daf}}}{\Sigma};$$

$$V_0 = 100 \frac{V^{\text{daf}}}{\Sigma};$$

$$Q_0 = 100 \frac{Q^{\text{daf}}}{\Sigma};$$

$$\Sigma = C^{\text{daf}} + H^{\text{daf}} + O^{\text{daf}},$$

содержание углерода в зольном коксе определяется как $C_0^{\text{кокс}} = G_0 + H_0 + O_0 - V_0^{\text{daf}}$.

Вывод

Предложено аналитическое выражение, уточняющее показатель, прямо пропорциональный поверхности пыли твердого природного топлива, для использования его в расчетах размольной производительности мельниц. В предложенной зависимости, кроме внешней поверхности пыли и величины выхода летучих, учитывается теплота сгорания летучих и дополнительная к внешней поверхности внутренняя поверхность частиц топлива с учетом его степени метаморфизма.

Список литературы

- Ромадин В. П. Пылеприготовление. М.-Л.: Госэнергоиздат, 1953.
- Ромадин В. П. Пылеприготовление и пылесжигание. М.-Л.: Главная редакция энергетической литературы, 1936.
- Резников М. И., Липов Ю. М. Паровые котлы тепловых электростанций. М.: Энергоиздат, 1981.
- Нормы расчета и проектирования пылеприготовительных установок. М.-Л.: Госэнергоиздат, 1971.
- Лебедев А. Н. Подготовка и размол топлива на электростанциях. М.: Энергия, 1969.
- Толчинский Е. Н., Колбасников В. А. Инженерный метод оценки взрывоопасных свойств пыли энергетических топлив. – Электрические станции, 1999, № 3.

Эффективность тепловых схем энергоблоков с турбинами Т-250/300-23,5, надстроенных газотурбинными установками

Демидов О. И., Корень В. М., Кутахов А. Г., Тажиев Э. И., кандидаты техн. наук

ЗАО “ЛМЗ-Инжиниринг” – Санкт-Петербургский государственный технический университет – АО Мосэнерго

Одним из направлений технического перевооружения действующих паротурбинных ТЭС является использование газотурбинных установок (ГТУ), позволяющих преобразовать электростанцию в парогазовую ТЭС (ПГ ТЭС). Из многих факторов, определяющих масштабы и эффективность модернизации ТЭС по парогазовой технологии, существенное влияние оказывают тенденции развития топливной базы электростанций и соотношения цен на основные виды топлива в регионах страны, показатели тепловой экономичности различных типов парогазовых установок (ПГУ) и особенности их функционирования, рынок оборудования для ТЭС с ПГУ. На базе разрабатываемых и выпускаемых газовых турбин отечественными организациями, фирмами СНГ и зарубежными фирмами предложены многочисленные варианты ПГУ для блоков ТЭС различных единичных мощностей [1 – 6].

Среди теплофикационных установок значительный интерес для реконструкции представляют газомазутные энергоблоки, включающие паровые турбины на сверхкритические начальные параметры пара Т-250/300-23,5 ОАО ТМЗ. На начало января 2001 г. в энергосистемах Мосэнерго и Ленэнерго в эксплуатации находилось 22 таких блока суммарной электрической мощностью 5,5 млн. кВт, что составляет более 4% общей мощности ТЭС РФ. Семь энергоблоков рассматриваемого типоразмера установлены на ТЭЦ Украины и Белоруссии.

В течение ряда лет эти энергоблоки были одними из самых мощных и экономичных теплофикационных установок в мире, однако дальнейшее повышение требований к эффективности, экологическим и маневренным характеристикам определяет необходимость их реконструкции с использованием наиболее передовой технологии – парогазового цикла. Возможность ее проведения – надстройка энергоблока современной ГТУ с подачей выхлопных газов в топку энергетического котла.

Практическая реализация надстройки энергоблока с Т-250/300-23,5 осуществлена в конце 1997 г. на Южной ТЭЦ (ТЭЦ-22) Ленэнерго (энергоблок № 3), с использованием ГТУ фирмы ABB типа GT8C. Не ставя целью анализ достоинств и недостатков данной схемы (он приведен, например, в [7]), отметим, что необходимо рассмотрение существенно более широкого спектра вопросов в части обоснования профиля тепловой схемы над-

страиваемого энергоблока такого типа, расчета показателей энергетической эффективности и экологических характеристик установок. В значительной мере эти проблемы связаны с выбором рационального типоразмера газотурбинной надстройки и, в частности, ее электрической мощности, а также ряда других параметров (расхода газов на выходе из ГТ, температуры выхлопных газов, содержания O_2 в выхлопных газах и др.).

Существенным является и степень изменения исходной тепловой схемы в результате проведенной реконструкции, например, включение новых элементов: котла-utiлизатора (КУ), газоводяных подогревателей высокого и низкого давлений (ГВП ВД и ГВП НД), водовоздушного теплообменника (ВВТО) и др., демонтаж или сохранение регенеративного воздухоподогревателя (РВП), установка байпасных линий и переключающей арматуры, сооружение дополнительной дымовой трубы, корректировка производительности и напора тягодутьевых машин (ТДМ) или монтаж новых и др.

Расчетный анализ тепловой экономичности реконструируемого энергоблока был проведен для следующих вариантов схем в сочетании с различными типоразмерами газовых турбин: схема с параллельным КУ среднего давления; схема с вытеснением регенерации; схема со сбросом газов в котел (с сохранением РВП); схема с неполной сбросной ПГУ (с “избыточным” воздухом) и использованием нижнего пакета экономайзера в качестве ГВП ВД (“турбинного” экономайзера); исходная схема паросиловой установки (ПСУ), включающей энергетический котел ТГМП-344А и паровую турбину Т-250/300-23,5-3.

Фрагменты принципиальных тепловых схем четырех вариантов энергоблока ПГ ТЭЦ, отражающих изменение профиля схемы исходного паротурбинного блока, показаны на [рис. 1, а – г](#).

В [табл. 1](#) приведены значения основных параметров ГТ (в условиях ISO), характерные для мощностных рядов рассматриваемых вариантов надстраиваемого паротурбинного блока и использованные в расчетах.

Значения основных параметров и показателей рассмотренных схем, приведенные в [табл. 2](#), получены с помощью пакета прикладных программ “САПР: Тепловая схема”, разработанного в С.-Пб. ГТУ [3, 8].

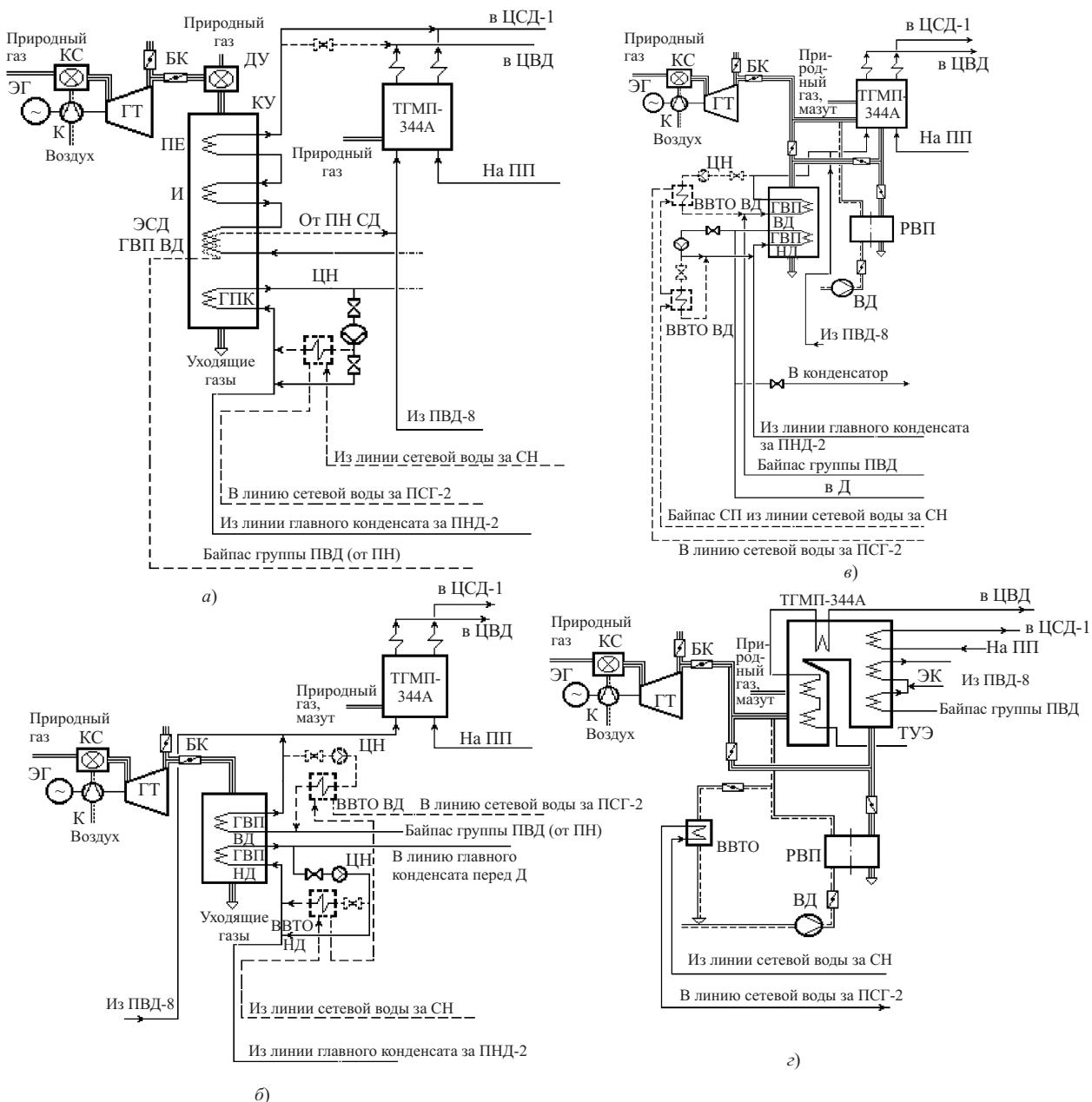


Рис. 1. Фрагменты принципиальных тепловых схем ПГУ:

a – с параллельным котлом-утилизатором среднего давления; *б* – с “вытеснением” регенерации; *в* – со сбросом газов в котел; *г* – с “избыточным” воздухом и использованием нижнего пакета экономайзера (ЭК) в качестве ГВП ВД (“турбинного” экономайзера – ТУЭ); *К* – компрессор; *КС* – камера сгорания; *БК* – байпасный клапан; *ДУ* – дожигающее устройство; *И* – испарительная зона; *ЭСД* – экономайзер среднего давления; *ГПК* – главный подогреватель конденсата; *ЦН* – циркуляционный насос; *Д* – деаэратор; *СП* – сетевой подогреватель; *СН* – сетевой насос; *ПП* – промперегрев

Анализ вариантов удобно проводить, приняв в качестве базовых характеристики чисто паротурбинной схемы. В этом случае критерием тепловой экономичности энергоблока ПГ ТЭЦ, реализованного путем ГТ-надстройки паросилового блока, можно считать удельный расход топлива на дополнительный (по сравнению с ПСУ) отпуск электроэнергии при условии учета всех технических ограничений по основному и вспомогательному оборудованию, неизбежно сопровождающих такую надстройку.

В схеме с параллельным КУ среднего давления (рис. 1, а) пар, генерируемый в нем, поступает в линию “горячего” промперегрева энергетического котла. В качестве газотурбинной надстройки использованы все ГТ мощностного ряда.

Расход свежего пара на турбину, отвечающий номинальному ($265,3 \text{ кг/с}$), возможен лишь при надстройке блока газовыми турбинами I и II групп; при этом количество пара, поступающего на промперегрев, несколько снижается и составляет примерно 223 кг/с . Генерация пара котлом-ути-

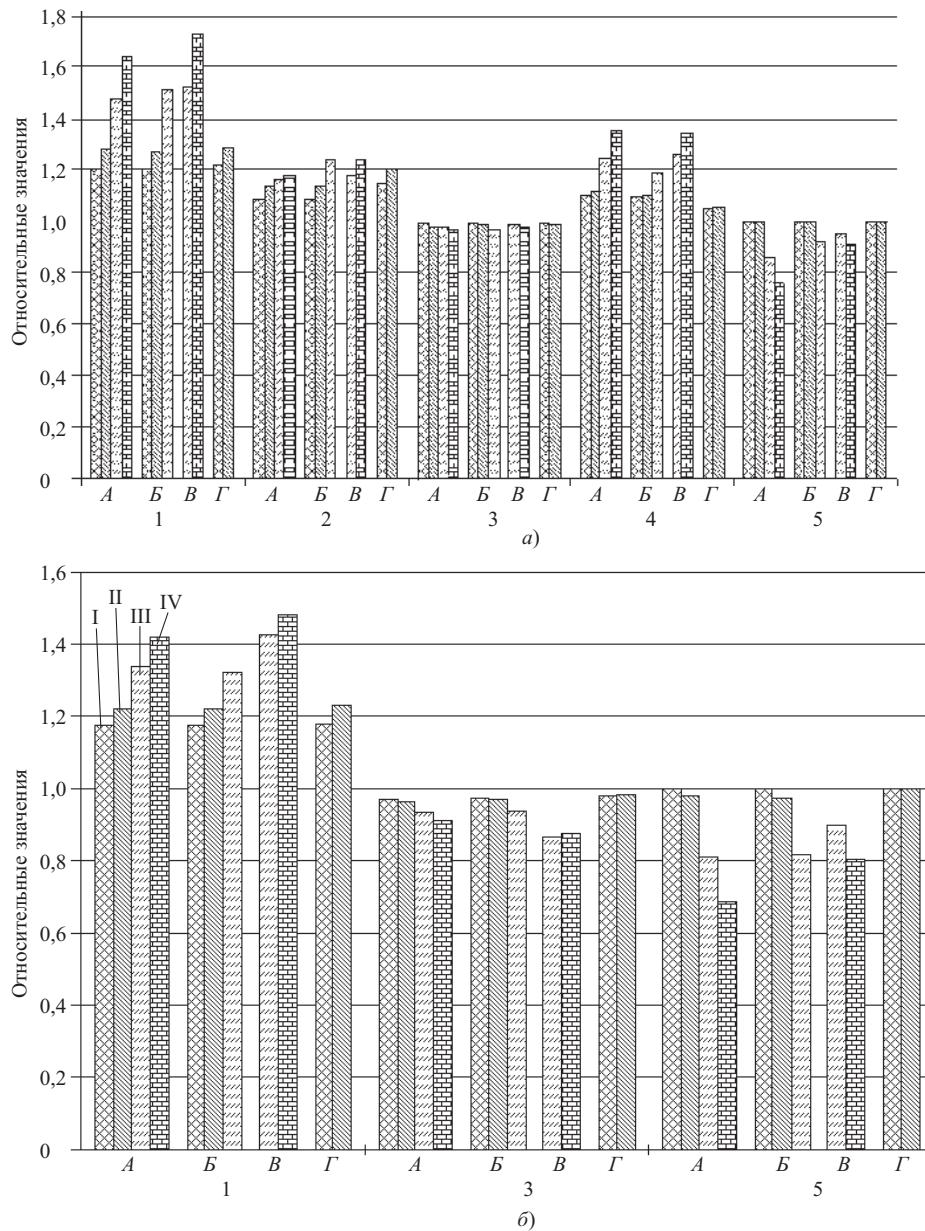


Рис. 2. Основные показатели тепловой экономичности вариантов ПГУ (в сопоставлении с паротурбинным блоком):

$a - T_{n.b} = -3,6^{\circ}\text{C}$; $\delta - T_{n.b.} = +15^{\circ}\text{C}$; 1 – 5 – энергетические характеристики: 1 – электрическая мощность, \bar{N} ; 2 – теплофикационная нагрузка, \bar{Q}_t ; 3 – удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии \bar{b}_3 ; 4 – удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении \bar{W}_t ; 5 – расход пара на входе в турбину G_0 ; I – IV группа ГТ по табл. 1; A – Г – варианты тепловой схемы ПГУ (соответствуют рис. 1, а – г)

лизатором незначительна и равна 16,9 и 24,4 кг/с для ГТ I и II группы соответственно, что приводит к увеличению расхода пара в ЦСД-1 на 5 и 8% по сравнению с таковым для ПСУ.

Применение ГТ большой мощности (III и IV группы) связано с необходимостью снижения паропроизводительности и тепловой нагрузки энергетического котла; расход свежего пара на турбину уменьшается (по сравнению с расходом на ПСУ) в 1,16 и 1,32 раза и составляет 227,6 и 200,3 кг/с соответственно. Снижение расхода пара, поступающего на вторичный перегрев, более существенно, нежели для схем с малой долей газотурбинной

мощности, и равно приблизительно 15,5 и 28%. Паропроизводительность КУ возрастает до 49,7 и 68,1 кг/с, а температура генерируемого пара уменьшается (примерно 760 К). Это приводит к снижению температуры пара, поступающего в ЦСД-1 турбины для надстроек ГТ всего мощностного ряда, на 2, 6, 10 и 14 К соответственно.

Отмеченное снижение расхода пара через ЦВД уменьшает перепад энталпий на последних ступенях цилиндра. Расчеты показали, что для рассматриваемой схемы перепад давлений составляет 1,5 МПа на последнем отсеке ЦВД (ступени 11 и 12) при надстройке энергоблока ГТ мощностью

примерно 40 МВт и 1,0 МПа при использовании ГТ мощностью 160 МВт. Такие значения параметров ступеней не приводят к заметному снижению КПД отсека, а тем более к работе ступеней в вентиляционном режиме.

Вместе с тем, по данным [4], возможность возникновения такого режима для турбин типоразмеров К-215-12,7 и К-300-23,5 определяется перепадом давления на последней ступени ЦВД примерно 0,1 МПа. Поэтому для анализируемой схемы возможность разгрузки паровой турбины требует дополнительного обоснования и установления уровня электрической мощности, ограниченной приближением к вентиляционному режиму.

Несмотря на снижение температуры пара, поступающего в ЦСД-1, по сравнению с номинальной (наименьшее значение, равное 800 К, относится к газотурбинной надстройке мощностью 160 МВт), влажность пара на выходе из ЦСД-2 не превышает 1%; процесс расширения заканчивается выше линии Вильсона. Уменьшение электрической мощности паровой турбины для такого варианта схемы составляет 6,5% по отношению к ПСУ.

С увеличением мощности газотурбинной надстройки возрастает давление пара в отборах на верхний (от 114 до 133 кПа) и нижний (от 42 до 50 кПа) сетевые подогреватели; практически пропорционально изменению давления в нижнем теплофикационном отборе растет пропуск пара в конденсатор: максимальный расход 8,3 кг/с составляет 50% допустимого.

Мощность газотурбинной надстройки влияет на профиль КУ. В рассматриваемом среднезимнем режиме работы ПГУ при использовании ГТ I и II групп наличие ГВП ВД необязательно, тогда как применение мощных ГТ требует включения ГВП для съема части теплоты их выхлопных газов; в

нашем случае тепловосприятие поверхности ГВП ВД составляет 12,1 и 18,6 МВт. Вместе с тем, представляется целесообразным включение в состав КУ этой поверхности и для надстроек меньшей мощности с целью обеспечения теплосъема при повышенных нагрузках и регулирования температуры питательной воды.

Анализ результатов расчета вариантов схемы выявил еще один ограничивающий фактор – это допустимое значение давления пара в корпусах ПВД. На рассматриваемом режиме превышения этого параметра не отмечается, однако для схемы с использованием ГТ IV группы в корпусе ПВД-6 давление пара достигает 1,91 МПа при предельном значении 2 МПа; запас менее 5% весьма незначителен. Для ПВД-8 картина иная: максимальное давление в корпусе подогревателя наблюдается при надстройке блока ГТ II группы (5,76 МПа против $p_{\text{пред}} = 6,2$ МПа).

Важным параметром, определяющим возможность поддержания температуры вторичного подогрева пара (813 К) и в значительной степени влияющим на уровень эмиссии NO_x в энергетическом котле, является степень рециркуляции газов в топку котла r_r . В рассматриваемой схеме значение r_r зависит от мощности (расхода выхлопных газов) ГТ и составляет 9,5; 14,4; 19,8 и 28,6% для I – IV групп турбин соответственно.

В схеме ПГУ с параллельным КУ регулирование его паропроизводительности и обеспечение номинальной температуры пара на входе в ЦСД-1 можно осуществить дополнительным сжиганием топлива в дожигающем устройстве.

Фрагмент принципиальной тепловой схемы ПГУ с вытеснением регенерации (автономным ГВП) показан на [рис. 1, б](#). В качестве газотурбинных надстроек использованы турбины с уровнем

Таблица 1

Технические характеристики ГТ (в условиях ISO)

Параметр	Группа ГТ			
	I	II	III	IV
Мощность, МВт	43,0	57,2	113,7	165,1
Температура газов на входе в турбину, К ($^{\circ}\text{C}$)	1373 (1100)	1373 (1100)	1358 (1085)	1373 (1100)
КПД, %	37,0	34,7	34,4	35,7
Степень сжатия компрессора	20	17,6	15,1	15,0
Расход воздуха компрессором, кг/с	120	192,0	375,0	514,0
Температура выхлопных газов, К ($^{\circ}\text{C}$)	809 (546)	784 (511)	797 (524)	797 (524)
Расход выхлопных газов, кг/с	122	195	382	523
Объемное содержание O_2 в выхлопных газах, %	13,3	14,0	13,9	13,8
Расход топлива камерой сгорания ($Q_H^P = 50$ МДж/кг), кг/с	2,3	3,3	6,6	9,25
Эмиссия NO_x при работе на природном газе (15% O_2 , сухое подавление), уррт	15	25	25	25

Примечание. Группа I – мощность 40 – 45 МВт; группа II – мощность 50 – 60 МВт; группа III – мощность 110 – 120 МВт; группа IV – мощность 150 – 170 МВт.

Таблица 2

Сравнительные характеристики ПСУ и вариантов блока ПГ ТЭЦ

Параметр	Схема											ПСУ	
	с котлом-утилизатором				с вытеснением регенерации			сбросная		с "избыточным" воздухом			
	I	II	III	IV	I	II	III	III	IV	I	II		
Паровая турбина													
Расход свежего пара, кг/с	265,3	265,3	227,6	200,3	265,3	265,3	244,4	251,4	241,9	265,3	265,3	265,3	
Тепловая нагрузка, МВт	468,1	490,7	502,3	509,2	469,2	491,3	510,4	508,4	537,0	468,9	468,9	432,8	
Доля расхода воды, отводимой на ГВП ВД/ГВП НД, %	6/22	9/34	30/58	45/75	32/33	43/52	100/100	70/65	100/100	45/—	45/—	—	
Электрическая мощность, МВт	257,6	261,3	246,9	235,7	257,1	260,3	257,7	258,8	258,1	262,5	262,5	252,2	
Газовая турбина													
Расход топлива в камере сгорания, кг/с	3,12	4,5	9,0	12,4	3,12	4,47	9,01	9,01	12,41	3,12	4,5	—	
Коэффициент избытка воздуха в выхлопных газах	2,9	3,3	3,2	3,15	2,9	3,3	3,2	3,2	3,15	2,9	3,3	—	
Электрическая мощность, МВт	45,8	60,8	125,3	177,9	45,8	60,8	125,2	125,2	177,8	45,8	60,7	—	
Энергетический котел													
Расход топлива, кг/с	18,38	18,39	15,8	14,01	18,43	18,38	17,26	16,02	15,16	19,32	19,0	18,9	
Степень рециркуляции газов в топке, %	9	14	17	28	13	15	30	5,0	5,0	5,0	5,0	18,0	
Температура уходящих газов, К (°C)	381 (108)	381 (108)	377 (104)	375 (102)	382 (109)	382 (109)	382 (109)	380 (107)	379 (106)	381 (108)	382 (109)	383 (110)	
ГТ-надстройка													
Электрическая мощность, МВт	51,2	70,7	120	161,4	50,7	68,9	130,4	131,8	183,7	56,1	71,0	—	
Тепловая нагрузка, МВт	35,3	57,9	69,5	76,4	36,4	58,5	77,2	75,6	104,2	65,9	85,5	—	
Расход условного топлива, кг/с	3,53	5,43	8	10,2	3,6	5,4	10	8,3	11,8	4,82	6,4	—	
Экономия условного топлива от комбинированной выработки, кг/кВт	0,183	0,176	0,153	0,142	0,176	0,173	0,16	0,182	0,172	0,2	0,184	—	
Энергоблок ПГ ТЭЦ													
Электрическая мощность, МВт	303,4	322,1	372,2	413,6	302,9	321,1	382,9	384	435,9	308,3	323,2	252,2	
Расход топлива, кг/с	21,5	22,9	24,8	26,4	21,55	22,85	26,27	25,04	27,57	22,45	23,6	18,9	
Тепловая нагрузка, МВт	468,1	490,7	502,3	509,2	469,2	491,3	536,7	508,4	537,0	496,6	518,3	432,8	
Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении, кВт · ч/ГДж	181,6	183,4	204,5	222,8	180,0	181,4	195,3	207,5	221,5	172,8	173,3	164,55	
Коэффициент использования теплоты топлива	0,900	0,891	0,885	0,877	0,899	0,892	0,878	0,895	0,886	0,900	0,895	0,91	
Прирост электрической мощности, %	20,3	27,7	47,6	64	20,1	27,3	51,8	52,3	72,8	22,2	28,1	—	
Прирост тепловой нагрузки по сравнению с ПСУ, %	8,1	13,4	16,1	17,7	8,4	13,5	24,0	17,5	24,1	14,7	19,7	—	
Прирост удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении, %	10,4	11,4	24,3	35,4	9,4	10,3	18,7	26,1	34,6	5,0	5,3	—	

Примечания: 1. $T_{h,b} = -3,6^{\circ}\text{C}$. 2. I, II, III, IV – группа ГТ (см. табл. 1)

мощностей, соответствующих I, II и III группам. Как и для предыдущей схемы, номинальный расход пара блоком возможен в вариантах с ГТ I и II группы, а с ГТ III группы снижается на 8%. В то же время расход пара промперегрева на ЦСД-1 при надстройке ГТ I – III групп возрастает по сравнению с ПСУ и составляет 3, 5 и 6% соответственно.

Доля расхода основного конденсата, отводимого на ГВП НД и питательной воды, поступающей в ГВП ВД, возрастает с увеличением мощности ГТ и составляет: 33 и 100% (конденсат) и 32 и 100% (питательная вода). Подогрев части (тем более всего) расхода основного конденсата и питательной воды в ГВП уменьшает отбор пара на ПВД и ПНД, в результате чего в теплофикационные отборы поступают повышенные (по сравнению с ПСУ) расходы пара, возрастает давление в отборах на верхний и нижний сетевые подогреватели и увеличивается тепловая нагрузка блока с 8,5 до 24% в сравнении с исходной ПСУ.

Для данного типа схем ПГУ ограничивающими факторами их реализации являются значительное увеличение расхода пара через последние ступени турбины в конденсационном режиме, который может превосходить расход, устанавливаемый заводом-изготовителем, и рост температуры питательной воды по сравнению с ее нагревом в ПВД. Уменьшение в связи с этим расхода топлива в надстраиваемом котле может привести к ограничениям, связанным с обеспечением необходимой температуры промперегрева и надежностью некоторых элементов котла (например, экранов топки). Это положение иллюстрируют результаты расчета схемы ПГУ с котлом ТПП-210А и газовой турбиной ГТЭ-150, представленные в [4]. При повышении экономичности на 15,6% по сравнению с паротурбинным блоком, температура питательной воды на входе в котел ПГУ превысила 543 К, что недопустимо.

Для анализируемых вариантов схемы в рассчитываемом режиме работы ПГУ по тепловому графику превышения расхода пара в конденсатор и существенного увеличения температуры питательной воды ($T_{\text{пв}}^{\max} = 550$ К) не выявлено.

Степень рециркуляции газов в топку энергетического котла, в сравнении с ранее рассмотренной схемой, несколько повышается и для мощностного ряда ГТ I, II и III групп составляет соответственно 13, 15 и 30%. Температура уходящих газов равна 382 К, что на 1 К ниже, нежели у ПСУ.

Схема со сбросом газов в энергетический котел (рис. 1, в) реализуется путем использования в качестве надстройки всех групп мощностного ряда ГТ (см. табл. 1), причем требуется три ГТ I группы и две ГТ II группы. Расчетный анализ проведен для ГТУ мощностей 110 – 120 МВт и 160 – 170 МВт.

Расход свежего пара турбиной по сравнению с ПСУ снижается на 6% при надстройке ГТ III группы и на 10% при надстройке ГТ IV группы, однако увеличение расхода пара после промперегрева на ЦСД-1 в 1,06 и в 1,05 раза, снижение расхода на турбопривод и вытеснение регенерации (доля расхода основного конденсата, отводимого на ГВП НД и питательной воды, отводимой на ГВП ВД для надстройки ГТ III группы, составляет 65 и 70%, а для ГТ IV группы – по 100%) позволяет увеличить мощность паровой турбины для обоих вариантов схемы на 6 МВт по сравнению с исходным блоком.

Поскольку отбор пара на группу ПВД при 100%-ном расходе питательной воды на ГВП ВД отсутствует, то ограничения по предельному давлению пара в корпусе ПВД сняты, однако для варианта с использованием ГТ III группы они практически равны предельным (2,0; 4,58 и 6,03 МПа для ПВД-6, -7, -8 соответственно).

Особенностью данной схемы является сохранение РВП и дутьевых вентиляторов, хотя при работе в рассматриваемом режиме они отключены. Доля выхлопных газов ГТ, поступающих в горелки котла, равна 87,7 и 61,4% соответственно для III и IV групп ГТ; остальной расход выхлопных газов сбрасывается на вход в дополнительную экономайзерную шахту (ДЭШ). Степень рециркуляции газов в топку котла r_t составляет для обоих вариантов 5%.

С увеличением электрической мощности надстройки отмечается рост температуры питательной воды на входе в котел: по сравнению с ПСУ повышение $T_{\text{пв}}$ составляет 10 и 16 К. Оценка площади поверхностей ГВП ВД и ГВП НД показала примерно одинаковое значение для обоих вариантов: около 63 и 61 тыс. м². При этом, однако, происходит перераспределение размеров площадей ГВП ВД и ГВП НД: для надстройки ГТ III группы 47 и 53% суммарной поверхности ДЭШ и 57 и 43% для надстройки ГТ IV группы.

Стремление к минимальным конструктивным изменениям реконструируемого блока привело к разработке схемы ПГУ с “избыточным” воздухом и использованием нижнего пакета ЭК котла в качестве ГВП ВД (рис. 1, г). Дополнительный элемент схемы – водовоздушный теплообменник (ВВТО), включенный на линии рециркуляции горячего воздуха после РВП для нагрева части сетевой воды теплофикационной установки турбины. Расчеты тепловой схемы ПГУ данного типа проведены для надстройки с использованием ГТ I и II групп.

В отличие от предыдущей схемы, на рассматриваемом режиме возможно сохранение номинального расхода пара в голову турбины для обоих вариантов мощностного ряда ГТ. Увеличение расхода пара на ЦСД-1 (после промперегрева) составляет 7,5% по сравнению с ПСУ, а байпас группы

ПВД по питательной воде, поступающей на нижний пакет ВЭК, равен 45%. В результате мощность паровой турбины возрастает на 10,3 МВт по отношению к исходному варианту. При этом давление пара в корпусах ПВД, одинаковое для обеих надстроек, близко к пределу ограничения и составляет 1,9; 4,54 и 6,09 МПа.

На [рис. 2](#) сопоставлены основные показатели тепловой экономичности вариантов ПГУ с аналогичными параметрами исходного паросилового блока для двух режимов: при номинальной тепловой нагрузке ($T_{\text{н.в}} = 269,4$ К) и ее отсутствии ($T_{\text{н.в}} = 298$ К). Характерные значения отнесены к таковым для паротурбинного блока, например

$$\bar{N}_3 = N_{3j}^{\text{ПГУ}} / N_3^{\text{ПТУ}},$$

$$\bar{Q}_{\text{T}} = Q_{Tj}^{\text{ПГУ}} / Q_{\text{T}}^{\text{ПТУ}},$$

где j – вариант мощностного ряда ГТУ.

Выводы

1. Установлены уровни мощностей ГТУ в зависимости от реализуемой схемы реконструкции исходного энергоблока. Наибольшая электрическая мощность блока ПГ ТЭЦ (примерно 436 МВт) может быть получена в сбросной схеме с газотурбинной надстройкой мощностью 165 МВт.

2. В схемах со значительным снижением паропроизводительности и тепловой нагрузки энергетического котла, например, с параллельным КУ и с вытеснением регенерации при использовании мощных ГТ, возникает проблема обеспечения номинальной температуры промперегрева. Для этого

уже при номинальной нагрузке надстроенного блока требуется значительная рециркуляция газов (28 – 30%).

3. Результаты моделирования и расчетного исследования энергоблоков с ГТ-надстройками различного типа позволили установить влияние на их эффективность технических ограничений для оборудования, например: по максимальному давлению пара в паропроводах промперегрева, по максимальному давлению в корпусах ПВД, по минимальному нагреву воды в деаэраторе и др.

Список литературы

1. Попырин Л. С., Щеглов А. Г. Эффективные типы парогазовых и газотурбинных установок для ТЭС. – Электрические станции, 1997, № 7.
2. Дlugosельский В. И., Барочин Б. Л. Парогазовые установки в теплофикации. – Тяжелое машиностроение, 1994, № 4.
3. Тепловые схемы ТЭС и АЭС / Боровков В. М., Демидов О. И., Казаров С. А. и др. С.-Пб.: Энергоатомиздат, 1995.
4. Модернизация энергетических блоков путем их надстройки газовыми турбинами / Ольховский Г. Г., Чернецкий Н. С., Березинец П. А. и др. – Электрические станции, 1991, № 7.
5. Березинец П. А., Консов А. Я. Газотурбинная надстройка блоков 300 МВт Костромской ГРЭС. – Электрические станции, 1999, № 7.
6. Березинец П. А., Ольховский Г. Г. Техническое перевооружение газомазутных ТЭС с использованием газотурбинных и парогазовых технологий. – Теплоэнергетика, 2001, № 6.
7. Безлепкин В. П., Гольдштейн А. Д. О схемах надстройки паротурбинных установок газовыми турбинами. – Теплоэнергетика, 2000, № 5.
8. САПР “Тепловая схема”: комплексная автоматизация разработки, расчета и оптимизации тепловых схем энергоблоков ТЭС и АЭС / Демидов О. И., Жук Н. И., Иванов В. А. и др. – Тр. С.-Пб. ГТУ, 1999, № 481.

Особенности эрозионного износа рабочих лопаток теплофикационных паровых турбин

Амелиушкин В. Н., Агафонов Б. Н., кандидаты техн. наук

АО “Энерготех” (С.-Петербург)

Причиной эрозионного износа рабочих лопаток является их ударное взаимодействие с каплями крупнодисперсной влаги. Мелкодисперсная влага, как известно, эрозионного разрушения металла не вызывает. Величиной, отделяющей в расчетах крупнодисперсную влагу от мелкодисперсной (или эрозионно опасную от неэрозионно опасной), является пороговая скорость капель. Связь между диаметром капли (d_k) и ее пороговой скоростью (w_p) выражают зависимостью $w_p^2 / d_k = \text{const}$ [1], где константа имеет те или иные значения для различных лопаточных материалов. В частности, в расчетах [2] для лопаток из хромистой стали 15Х11МФ и для капель, размер которых изменяется в пределах 50 – 900 мкм, константа в указанном выражении принималась равной $9000 \text{ м}^2 \cdot \text{с}^{-2} \cdot \text{мм}$. Применение этой зависимости позволяет определить следующее: превышает или не превышает скорость капли (w_1) заданного размера ее пороговое значение. Если $(w_1 - w_p) > 0$, то капля при ударе вызывает разрушающие напряжения, при этом их значение тем больше, чем больше эта разность. Если $(w_1 - w_p) \leq 0$, то напряжения в металле от удара капли разрушений не вызывают. Следовательно, эрозия лопаток будет тем более ослабленной, чем меньше размер вторичных водяных капель. Отсюда следует очень важный вывод о том, что управлять эрозионными процессами можно, по крайней мере, двумя путями:

первый путь – традиционный, хорошо известный и многократно опробованный – максимально полный отвод влаги из ступени (по принципу: нет влаги – нет эрозии);

второй путь – дробление влаги на мелкие капли, когда влага в потоке присутствует, но эрозии не вызывает.

Рекомендуемая нами диафрагма (рис. 1) содержит как элементы отвода периферийной влаги, так и элементы дробления допериферийной пленочной влаги в мелкодисперсное состояние. Прорези 1 на периферии каждой направляющей лопатки выполнены заподлицо с ободом. Через прорезь выходит струя пара вследствие разности давлений между выпуклой и вогнутой сторонами профиля. Эта струя разрушает концевой вихрь в межлопаточном канале. Кроме того, струя выносит периферийную влагу за пределы проточной части через влагоотвод 4. На вогнутой стороне вблизи от выходной кромки выполнен уступ 2, при переме-

щении через который пленка влаги дробится и уносится высокоскоростным потоком пара. Уступ также препятствует проникновению пленочной влаги в кромочный след, что очень существенно, так как условия для дробления и разгона вторичной влаги в следе крайне неблагоприятны. Влагосборные пластины 3 на выпуклой стороне каждой лопатки активизируют процесс сбора и отвода влаги, особенно на режимах пониженных объемных расходов пара.

На малорасходных режимах интенсивность эрозионных процессов заметно увеличивается. Рассмотрим схемы движения потока рабочего тела через последнюю ступень ЦНД при изменении объемного расхода Gv (рис. 2). Широкий комплекс экспериментальных исследований на ступенях большой верности на частичных нагрузках в диапазоне режимов от номинального до холостого хода был проведен В. Н. Пономаревым [3]. В отличие от номинального режима ($Gv = 1,0$, рис. 2, а), при $Gv = 0,7$ (рис. 2, б) за рабочими лопатками появляется прикорневой отрыв. Создаются условия “прозрачности” для проникновения капель из выходного патрубка на прикорневую часть выходных кромок рабочих лопаток с последующим появлением эрозии на них.

При большем снижении расхода, например $Gv = 0,25$, на периферии ступени появляется межвенцевой торовый вихрь (рис. 2, в). В таком режиме можно представить работу последней ступени ЦНД конденсационной турбины ГРЭС при ночной разгрузке или сильно ухудшенном вакууме. Случай полного или почти полного перекрытия расхода пара в ЦНД (рис. 2, г) может быть в теплофикационных турбинах в осенне-зимний отопительный период, когда весь пар перед ЦНД направляют в бойлеры для подогрева сетевой воды, а расход пара в ЦНД ограничивают до предела, который обычно определяется количеством пара, необходимого для отвода от ступени тепла, возникающего от разогрева циркулирующих вихрей в межвенцевом пространстве ЦНД.

В отсутствие расхода рабочего тела через ЦНД вращение ротора происходит исключительно за счет привода от головной части турбины, а лопаточный аппарат ЦНД при этом работает в режиме торможения, т.е. при существенно сниженных объемных расходах пара через ЦНД происходит

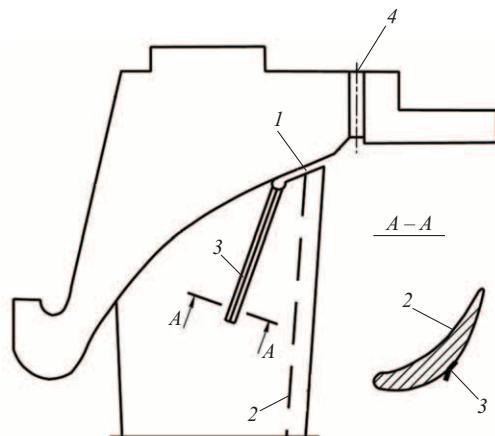


Рис. 1. Реконструированная диафрагма последней ступени:

1 – прорезь; 2 – уступ; 3 – влагосборная пластина; 4 – влагоотвод

перестраивание потока, вследствие чего периферийная часть рабочих лопаток начинает работать в компрессорном режиме. Таким образом возникает межвенцевой торовый вихрь.

Физически наглядные исследования возникновения и роста торового вихря в межвенцевом зазоре последней ступени были проведены на натурной проточной части турбины Т-250/300-240 ПО ТМЗ [4]. С помощью простейшего приспособления в виде углеродной пары, расположенной в радиальном зазоре рабочих лопаток последней ступени (рис. 3, а, б), удалось проследить изменения теплоперепада в зависимости от объемного расхода пара через ЦНД (рис. 3, б). Было установлено, что при уменьшении Gv от 0,6 до 0,35 теплоперепад на углеродную пару уменьшался от 40 кДж/кг до 0. Таким образом, при снижении объемного расхода до $Gv = 0,35$ течение через зазор прекращалось. По мере дальнейшего снижения $Gv < 0,35$ под воздействием работы компрессорного эффекта периферийных концов рабочих лопаток направление потока в радиальном зазоре менялось на противоположное: из выходного патрубка в сторону входа (рис. 3, б). Экспериментально было установлено, что эффект обратного перетекания рабочего тела через радиальный зазор становился тем интенсивнее, чем меньше был объемный расход пара в конденсатор. При уменьшении Gv до 0,2 измеренный теплоперепад на углеродную пару составил отрицательную величину, равную минус 40 кДж/кг. Таким образом, можно сделать вывод о том, что по мере уменьшения расхода пара через ЦНД интенсивность торового вихря растет. Максимальной интенсивности торовый вихрь должен достичь при полностью закрытой регулирующей диафрагме ($Gv = 0$). Последнее обстоятельство настолько очевидно, что, будь на периферии ступени расположены охлаждающие водяные форсунки,

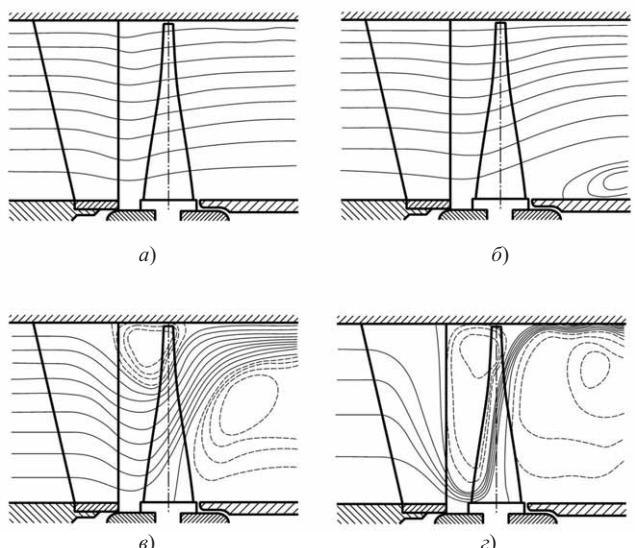


Рис. 2. Схема течения парового потока в последней ступени турбины в зависимости от объемного расхода пара [3]:

$a - \bar{Gv} = 1,0; b - \bar{Gv} = 0,7; v - \bar{Gv} = 0,25; g - \bar{Gv} = 0,05$

торовый вихрь непременно затянул бы через радиальный зазор эрозионно опасные капли, что в последующем привело бы к существенному эрозионному износу входных кромок рабочих лопаток.

С аэродинамической точки зрения в данном случае имеет место эффект малоподвижного “вязлого” вихря, содержащего в себе крупные капли, на которые набегают с большими скоростями рабочие лопатки. Это подтверждается очень характерным эрозионным износом, при котором стачиваются только кончики носиков входных кромок рабочих лопаток. При этом на лопатках образуются очень характерные для крупных капель грубые крупноразмерные шипы и каверны.

Представляют интерес результаты измерения эрозии входных кромок рабочих лопаток последней ступени турбины Т-250/300-240, полученные на Южной ТЭЦ Ленэнерго (рис. 4). Наработка турбины составляла 40 609 ч при 139 пусках; ее среднегодовые параметры: электрическая мощность $N_e = 170$ МВт, температура пара $t_{\text{оп}}/t_{\text{пп}} = 540/540^\circ\text{C}$. По условиям эксплуатации в течение всего периода работы турбины регулирующая диафрагма ЦНД была всегда полностью открыта, а это означает, что через ЦНД всегда имел место расход пара. Последнее обстоятельство очень важно, так как в отсутствие беспаровых режимов торовые вихри были умеренной интенсивности, а, следовательно, и эрозионный износ входных кромок рабочих лопаток также был умеренный.

Газодинамические исследования потока в осевом зазоре ступени на таком режиме [4] показали, что протяженность торового вихря на периферии достигает 50 мм. В торовом вихре имели угол выхода потока из направляющего аппарата $\alpha_1 = -(5 \div 0)^\circ$ и практически постоянное давление во всем зазо-

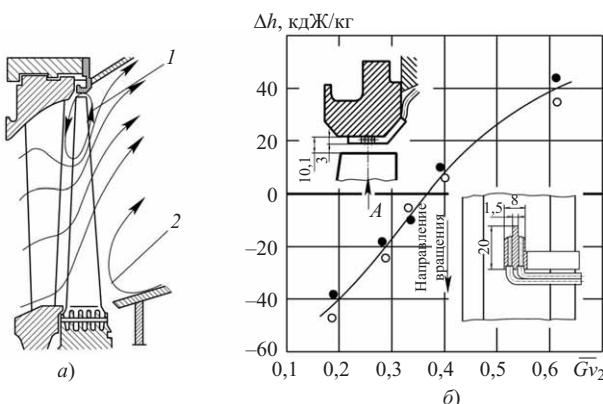


Рис. 3. Вихри в турбинной ступени с малым втулочным отношением [4]:

а – торовый (1) и прикорневой (2) вихри; б – расположение угломерной пары в радиальном зазоре ступени и зависимость теплоперепада на линии процесса ступени на угломерную пару от Gv : ○, ● – соответственно левый и правый угломер

ре по высоте $p = 540$ Па. Вне торового вихря $\alpha_1 = 0 \div 12^\circ$, скорость выхода потока из направляющего аппарата $C_1 = 140 \div 150$ м/с. Как следует из полученных результатов, расчетный анализ эрозионных параметров для данных режимов возможно выполнить только вне торового вихря, где размер капель $d_k = 1,2 \div 1,7$ мм, их коэффициент разгона $\theta = 0,09 \div 0,21$, каплеударная нагрузка $(w_1 - w_p) = 362 \div 375$ м/с. В торовом вихре расчет эрозионных параметров “напрямую” невозможен, так как здесь, в связи с отрицательной скоростью движения парового потока, принятая расчетная модель эрозии оказалась непригодной для реализации. Что касается прогнозирования эрозии, то разработанный нами метод [2] позволяет “обойти”

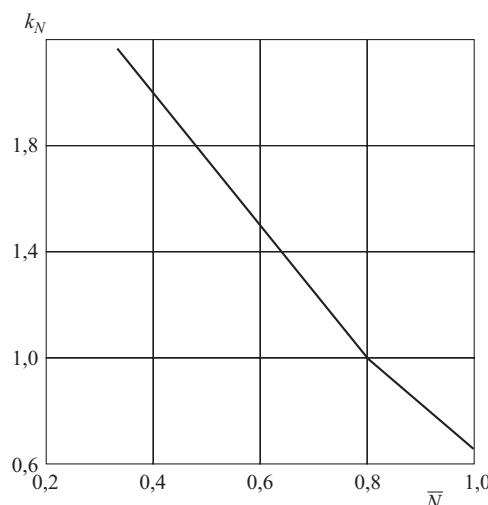


Рис. 5. Зависимость поправочного коэффициента эрозии турбинных лопаток от средней нагрузки турбины

этот неудобный момент, поскольку в основе расчетной модели предполагается использование газодинамических параметров потока номинального режима. Отклонение режима от номинального учитывается применением статистических поправок. В частности, эрозионная поправка на отключение мощности (k_N) по нашим исследованиям и с учетом [5] может быть представлена в виде графика (рис. 5). Исходя из максимальной мощности турбины $N = 300$ МВт и средней мощности за указанный период работы, имеем $\bar{N} = 170/300 = 0,566$; поправочный коэффициент из рис. 5 равен 1,6. Расчетный износ на периферии $\Delta z = 4,5$ мм (рис. 4), что близко к натурным замерам ($\Delta z = 4,0$ мм).

В заключение следует сказать о проблеме эрозионной защиты лопаточного аппарата при наличии торового вихря. При пониженных, но не нулевых расходах пара в конденсатор предложенная конструкция реконструированной диафрагмы (рис. 1) позволяет решить проблему эрозионной защиты входных кромок рабочих лопаток. Для теплофикационных турбин, работающих в режимах с обеспаренным ЦНД, радикальным методом борьбы с эрозией является применение сменного ротора [6], не имеющего рабочих лопаток (вал-проставка), если это турбина с отдельным ЦНД. Вал-проставка в этом случае служит для передачи крутящего момента от головной части турбины к генератору. Будучи лишенным лопаток, вал практически не создает тормозной эффект и это, кроме того, значительно повышает экономичность турбины на такого типа режимах. Если турбина одноцилиндровая, тогда все сложнее. Для одноцилиндровых теплофикационных турбин следует предусмотреть условия, гарантирующие необходимый пропуск пара через ЦНД при работе на любом малорасходном режиме.

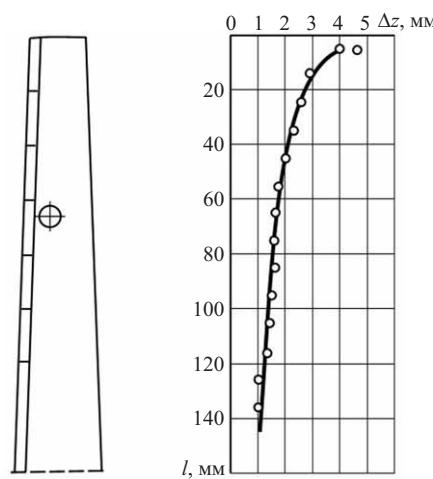


Рис. 4. Средняя глубина эрозионного износа входных кромок рабочих лопаток последней ступени турбины типа Т-250/300 – 240 Южной ТЭЦ Ленэнерго при наработке 40604 ч от высоты лопатки (измерения выполнены методом слепков [2]):

о – расчетные данные

Список литературы

1. Перельман Р. Г., Пряхин В. В. Эрозия элементов паровых турбин. М.: Энергоатомиздат, 1986.
2. Амелиошкин В. Н. Эрозия лопаток паровых турбин: прогноз и предупреждение. Учебное пособие. С.-Пб.: Энерготех, 2000.
3. Пономарев В. Н. Исследование последних ступеней мощных паровых турбин в диапазоне режимов от номинальной нагрузки до холостого хода. Автореф. дис. на соиск. учен. степени доктора техн. наук. Харьков, 1977.
4. К вопросу об образовании торового вихря у периферии турбинной ступени с малым D_{cp}/l / Сандовский В. Б. и др. – Тр. ЦКТИ, 1981, вып. 184.
5. Polard D., Lord M. I., Stockton E. An Evaluation of Low Pressure Steam Turbine blade erosion. – G. E. C. I. Sci. and Technol, 1983, 49, № 1.
6. Бененсон Е. И., Баринберг Г. Д. Оптимизация режимов работы цилиндров низкого давления мощных теплофикационных турбин. Исследование тепловой экономичности турбин Т-100/120-130 в режимах работы с обеспаренным цилиндром низкого давления. М., 1989.

Программно-технический комплекс для электрической части системы регулирования и защит паровых турбин

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

ООО НПФ ПРОСОФТ-Е (г. Екатеринбург)

Информация о том, что сотрудниками ЛМЗ, АО УралОРГРЭС, Сургутской ГРЭС-2 и ООО НПФ ПРОСОФТ-Е выполнена разработка и произведено внедрение программно-технического комплекса для электрической части системы регулирования и защит паровых турбин, уже известна специалистам в этой области (в том числе, и по материалам заседания НТС РАО “ЕЭС России” по теме “Научно-технические проблемы и программные задачи повышения эффективности регулирования частоты и мощности в ЕЭС России”, материалы которого опубликованы в журнале “Электрические станции”, 2002, № 4). В данной статье, авторы которой являются разработчиками аппаратной и программной части этого комплекса, представлено его краткое описание.

Электрическая часть системы регулирования турбины на основе микропроцессорной техники типа ЭЧСР-М, созданная ЛМЗ, ВЭИ и заводом “Электропулт” в начале 80-х годов, получила довольно широкое распространение на мощных энергоблоках (в том числе и на АЭС). Внедрение первого образца ЭЧСР-М было осуществлено специалистами УралОРГРЭС, ЛМЗ, ВЭИ и СГРЭС-2 на блоке № 1 Сургутской ГРЭС-2 в 1984 – 1985 гг. (турбина К-800-240-5, котел ТГМП-201ХЛ). До настоящего времени это оборудование успешно эксплуатируется на многих электростанциях РАО “ЕЭС России”.

Однако использованная в ЭЧСР-М элементная база аппаратуры 80-х годов не обладает достаточной надежностью, что привело и приводит к большим трудозатратам по ее эксплуатации. Положение с эксплуатацией ЭЧСР-М осложнялось с каждым годом, так как ресурс работы постоянно сокращался (ЭЧСР-М на блоках непрерывно находится в работе от 10 до 15 лет) и дальнейшая эксплуатация системы вызывает все большие затруднения. Кроме того, данное оборудование имело ограниченные возможности по модернизации и

расширению функций. В конечном итоге остро встал вопрос о ее замене на энергоблоках.

В связи с этим была проведена работа по разработке и внедрению программно-технического комплекса для электрической части системы регулирования и защит паровых турбин (ПТК ЭЧСРиЗ) на современной аппаратной базе.

ПТК ЭЧСРиЗ предназначен для работы в составе электрической части системы регулирования и защит турбины и является многоцелевой системой автоматического управления турбиной по активной мощности, давлению острого пара, положению регулирующих клапанов турбины, частоте в энергосистеме, а также по сигналам автоматических устройств блочного, общестанционного и энергосистемного уровней в нормальных и аварийных режимах работы блока и энергосистемы.

Основными функциями ПТК ЭЧСРиЗ, совпадающими с реализуемыми в существующих в настоящее время системах ЭЧСР-М, являются:

регулирование мощности и давления острого пара (или положения регулирующих клапанов турбины) с коррекцией по частоте в энергосистеме;

регулирование давления острого пара перед турбиной по принципу регулирования давления “до себя” при некоторых условиях работы блока и ПТК;

защита турбины от недопустимого снижения давления пара при работе блока в режимах с номинальным или скользящим давлением пара;

реализация режима регулирования со скользящим давлением острого пара;

обеспечение дистанционного управления электроприводом механизма управления турбиной;

разгрузка энергоблока при аварийном отключении групп подогревателей высокого давления;

перевод энергоблока, работающего в режиме скользящего давления пара, на минимальное давление пара перед турбиной при срабатывании ав-

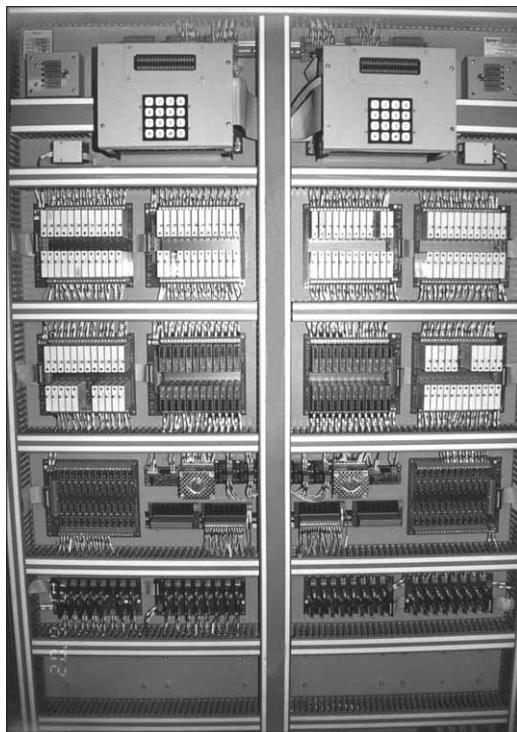


Рис. 1. Шкаф управления ПТК ЭЧСРиЗ

томатизированной системы аварийной разгрузки блока;

управление регулирующими клапанами турбины при сбросах электрической нагрузки блока с

отключением и без отключения генератора от сети;

управление регулирующими клапанами турбины при возникновении больших ускорений ротора турбины;

управление стопорными клапанами турбины при возникновении повышенных значений частоты и ускорения ротора турбины (подсистема предварительной защиты);

осуществление противоразгонной защиты турбины при сбросах нагрузки (подсистема дифференциатора);

уменьшение динамического заброса оборотов турбины при сбросе нагрузки с отключением генератора от сети (подсистема релейной форсировки);

повышение приемистости турбины (подсистема начальной коррекции неравномерности);

кратковременная противоаварийная разгрузка блока с последующим восстановлением до исходного значения мощности по сигналам от противоаварийной автоматики по условиям обеспечения динамической устойчивости (подсистема аварийной импульсной разгрузки);

послеаварийная разгрузка блока до заданного значения по сигналам от противоаварийной автоматики по условиям обеспечения статической устойчивости (подсистема послеаварийного ограничения).

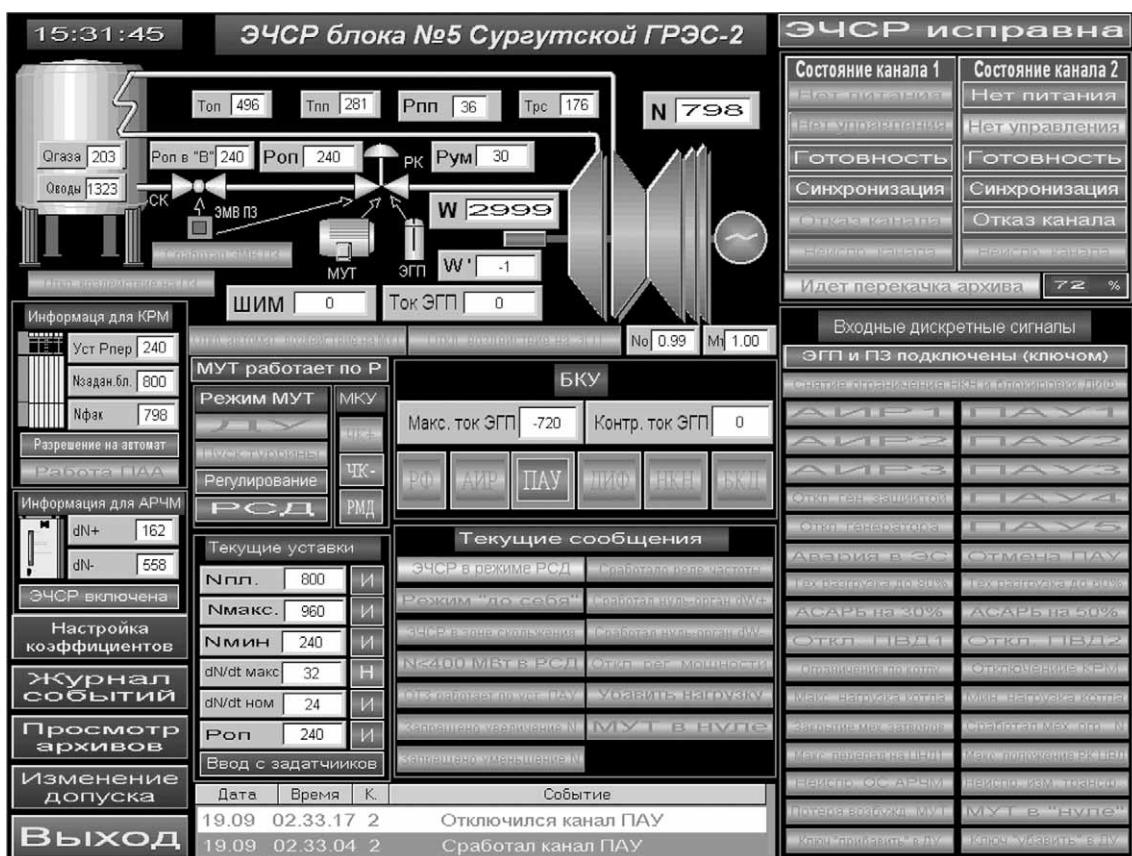


Рис. 2. Внешний вид основной экранной формы ПТК ЭЧСРиЗ

Кроме того, в ПТК значительно улучшены сервисные функции (в том числе, автоматическая диагностика неисправностей), расширены возможности интеграции в АСУ блока (наличие кодовой линии связи из шкафа управления), могут быть реализованы дополнительные технологические функции (режим контроля температурных напряжений элементов турбины, режим автоматизации набора оборотов турбины по сигналам от системы автоматического пуска турбины с ускоренным прохождением критических частот и взятием начальной нагрузки с учетом теплового состояния турбины и др.).

Функционально ПТК включает в себя два контура управления: быстродействующий и медленнодействующий.

Быстродействующий контур действует в аварийных и послеаварийных режимах и обеспечивает необходимое воздействие на исполнительные органы: регулирующие и стопорные клапаны (через электрогидравлический преобразователь и электромагнитный выключатель предварительной защиты). ПТК обеспечивает время цикла съема информации с датчиков, расчет основных технологических параметров (в том числе мощности, частоты и ускорения вращения ротора турбины), а также формирования управляющих воздействий быстродействующего контура 12 мс.

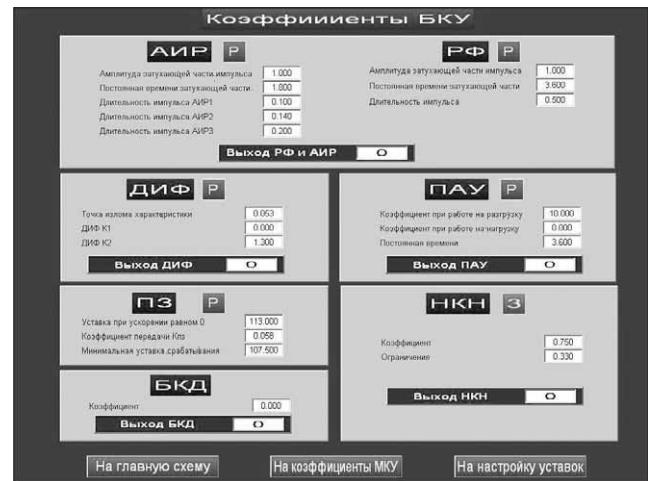


Рис. 3. Внешний вид экрана настройки коэффициентов и установок

Медленно действующий контур ПТК ЭЧСРiЗ обеспечивает управление регулирующими клапанами через механизм управления турбиной. Время цикла формирования управляющего воздействия медленнодействующего контура 100 мс.

В соответствии с техническими условиями на ПТК, согласованными с Департаментом научно-технической политики и развития РАО “ЕЭС России”, ПТК обеспечивает прием и осуществляет выдачу следующих типов сигналов:

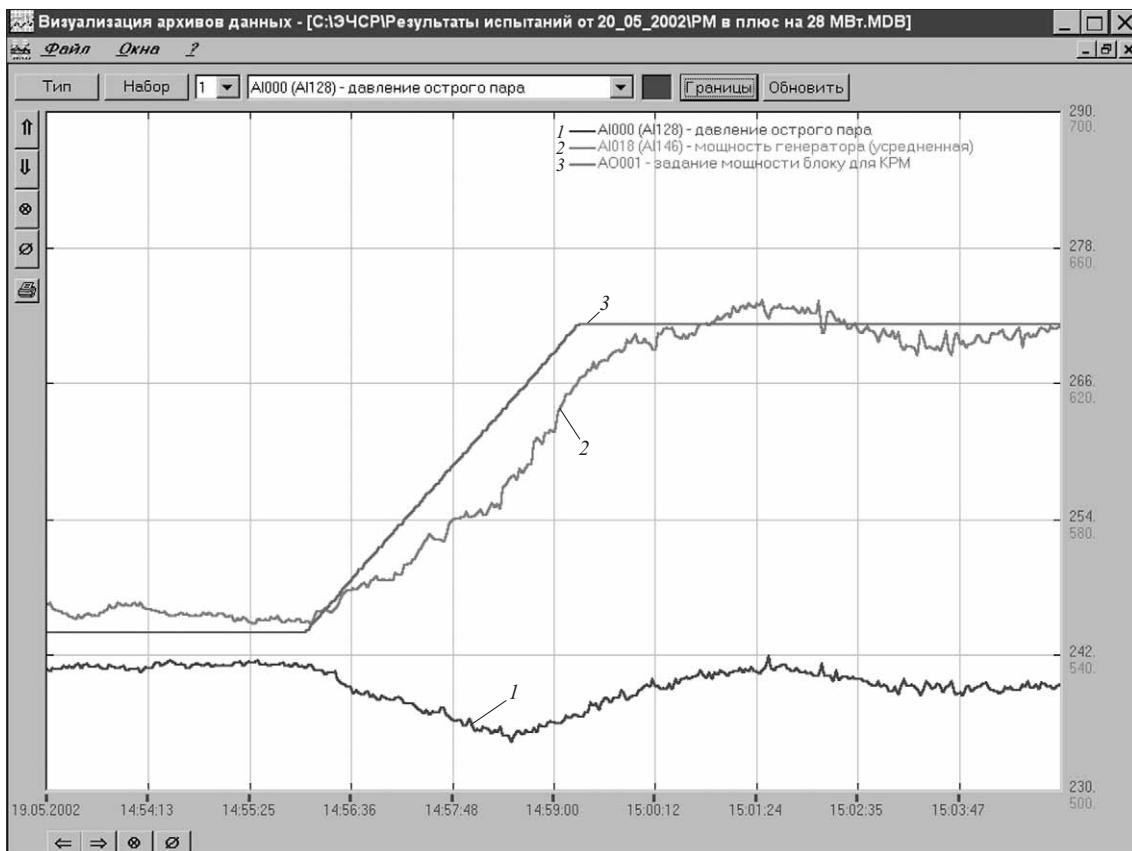


Рис. 4. Регулирование мощности с заданной скоростью ее изменения

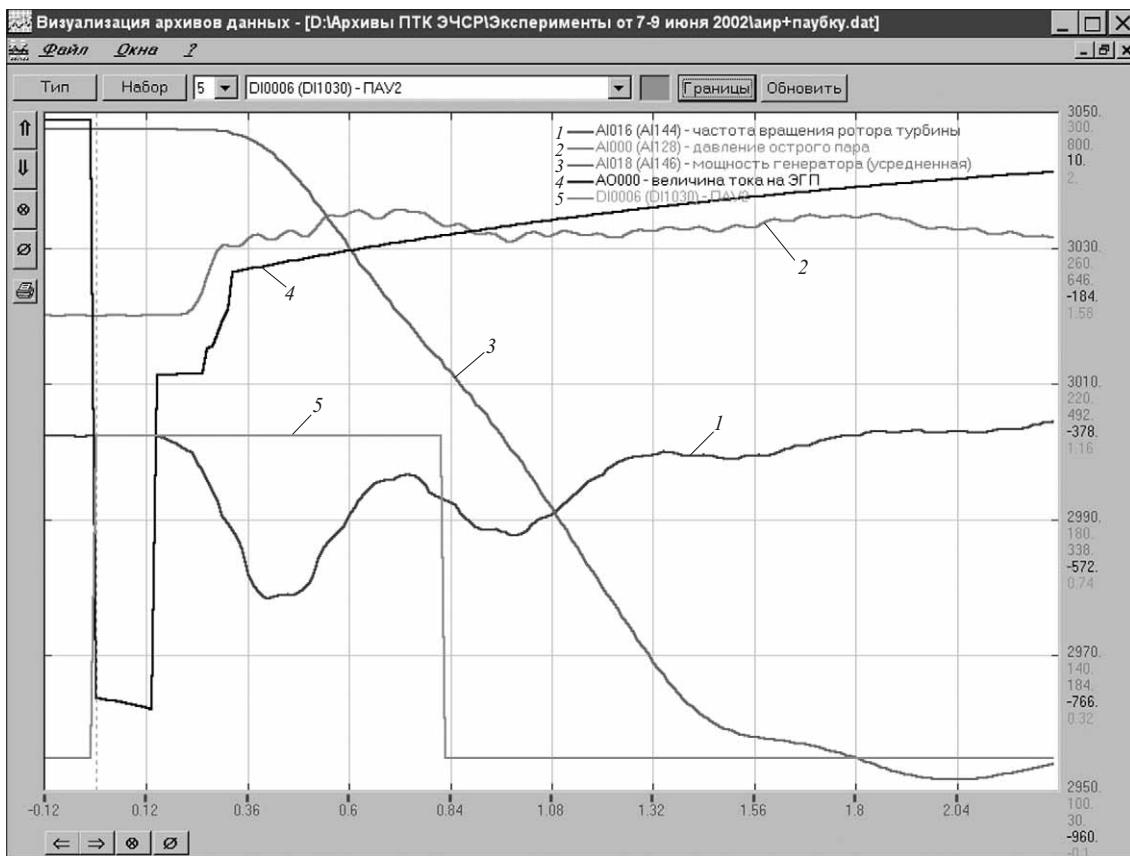


Рис. 5. Режим срабатывания противоаварийной автоматики

входные дискретные – 48 сигналов (тип – “сухой” контакт, время задержки сигнала не более 1 мс);

входные аналоговые, унифицированные – 16 сигналов (диапазон 0 – 20 мА, основная приведенная погрешность преобразования 0,2%, время задержки на преобразование аналогового сигнала не более 50 мкс);

входные аналоговые для измерения мощности – 3 сигнала напряжения (диапазон 0 – 100 В) и 3 сигнала тока (диапазон 0 – 5 А). Точность измерения мощности – 0,5%, быстродействие измерителя мощности – не более 40 мс при частотах, близких к номинальной;

входной для измерения частоты – 1 сигнал с возможностью увеличения до 3 сигналов (диапазон 30 – 4000 Гц, максимальное напряжение амплитуды сигнала 100 В, минимальное напряжение амплитуды входного сигнала 2 В, время установки сигнала при изменении частоты от 30 до 3000 Гц и обратно не превышает 36 мс, точность измерения – 0,05%);

выходные дискретные, унифицированные – 24 сигнала (постоянное напряжение 24 В);

выходные дискретные (ШИМ) для воздействия на механизм управления турбиной (постоянное напряжение ± 36 В);

выходные аналоговые, унифицированные – 16 сигналов (постоянный ток в диапазоне 0 – 20 мА,

основная приведенная погрешность преобразования 0,3%, время преобразования не более 1 мс);

выходной аналоговый для управления электро-гидравлическим преобразователем – 1 сигнал с возможностью увеличения до 3-х (постоянный ток в диапазоне $\pm 1,2$ А, время преобразования – не более 500 мкс, погрешность – 0,5%).

В состав аппаратной части ПТК входит шкаф управления и пульт оператора. Основное оборудование шкафа управления (рис. 1) представляет собой два идентичных канала, каждый из которых полностью обеспечивает выполнение основных автоматических функций, а также функции самопроверки и диагностирования модулей. В состав канала входит процессорный и несколько периферийных модулей в формате Micro PC, устройства сопряжения с датчиками и исполнительными механизмами, а также буквенно-цифровой дисплей (2 строки по 20 знакомест) и 16-клавишная клавиатура, которые могут использоваться для отображения технологической информации и корректировки уставок и коэффициентов. Каждый канал обеспечивает взаимодействие с АСУ энергоблока или пультом управления ПТК по кодовой линии связи.

Кроме того, в состав шкафа управления входит оборудование для обеспечения дистанционного режима управления механизмом управления тур-

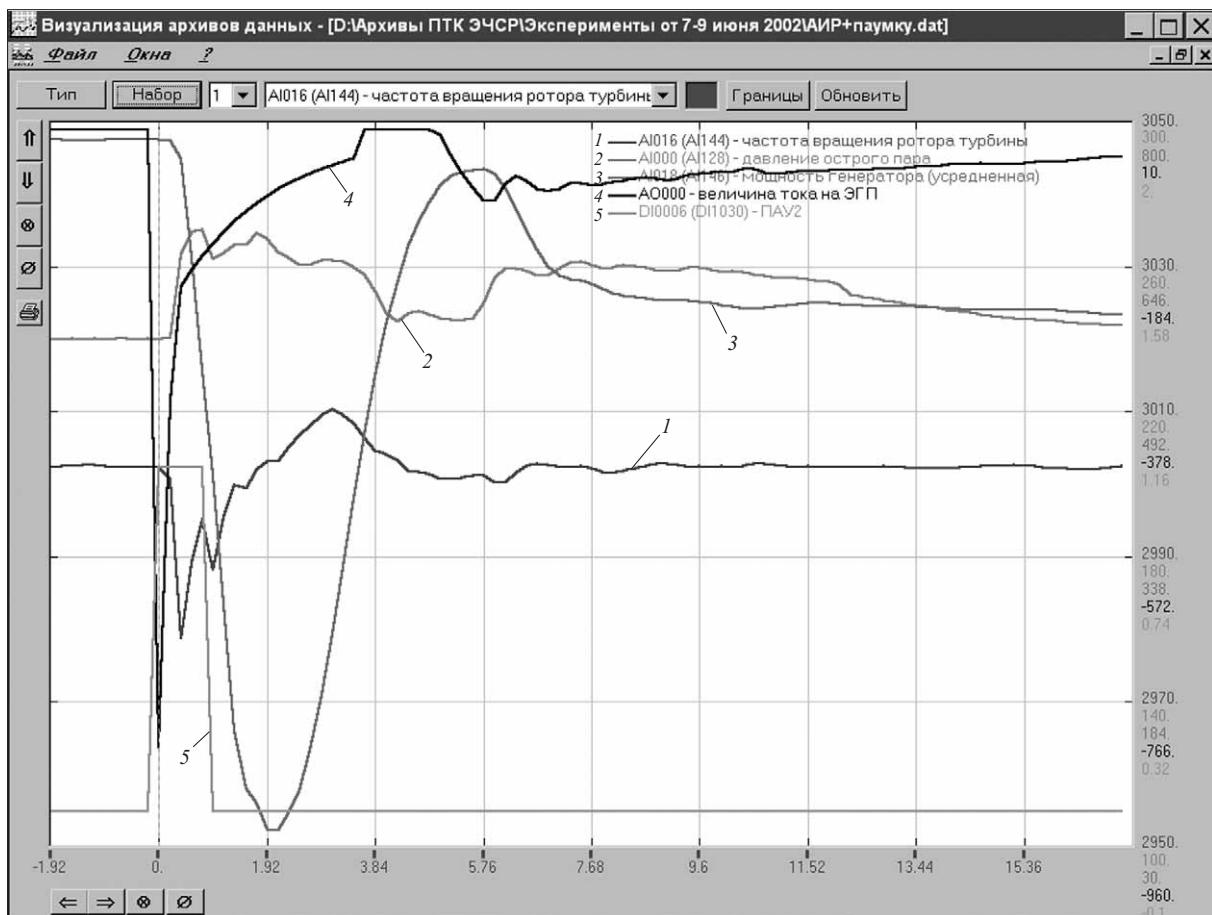


Рис. 6. Режим срабатывания противоаварийной автоматики

бины (в том числе, при выключенном состоянии обоих управляющих каналов ПТК).

Основные модули шкафа управления имеют следующие характеристики:

процессорный модуль 5066 фирмы Octagon Systems – процессор AMD586/133 МГц, флэш-память 1 Мб, статическое ОЗУ (для хранения коэффициентов, технологических уставок и аварийной информации при выключении питания) – 512 кб;

модуль ввода/вывода UNIO96-5 фирмы Fastwel – программно конфигурируемые 96 входных/выходных дискретных/аналоговых каналов;

модуль аналогового ввода AI16-5 фирмы Fastwel – 16 входных каналов напряжения ± 10 В, 14-разрядный аналого-цифровой преобразователь, скорость преобразования до 100 000 измерений в секунду;

модуль аналогового вывода AO16 фирмы Fastwel – 16 выходных каналов постоянного тока 0–20 мА, 12-разрядный цифро-аналоговый преобразователь, время установления выходного сигнала 20 мкс;

модуль измерения мощности и частоты фирмы Прософт-Е – точность измерения мощности 0,5%, точность измерения частоты 0,05%;

модули нормализации и гальваноразвязки для дискретных каналов фирмы Grayhill (поканальная развязка до 2500 В);

модули нормализации и гальваноразвязки для сигналов напряжения и тока генератора фирмы Прософт-Е (поканальная развязка до 2000 В);

модули гальваноразвязки для унифицированных аналоговых сигналов фирмы Прософт-Е (поканальная развязка до 1000 В).

Оборудование шкафа управления размещено в металлическом корпусе фирмы Shroff размером 1800 × 1200 × 500 мм.

Высокая надежность и долговечность ПТК обеспечиваются:

использованием в основном готовых модулей известных фирм (все применяемые модули разработаны для жестких условий эксплуатации в промышленных условиях, имеют наработку на отказ более 100 000 ч и срок службы более 10 лет. Все импортное оборудование имеет сертификаты соответствия российским стандартам);

использованием в модулях собственной разработки высоконадежных и долговечных комплектующих зарубежных производителей;

всесторонним тестированием аппаратных средств и глубокой отработкой программно-алго-

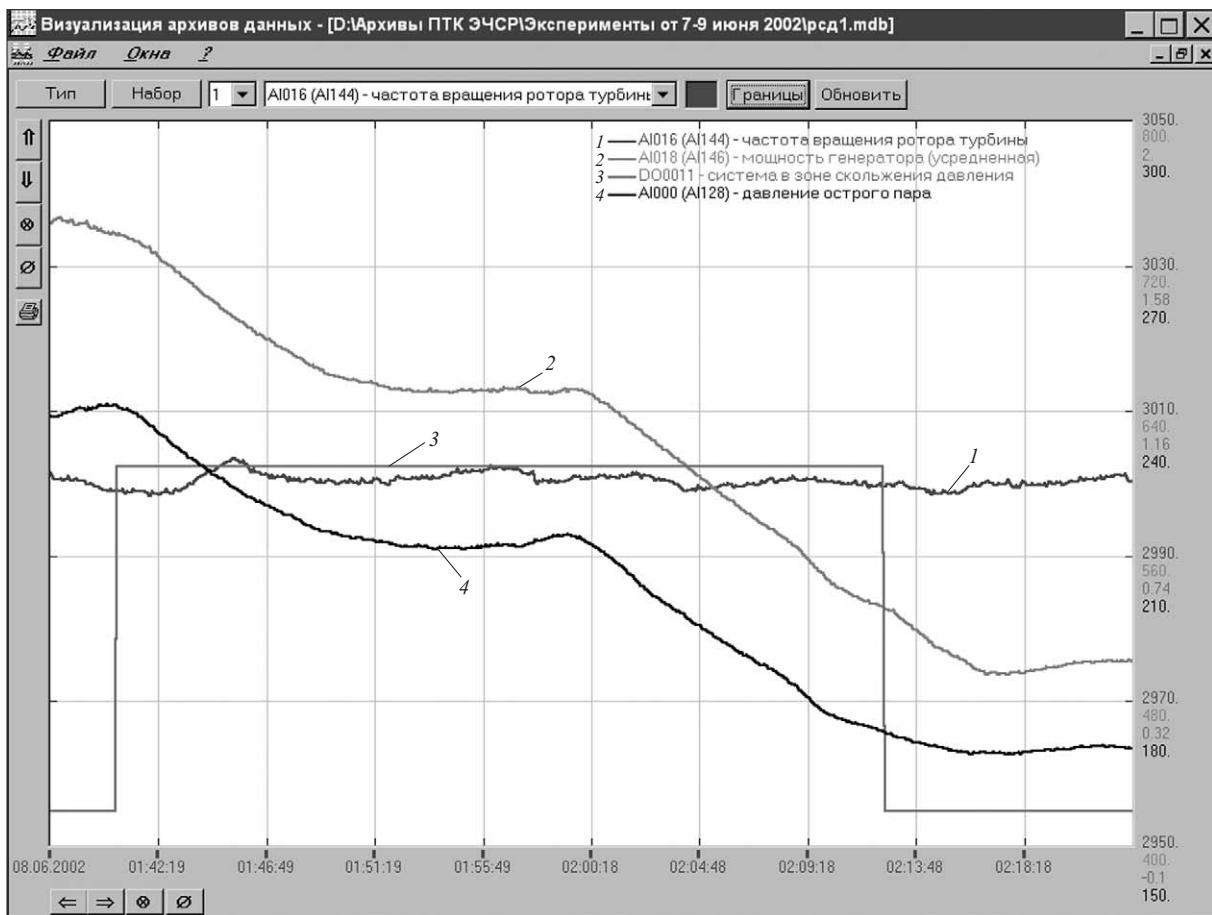


Рис. 7. Режим скользящего давления

ритмической части ПТК на стендах предприятия-изготовителя;

реализацией “горячего” 100%-ного резервирования управляющих каналов с автоматическим переключением управления на резервный канал за время 30 – 40 мс;

автоматической диагностикой неисправного оборудования, возможностью проведения ремонта отказавшего канала без выключения основного.

Пульт управления предназначен для проведения наладочных работ, а также может использоваться и при эксплуатации ПТК в случаях отсутствия интеграции функций ЭЧСР в АСУ энергоблока. Он представляет собой ПЭВМ с модулем соединения с управляющими каналами ПТК и обеспечивает выполнение следующих функций:

отображение текущего состояния входных и выходных аналоговых и дискретных сигналов системы на экране дисплея;

отображение текущих технологических признаков системы;

архивирование текущей технологической информации системы (с циклом около 1 с);

архивирование аварийной информации системы (с учетом предыстории) в циклах быстрого и медленного контуров регулирования;

отображение архивной информации в графическом виде, вывод ее на печать, запоминание на магнитные носители;

отображение журнала событий системы (срабатывание технологических подсистем, появление неисправностей и др.);

отображение и коррекция технологических коэффициентов и уставок;

отображение результатов автоматической диагностики оборудования ПТК;

обеспечение ограничения доступа (уровня допуска) пользователя к отдельным технологическим операциям.

На рис. 2 представлен вид основного экрана системы, на рис. 3 – вид экрана настройки коэффициентов и уставок (на примере каналов быстрого контура управления).

На рис. 4 – 7 представлены графики переходных процессов, полученные с помощью пульта управления при проведении испытаний ПТК с воздействием на энергоблок (рис. 4 – регулирование мощности с заданной скоростью ее изменения 28 МВт/с, рис. 5, 6 – режим одновременного срабатывания противоаварийной автоматики по каналам по информации архивов быстрого и медленного контуров регулирования соответственно,

[рис. 7](#) – результаты испытаний ПТК в режиме скользящего давления).

Необходимо отметить, что в связи с достаточно большой сложностью задач, возложенных на ПТК, и высокой степенью ответственности за их правильную реализацию, аппаратура и программное обеспечение комплекса подверглись ряду испытаний и проверок:

испытания ПТК на стендах предприятия-изготовителя (ООО НПФ ПРОСОФТ-Е) с участием специалистов ЛМЗ, УралОРГРЭС и Сургутской ГРЭС-2;

испытания ПТК на энергоблоке Сургутской ГРЭС-2 без воздействия на энергоблок (работа в режиме “на сигнал”). В процессе этих испытаний сигналы с датчиков одновременно поступали на ПТК и действующую ЭЧСР-М, а воздействия с ПТК выдавались на реальные исполнительные механизмы, установленные на испытательном стенде. При этом проводился сравнительный анализ работы ПТК и действующей ЭЧСР-М;

испытания ПТК для приемки ее межведомственной комиссией под председательством представителя Департамента научно-технической политики и развития РАО “ЕЭС России”;

опытная эксплуатация ПТК в режиме “на сигнал” на протяжении более 6 мес;

испытания ПТК с воздействием на энергоблок;

опытно-промышленная эксплуатация ПТК с воздействием на энергоблок на протяжении более 1 мес.

С июля 2002 г. ПТК находится в промышленной эксплуатации на блоке № 5 Сургутской ГРЭС-2.

По мнению авторов этой статьи, данный ПТК может быть использован: для замены выработавших свой ресурс существующих систем ЭЧСР-М с обеспечением реализации функциональных алгоритмов с улучшенными временными и точностными характеристиками, более высокой степени надежности и долговечности, возможности выполнения ряда дополнительных функций; при проведении глубокой модернизации энергоблоков, не имеющих в настоящее время в своем составе подобной системы; для установки на вновь вводимых в эксплуатацию турбогенераторах (в том числе, после соответствующей модернизации ПТК, и для турбоагрегатов других типов).

Кроме того, технические решения, реализованные в ПТК (в первую очередь – “горячее” резервирование аппаратуры), могут быть применены и для решения других ответственных технологических задач.

В заключение статьи ее авторы хотят подчеркнуть, что они являются разработчиками аппаратной и программной частей комплекса, а работы по определению реализуемых алгоритмов, проведение испытаний и внедрение ПТК осуществлялись совместно специалистами ЛМЗ, УралОРГРЭС, служб АО Тюменьэнерго и, конечно, сотрудниками Сургутской ГРЭС-2. Мы выражаем глубокую признательность всем принимавшим участие в данном проекте и надеемся на дальнейшее плодотворное сотрудничество.

Новый метод определения микроповрежденности стали¹

Федотов А. О., канд. физ.-мат. наук, Крейцер К. К., инж.

ВТИ

В настоящее время в энергетике все актуальнее становится задача определения степени накопления поврежденности в металле элементов энергоборудования.

Существующие методы контроля (вихревоковый, капиллярный, ультразвуковой) предназначены для обнаружения макроскопических дефектов, что определяет стадию начала разрушения металла.

Едва ли не единственным методом оценки состояния металла на ранних стадиях предразрушения на сегодняшний день является крайне трудоемкое металлографическое исследование шлифов (реплик).

Такое состояние дел связано с двумя обстоятельствами.

1. Происходящие на ранних стадиях предразрушения изменения в структуре металла многооб-

разны, разнонаправлены и плохо изучено их влияние на физические свойства металла. Так, в настоящее время невозможно указать, какой же физический параметр металла изменяется в соответствии с увеличением степени накопления микроповрежденности металла [1].

2. Трудность выбора “пробной частицы”. Действительно, возникающие дефекты структуры, например, поры, имеют размеры порядка микрона. Очевидно, что характерный размер (длина волны) “пробной частицы” должен быть того же порядка. Однако на реально используемых частотах длины волн и фотонов (вихревоковый метод), а также фотонов (ультразвуковой) много больше микрона (10 км и 1 мм соответственно). Попытка повысить частоту блокируется быстрым ростом коэффициента затухания и ростом требований к состоянию поверхности.

¹ В порядке обсуждения. Р е д.

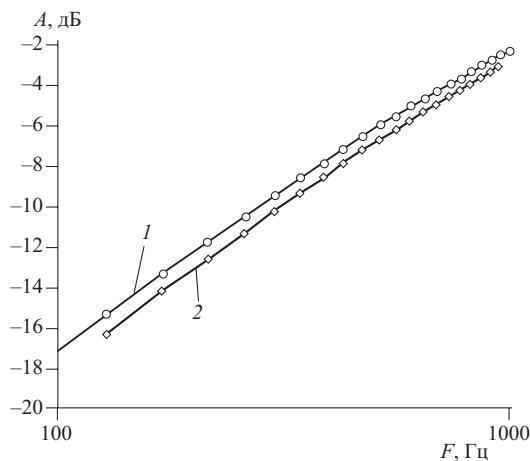


Рис. 1. Графики зависимости амплитуды сигнала от частоты:

1, 2 – соответственно 3 и 5 балл по шкале микроповреждаемости

Все перечисленное лишний раз указывает на надежность металлографического метода.

Тем не менее, ситуация не совсем безнадежна. Можно попробовать найти корреляцию между магнитными свойствами стали и степенью ее поврежденности.

Во-первых, любые структурные (фазовые) изменения, происходящие со сталью в процессе эксплуатации изделий, должны сказываться на их магнитных характеристиках. Так, например, распад перлита должен приводить к увеличению магнитной проницаемости, рост напряжений к изменению коэрцитивной силы, изменению частотных характеристик магнитной проницаемости. Этот тезис подтверждается многочисленными публикациями, например [2–6].

Во-вторых, характерный размер доменов порядка микрона [7], т.е. наличие микронных повреждений, должен влиять на перемещение доменных стенок, вращение доменов и таким образом на магнитные характеристики стали.

Наиболее информативным магнитным параметром является магнитная проницаемость мате-

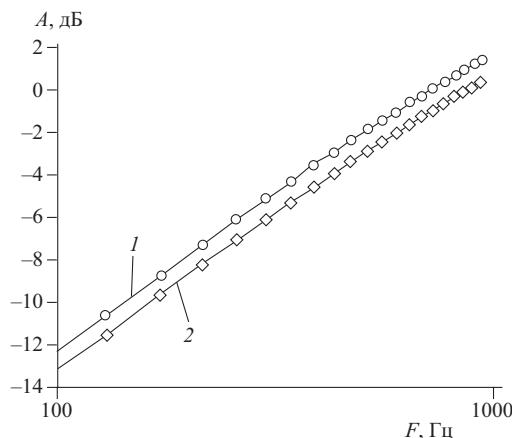


Рис. 3. Графики зависимости амплитуды сигнала от частоты:

1, 2 – соответственно 2 и 5 балл по шкале микроповреждаемости

риала. Однако, насколько нам известно, в теплоэнергетике не предпринималось попыток прямых измерений магнитной проницаемости. Кроме того, представляется полезным измерение не просто магнитной проницаемости, а ее функциональной зависимости от частоты и (или) амплитуды. Конструктивно более простым оказалось построение частотных характеристик магнитной проницаемости. Дополнительным доводом в пользу такого выбора служат и результаты, изложенные в [8], а также то обстоятельство, что частотная зависимость позволяет в принципе отстроиться от свойств поверхности изделия, например, наличия окалины.

Предлагаемая методика должна быть экспрессной, дешевой и минимально зависеть от “человеческого фактора”.

В настоящей статье содержится краткое описание способа оценки состояния металла по магнитной проницаемости (Федотов А. О., Гринь Е. А., Швецова Т. А. Способ и устройство для оценки остаточного ресурса изделия из ферромагнитных сталей. Заявка на изобретение № 20011 35441, 28.12.2001.).

С этой целью использовался спектроанализатор, собранный на основе персонального компьютера, снабженного звуковой картой и работающего в режиме Full Duplex Loop Back. В этом режиме процессы вывода и ввода аудиосигнала протекают одновременно. Фактически звуковая карта вместе с компьютером работает как генератор тестового сигнала и как измерительный прибор.

В качестве датчика использовался ферритовый сердечник с двумя обмотками – возбуждения и приемной. Выходной сигнал звуковой карты, представляющий постоянную по амплитуде синусоиду, разворачиваемую с частотой 0,01 Гц, подается на обмотку возбуждения. Напряжения, снимаемые с приемной обмотки и сопротивления, включенного последовательно в цепь обмотки возбуж-

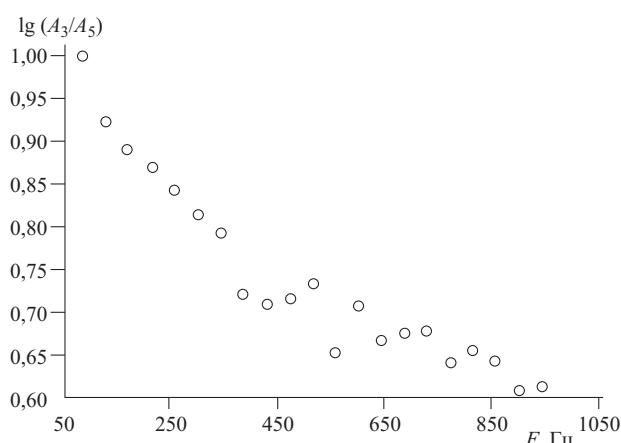


Рис. 2. График зависимости отношения амплитуд сигналов (кривая 1/кривая 2, рис. 1) от частоты

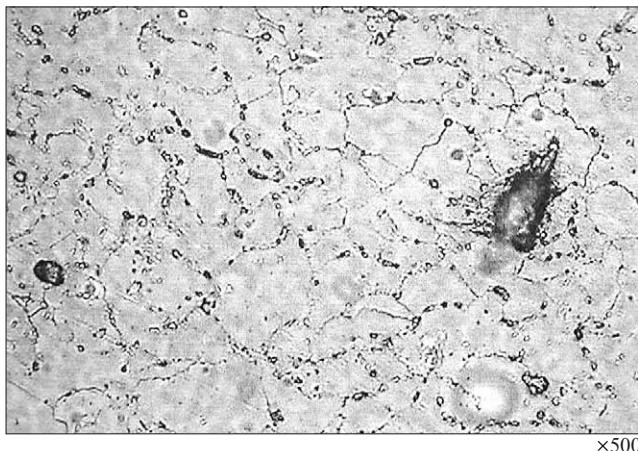


Рис. 4. Реплика с образца – 2 балл микроповреждаемости

дения, подаются на стереовходы звуковой карты и анализируются методом быстрого Фурье-преобразования. При этом анализируется отношение сигналов по входным каналам и, тем самым, автоматически корректируются частотные погрешности цепей.

Данная схема измерений опробована на образцах стали 12Х1МФ и ЭИ961 из коллекции Отделения металлов ВТИ.

Результаты, полученные на образцах и представляющие выборки из паропроводов (сталь 12Х1МФ), показаны на рис. 1, 2. На рис. 1 в логарифмическом масштабе показаны графики зависимости амплитуды принимаемого сигнала от частоты, для участков образца, оцененных по результатам металлографического анализа 3 и 5 баллами по шкале микроповреждаемости сталей перлитного класса (ОСТ 34-70-690-96), т.е. доля исчерпания ресурса на данных участках 60 и 80% соответственно. Заметим, что измерения проводились по естественной, незачищенной поверхности. На рис. 2 показан график зависимости разности показаний датчика от частоты для тех же участков поверхности.

Из рис. 1 видно, что во-первых, амплитуда сигнала падает с ростом микроповрежденности стали, во-вторых, зависимость амплитуды сигнала от частоты носит степенной характер.

Аналогичные зависимости, полученные при измерениях по зачищенной поверхности двух выборок паропроводов (сталь 12Х1МФ) и также впоследствии оцененных по результатам металлографического анализа 2 и 5 баллами, показаны на рис. 3. Фотографии с реплик, снятых с этих образцов, показаны на рис. 4, 5. На зачищенных поверхностях как амплитуды сигналов, так и их разности возросли, но основные закономерности (уменьшение амплитуды сигнала с ростом микроповрежденности, степенной характер зависимости амплитуды от частоты) сохранились.

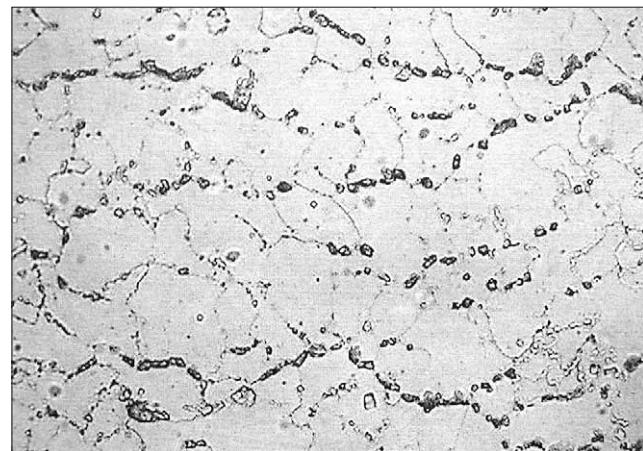


Рис. 5. Реплика с образца – 5 балл микроповреждаемости

Аналогичные зависимости наблюдались также и на подвергнутых закалке образцах из стали Э961.

Выводы

- Предварительные результаты указывают на корреляцию свойств сталей марок 12ХМФ1 и ЭИ961 с магнитной проницаемостью.

- Предложен простой способ тестирования образцов больших размеров без предварительной обработки поверхности.

Авторы благодарны сотрудникам ВТИ Богачеву В. А., Горбачеву А. Н., Резинских В. Ф., Швецовой Т. А., Чистяковой Л. Д., без помощи которых проведение данной работы было невозможно.

Список литературы

1. Толкедорф Е., Хальд Дж. Экспериментальные методы определения характеристик ползучести и усталости элементов оборудования электростанций – В кн.: Сборник докладов Международной конференции “Продление ресурса ТЭС”, т. 1. М.: ВТИ, 1994.
2. Богачев В. А. Магнитный контроль металла труб пароперегревателей котлов для определения тепловой неравномерности. – Электрические станции, 2000, № 2.
3. Кулев В. Г., Бида Г. В., Атангурова Л. В. О возможности использования зависимости остаточной намагниченности от упругих напряжений для их неразрушающего контроля в стальных ферромагнитных конструкциях. – Дефектоскопия, 2000, № 12.
4. Кулев В. Г., Бида Г. В. Влияние упругой деформации на магнитные свойства сталей с различной структурой. – Дефектоскопия, 1998, № 11.
5. Дубов А. А. Диагностика котельных труб с использованием магнитной памяти металла. М.: Энергоиздат, 1995.
6. Горкунов Э. С., Драгошанский Ю. Н., Миховски М. Эффект Баркгаузена и его использование. – Дефектоскопия, 2000, № 6.
7. Вонсовский С. В., Шур Я. С. Ферромагнетизм. М.: ОГИЗ, 1948.
8. Botvina L. R., Michailov A. V. Ultrasonic method for estimating damages accumulated in conditions of creep, fatigue and tension loading. file://Proc.of European Conf. on Fracture (ECF 13), Fracture Mechanics: Applications and Challenges, 6 – 9 September 2000, San Sebastian, Spain (7 pages on CD-ROM).

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Импульсные источники микросекундной длительности импульсов для питания электрофильтров

Щербаков А. В., Калинин В. Г., кандидаты техн. наук, Стученков В. М., инж.

ГУП “ВЭИ им. В. И. Ленина”

Питание электрофильтров (ЭФ) от совмещенных импульсных и униполярных источников повышает эффективность пылеочистки. В результате экспериментальных исследований определена оптимальная длительность импульса около 20 мкс, при частоте повторения 300 – 400 Гц, амплитуде около 20 кВ. Дальнейшее уменьшение длительности импульса при работе на одно поле емкостью 0,15 мкФ ЭФ типа ЭГА-35-9-5-3 приводит к значительному повышению напряженности работы высоковольтного коммутатора и ужесточает режим работы соединительных высоковольтных электрических кабелей, высоковольтных вводов и другого оборудования.

При длительности импульса около 20 мкс можно использовать наиболее экономичную резонансную схему импульсного источника питания (ИИП), у которого электрическая емкость ЭФ $C_{\text{эф}}$ и включенная последовательно емкость конденсатора связи $C_{\text{св}}$ являются частью силового высоковольтного резонансного контура (рис. 1). Источник униполярного питания защищен от импульсного воздействия дросселем $L_{\text{заш}} = 1 \text{ мГн}$.

При включении тиатрона V_1 конденсатор $C_{\text{св}}$ подключается к ЭФ. Скорость подключения определяется индуктивностью $L_{\text{разр}}$ и электрической емкостью последовательно соединенных конденсаторов $C_{\text{св}}$ и $C_{\text{эф}}$. Практически осуществляется формирование импульса длительностью около 20 мкс при периоде колебаний контура $T = 40 \text{ мкс}$. Изменяя индуктивность $L_{\text{разр}}$, можно получить заданную длительность импульса.

Для восстановления заряда конденсатора $C_{\text{св}}$ используется апериодический колебательный процесс, определяемый $L_{\text{зар}}$, $C_{\text{св}}$ и $C_{\text{эф}}$. Для устойчивой работы зарядной цепи необходимо, чтобы постоянная времени цепи зарядки $T_{\text{повт}}$ была бы значительно больше постоянной времени цепи разрядки. Длительность рабочего импульса 20 мкс, а длительность времени восстановления $T_{\text{зар}} = 3 \text{ мс}$ (при частоте повторения 330 Гц). Для повышения надежности работы цепи восстановления напряжения на $C_{\text{св}}$ выберем индуктивность $L_{\text{зар}}$ в 100 раз больше индуктивности $L_{\text{разр}}$. Практически $L_{\text{зар}} = 100 \cdot 65 \text{ мкГн} = 6,5 \text{ мГн}$.

Параллельно $L_{\text{зар}}$ подключен диод рекуперации $D_{\text{рек}}$, через который протекает обратный ток от $C_{\text{св}}$ к $C_{\text{нак}}$ при пробоях в ЭФ.

Пробой в ЭФ приводит почти к полному разряду $C_{\text{эф}}$ и напряжение $U_{\text{св}}$ на конденсаторе $C_{\text{св}}$, равное напряжению униполярного источника $U_{\text{эф}}$ плюс напряжение источника импульсного питания (при $U_{\text{нак}} = +20 \text{ кВ}$ и $U_{\text{эф}} = -40 \text{ кВ}$), равное $U_{\text{св}} = 60 \text{ кВ}$, прикладывается через рекуперационный диод к $U_{\text{нак}} = +20 \text{ кВ}$. Уравнивание напряжений происходит обратно пропорционально величине емкостей. Результирующее напряжение $U_{\text{рез}}$ на тиатроне определяется

$$U_{\text{рез}} = \sqrt{\frac{2(W_{\text{нак}} + W_{\text{св}})}{C_{\text{нак}} + C_{\text{св}}}} = \sqrt{\frac{C_{\text{нак}} U_{\text{нак}}^2 + C_{\text{св}} U_{\text{св}}^2}{C_{\text{нак}} + C_{\text{св}}}}.$$

Подставляя значения напряжений и емкостей, получаем, что максимально возможное напряжение может быть равным 37,5 кВ (пределное 35 кВ). Как видим, емкость конденсатора $C_{\text{нак}} = 1 \text{ мкФ}$, при емкости $C_{\text{св}} = 0,4 \text{ мкФ}$, недостаточна. Однако напряжение на ЭФ при пробое никогда не доходит до нуля, а обрывается раньше из-за падения напряжения на разряде, и результирующее напряжение всегда будет существенно меньше $U_{\text{рез}} < U_{\text{св}}$. Поэтому из конструктивных соображений нет смысла увеличивать значение емкости $C_{\text{нак}}$.

Однако для того, чтобы напряжение на тиатроне V_1 не смогло подняться более 35 кВ (его предельное анодное напряжение), устанавливают параллельно тиатрону высоковольтный варистор на напряжение 31 – 33 кВ при максимальном значении тока ограничения не менее 300 А.

В качестве силовых коммутаторов прямого V_1 и обратного V_2 токов используются тиатроны ТГИ1 2500/35. Первый формирует фронт, а второй – спад высоковольтного импульса на нагрузке. Включение тиатрона V_2 осуществляется автоматически (при переполюсовке напряжения на коммутаторе) через сравнительно маломощный высоковольтный диод, установленный между его анодом и сеткой.

Регулирование анодного напряжения осуществляется плавно от однофазного регулятора напряжения типа РНО или от тиристорного регулятора. В последнем случае амплитуда напряжения ИИП зависит от частоты повторения импульсов и требуется дополнительная схема регулирования с автоматическим отслеживанием амплитуды напряже-

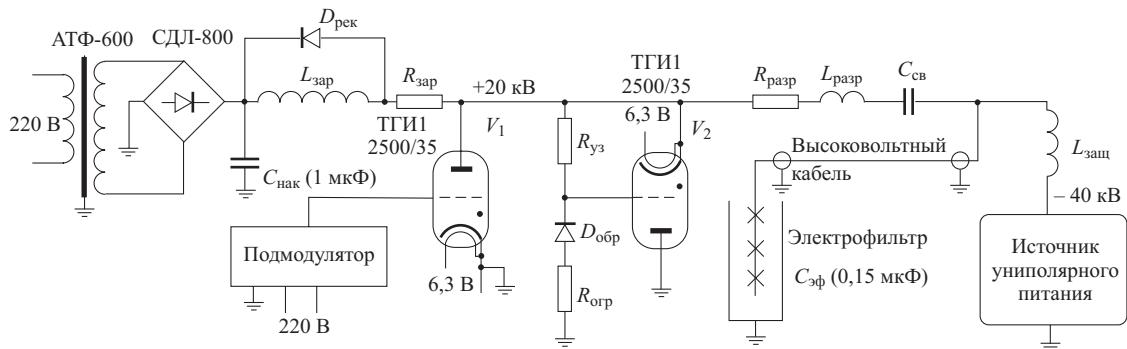


Рис. 1. Структурно-принципиальная схема источника импульсного питания с зарядным дросселем:

$C_{\text{нак}}$ – накопительный конденсатор; $L_{\text{зар}}$ – зарядный дроссель; $D_{\text{рек}}$ – диод рекуперации; $R_{\text{зар}}$ – зарядный резистор; $D_{\text{обр}}$ – диод обратного тока; $R_{\text{огр}}$ – ограничительный резистор; $R_{\text{разр}}$ – разрядный резистор; $L_{\text{разр}}$ – разрядная индуктивность; $C_{\text{св}}$ – конденсатор связи; $C_{\text{эф}}$ – емкость электрофильтра; $L_{\text{заш}}$ – защитный дроссель

ния при изменении частоты повторения импульсов.

Электрическая схема работает следующим образом. При включении сетевого питания высокое напряжение после высоковольтного трансформатора через диоды заряжает $C_{\text{нак}}$. Положительное напряжение этого конденсатора $U_{\text{накоп}}$ через зарядную цепочку $L_{\text{зар}}$ поступает на левую обкладку конденсатора связи $C_{\text{св}}$, а правая его обкладка подключена непосредственно к ЭФ. На эту же самую обкладку подается напряжение отрицательной полярности от штатного униполлярного источника $U_{\text{ун}}$.

В момент включения тиатрона прямого тока V_1 левая обкладка оказывается скачком “заземленной” и к ЭФ прикладывается напряжение отрицательной полярности амплитудой, равной ранее приведенной сумме. Конденсатор $C_{\text{св}}$ начинает разряжаться на ЭФ по синусоидальному закону, определяемому параметрами разрядного контура. В разрядный контур входит емкость $C_{\text{св}}$ и емкость $C_{\text{эф}}$, включенные последовательно, а также индуктивность кабеля плюс дополнительная индуктивность, активное сопротивление открытого тиатрона V_1 и дополнительный резистор.

Когда проходит одна полуволна тока разряда и напряжение на тиатроне V_1 меняет знак на противоположный, он закрывается, но почти одновременно включается тиатрон обратного тока V_2 , для которого это обратное напряжение является прямым, и ток продолжается в обратном направлении. Тиатрон V_2 обеспечивает прохождение обратной полуволны, частично восстанавливающей напряжение на $C_{\text{св}}$, и также гаснет. Таким образом процесс формирования импульса заканчивается.

Экспериментально получено почти двукратное повышение эффективности работы трехпольного электрофильтра типа ЭГА-35-9-5-3 при амплитуде импульса 20 кВ, длительности по уровню $t_{0,5} = 15 \div 20$ мкс, частоте повторения 330 Гц, амплитуде униполлярного штатного питания, равной $-40 \div -50$ кВ. Источник во время эксперимента подключается к третьему, последнему полю ЭФ.

Кроме того, в процессе эксперимента отмечено, что при одновременной работе импульсного и униполлярного источников питания амплитуда постоянного напряжения, подаваемого на ЭФ от униполлярного штатного источника, автоматически уменьшается примерно на 1 кВ.

Схема системы управления ИИП содержит один задающий генератор на таймере 100БИ1, заторможенный силовой блокинг-генератор и блок питания +300 В и +12 В. Изменение частоты повторения осуществляется плавно в интервале 50 – 400 Гц.

Для предотвращения повторного самоподжига тиатрона прямого тока из-за недостаточной устойчивости по dU/dt по промежутку анод – катод и недостаточности времени 20 мкс для восстановления его непроводящего состояния допускается понижение тока накала до 51 А, при напряжении 5,7 – 5,8 В (паспортное 6,3 В). Такое снижение напряжения накала одновременно способствует повышению срока службы силового тиатрона ТГИ1 2500/35.

На рис. 2, а, б показаны осциллограммы напряжения на ЭФ в двух масштабах времени при совместной работе импульсного и униполлярного источников при напряжении униполлярного –40 кВ (на рисунке просматриваются пульсации 100 Гц униполлярного источника); на рис. 2, в – импульсное напряжение на тиатронах V_1 и V_2 . Скорость нарастания отрицательного напряжения на тиатроне около 200 кВ/мкс при анодном напряжении 20 кВ. Осциллограмма тока получена с пояса Роговского при чувствительности последнего около 4 А/В, ток тиатрона V_1 равен 400 А, а V_2 – 320 А.

Осциллограммы напряжения сняты с помощью специального высоковольтного осциллографа типа ОВ-2 [1], не имеющего усилителя вертикального отклонения при входном напряжении ± 1 кВ, с использованием скомпенсированного высоковольтного делителя с коэффициентом ослабления 1 : 50. Осциллограф и высоковольтный делитель разработаны НИЦ СЭ ВЭИ им. В. И. Ленина спе-

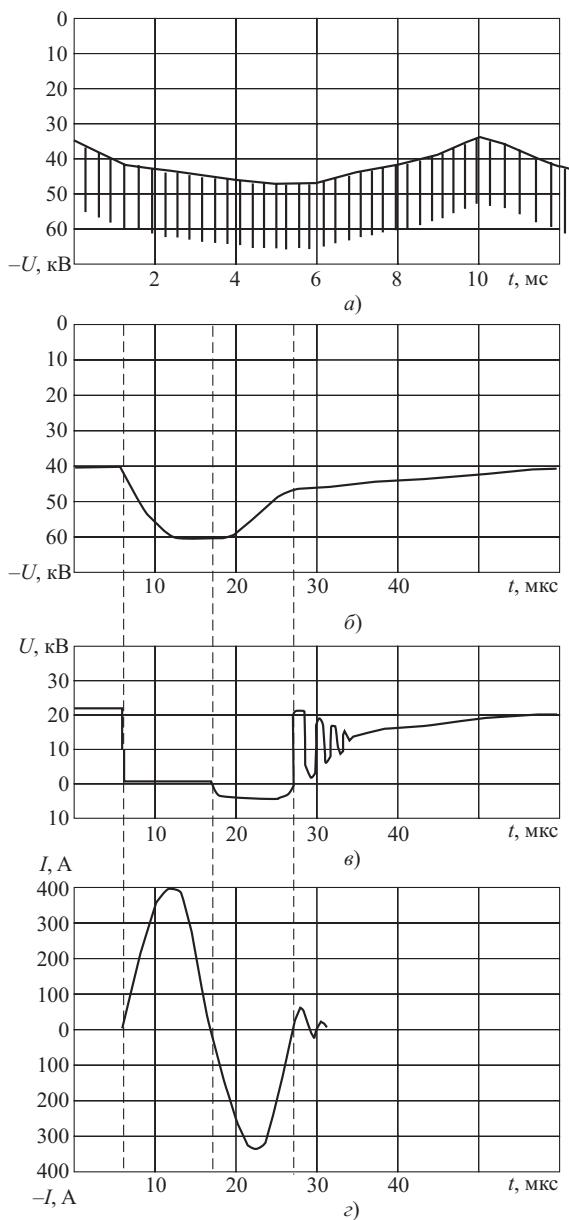


Рис. 2. Осциллограммы напряжения и тока:

a, б – напряжение на электрофильтре при совместном питании от импульсного и униполярного источников питания в разных масштабах времени; *в* – напряжение на аноде первого силового тиатрона; *г* – импульсный ток электрофильтра

циально для целей регистрации высоковольтных напряжений высокой частоты. Осциллограф четырехлучевой с полосой воспроизводимых частот от 0 до 50 МГц. При частоте повторения импульсов 300 Гц средняя мощность, потребляемая от сети, около 5 кВт.

В процессе очередных экспериментальных исследований при длительности импульса 20 мкс на другом ЭФ ЭГА-35-9-5-3 ТЭЦ выяснилось, что при частых пробоях в ЭФ (несколько раз в секунду) возникает периодический сбой в работе индуктивной схемы зарядки конденсатора $C_{\text{св}}$ ИИП через $L_{\text{зар}}$. Для предотвращения этого явления разработан второй вариант электрической схемы с

устройством активной зарядки $C_{\text{св}}$ через высоковольтный электронно-лучевой вентиль (ЭЛВ) типа ЭЛВ-1/200 (постоянный рабочий ток 1–2 А и прямое или обратное напряжение 200 кВ [2, 3]). Особенность работы ЭЛВ – очень малое падение напряжения за счет рекуперации электронного пучка в тормозном поле анода. По конструкции прибор – триод, однако имеет ярко выраженную пентодную характеристику. Использование ЭЛВ позволяет стабилизировать предпробойный ток ЭФ, производить быстрое отключение источника высоковольтного питания ИИП при возникновении пробоя, что приводит к увеличению среднего напряжения на ЭФ и повышает его эффективность, а также продлевает срок службы электродов тиатронов.

Применение ЭЛВ в зарядной цепи несколько усложнило схему, однако резко повысило ее надежность в случае работы в режиме с очень частыми пробоями в ЭФ. Так как заряд осуществляется со строго регламентируемым током до 1 А, то случайного увеличения тока до критического значения (соответствующего удержанию тиатрона V_2 в проводящем состоянии) произойти не может. Если даже этот тиатрон случайно не погаснет, то через него пойдет ток только до 1 А. Однако через 3 мс (период повторения импульсов запирания ЭЛВ) ток тиатрона оборвется с помощью ЭЛВ на 100–150 мкс. Таким образом, 100–150 мкс отсутствия тока подпитки – более чем достаточно для погасания тиатрона V_1 и восстановления работоспособности силовой схемы. Структурно-электрическая схема ИИП с зарядным ЭЛВ показана на рис. 3.

Разработана электрическая схема подмодулятора, осуществляющая одновременное открывание импульсного тиатрона V_1 на 20 мкс и запирание ЭЛВ на 100–150 мкс (рис. 4). Разница в длительности импульсов получается за счет разных величин емкости накопительных конденсаторов в цепи коммутации подмодулятора и сопротивлений цепи управления тиатрона и ЭЛВ. Для ЭЛВ – конденсатор 0,5 мкФ, а для тиатрона – 0,1 мкФ. Сопротивление цепи управления тиатроном V_1 меньше, чем в цепи ЭЛВ V_3 . Поэтому длительность импульса на сетке ЭЛВ больше, чем на сетке тиатрона.

Коммутация конденсаторов на первичные обмотки ИТ2 и ИТ3 осуществляется одновременно с помощью импульсного частотного тиристора ТЧИ-100. Конденсаторы заряжаются принудительно через высоковольтный транзистор КТ828А, непосредственно перед включением тиристора. Такая схема импульсного восстановления напряжения разрядных конденсаторов обеспечивает максимальное время для запирания тиристора и строго регламентированное время перед началом формирования импульсов управления.

Для нормальной работы подмодулятора разработана схема генератора и формирователя задерж-

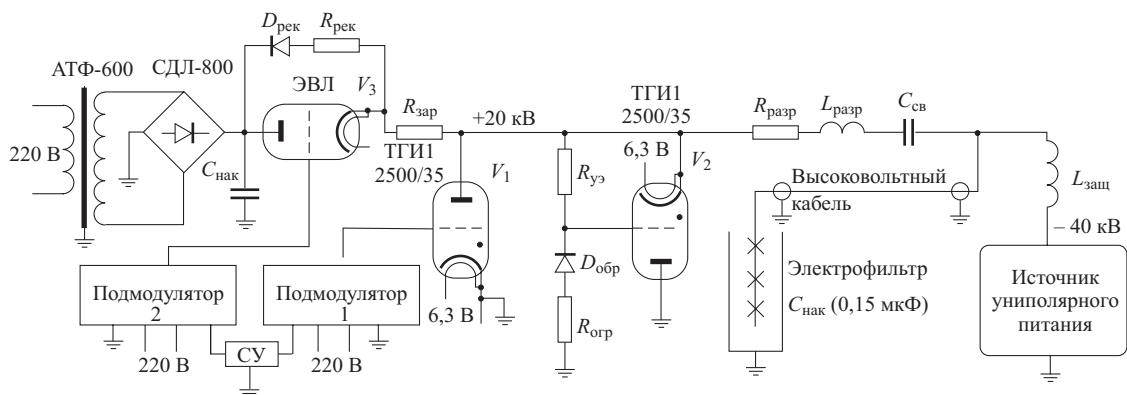


Рис. 3. Структурно-электрическая схема источника импульсного питания с зарядным электронно-лучевым вентилем:

СУ – система управления; R_{v3} – сопротивление управляющего электрода

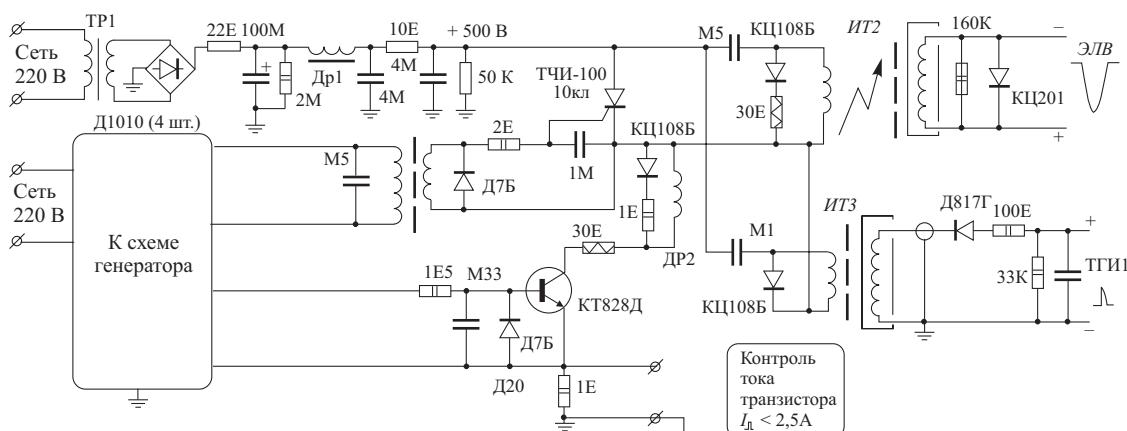


Рис. 4. Электрическая схема подмодулятора импульсного источника питания с электронно-лучевым вентилем

ки импульса управления тиристором и транзистором КТ828А на микросхемах 1006ВИ1.

Разработанный вариант электрической схемы ИИП микросекундной длительности импульса не является окончательным. С учетом результатов экспериментальных исследований на тепловых станциях и лабораторных исследований на стенах лабораторий НИЦ СЭ ВЭИ и других организаций осуществляется дальнейшая модернизация силовой электрической схемы, схемы системы управления и подмодулятора, а также режимов их работы.

Выводы

1. Разработаны два вида электрических схем резонансного ИИП ЭФ с длительностью импульса 20 – 30 мкс на двух соединенных встречно-параллельно высоковольтных тиатронах ТГИ1-2500/35. Связь с ЭФ (электрической емкостью 0,15 мКФ) осуществляется через разрядную высокодобротную индуктивность и высоковольтный конденсатор связи электрической емкостью 0,4 мКФ на напряжение 100 кВ.

2. В электрической схеме первого вида в зарядной цепи ИИП используется зарядная индуктивность, обеспечивающая резонансный режим заряда конденсатора связи. Схема имеет максимально возможный электрический КПД.

3. Для повышения устойчивости и надежности работы импульсного источника при любом виде пробоя в ЭФ разработана схема с использованием высоковольтного зарядного электронно-лучевого вентиля ЭЛВ 200/1 с пентодной вольт-амперной характеристикой.

Список литературы

1. Воронков Е. П., Топчиев Г. М., Щербаков А. В. Высоковольтный импульсный электронно-лучевой осциллограф. – Приборы и техника экспериментов, 1989, № 5.
 2. Переходников В. Н., Нагучев О. Ю. Рекуперация энергии при торможении электронного потока на аноде, как средство повышения мощности и эффективности электронных коммутирующих приборов. – Радиотехника и электроника, 1981, № 12.
 3. Переходников В. Н., Шапенко В. Н., Акимов П. Н. Электронно-оптические системы высоковольтных коммутирующих электронных приборов. – Радиотехника и электроника, 1977, № 3, т. 42.

Оценка информативности показателей контроля технического состояния изоляции трансформаторного оборудования¹

Львов М. Ю., канд. техн. наук

РАО “ЕЭС России”

Оценка состояния изоляции силовых трансформаторов, автотрансформаторов, масляных реакторов и измерительных трансформаторов (далее трансформаторов), как известно, традиционно производится по комплексу контролируемых параметров и их нормативам.

До последнего времени целесообразный состав комплекса параметров для контроля состояния изоляции трансформаторов, их нормирование и оценка их диагностической ценности производятся экспертным путем на основании знаний о физических процессах, происходящих в оборудовании, с учетом накопленного опыта эксплуатации, анализа повреждаемости, результатов контроля и ремонта. При этом, по крайней мере, для электрооборудования, включая трансформаторы, не использовались количественные методы оценки диагностической ценности контролируемых параметров в сочетании с их нормативами (далее “показателей”). Между тем, такая возможность существует и используется в работах по технической диагностике других видов оборудования [1]. При этом, количественная оценка диагностической ценности тех или иных показателей, используемых для оценки состояния оборудования, базируется на основных положениях и методах, разработанных в теории информации [2].

Применение этих положений и методов не предполагает подмену ими экспертного подхода к решению упомянутых задач, а является дополнением к нему, обеспечивающим повышение достоверности и обоснованности решения проблем повышения эффективности системы диагностики оборудования.

С выходом шестого издания “Объемов и норм испытаний электрооборудования” [3] для трансформаторов существенно расширен перечень контролируемых параметров. При этом наряду с традиционными параметрами оценки состояния изоляции (сопротивление и тангенс угла диэлектрических потерь изоляции, пробивное напряжение масла и др.), имеющими многолетний опыт практического применения и в своей основе связь с электрической прочностью изоляции, введены новые, не имеющие такой непосредственной связи. К ним относятся: хроматографический анализ газов, растворенных в масле; контроль содержания

фурановых соединений в масле; измерение степени полимеризации.

Действительно, хотя традиционные испытания лежат в основе оценки состояния трансформаторов и, безусловно, необходимы, опыт эксплуатации показывает, что они не всегда позволяют обнаруживать развитие дефектов на ранней стадии и своевременно давать информацию о развитии процессов, приводящих к снижению надежности и работоспособности оборудования. Поэтому использование дополнительных контролируемых параметров объективно оправдано и развивается как в нашей стране, так и за рубежом [4].

Очевидно, что при измерении тех или иных контролируемых параметров и использовании их значений для оценки состояния трансформаторов (как, впрочем, и другого оборудования) необходимо осмысливать степень полезности получаемой информации. При этом, если распространить использование того или иного показателя (признака) за пределы его действительной применимости (информативности), то это может приводить к принятию ошибочного решения. Это связано с тем, что в ряде случаев считают уровень информации, получаемый при измерении того или иного параметра, более высоким, чем тот, что имеется на самом деле.

Следует отметить, что задача выбора признаков и нахождения такого множества контролируемых показателей, которые бы обеспечивали наилучшее распознавание дефектов, является в технической диагностике одной из важнейших и наиболее трудных. Поиск оптимального набора признаков имеет большое значение, по крайней мере, по двум причинам:

во-первых, от этого зависит объем измерений и вычислений и соответственно материальные затраты для эксплуатационных организаций;

во-вторых, это помогает избежать опасности, связанной с проявлением, так называемого, “проклятия размерности”, когда увеличение размерности пространства признаков может не только не увеличивать вероятность распознавания, но и существенно ее снижать [5].

Необходимо также подчеркнуть, что один из главных принципов, используемых в технической диагностике, заключается в следующем: диагностическая ценность признака определяется информа-

¹ В порядке обсуждения. Р е д.

мацией, которая вносится признаком в систему оценки состояний (диагнозов).

В данной статье после краткой характеристики основных положений и методов количественной оценки диагностической ценности показателей состояния оборудования рассмотрено их применение для контроля состояния изоляции трансформаторов. На их основе приведены примеры оценки ряда показателей, представленных в [3].

Основные положения оценки диагностической ценности. Понятие “количество информации”, основанное на оценке энтропии (неопределенности), является фундаментальным положением теории информации, на основе которого, применительно к технической диагностике, в [1, 2] было сформулировано определение диагностической ценности (информационности) признака. При наличии статистических данных эта характеристика позволяет численно оценивать количество информации, которым обладает контролируемый параметр (или совокупность параметров) при использовании для оценки технического состояния системы (оборудования).

Используя основные положения теории информации, процесс диагностического обследования можно представить следующим образом. Имеется система, которая может находиться с некоторой вероятностью в одном из состояний D_i , заранее неизвестном. Если априорные вероятности состояний $P(D_i)$ могут быть получены из статистических данных, то энтропия (неопределенность) системы определяется в виде

$$H(D) = -\sum_{i=1}^m P(D_i) \log_2 P(D_i), \quad (1)$$

где m – число состояний системы.

При этом, если априорные вероятности состояний неизвестны, то можно дать верхнюю оценку энтропии системы

$$H(D) \leq \log_2 m. \quad (2)$$

Целью диагностического обследования является выяснение, находится ли система в одном из состояний D_i и обеспечивается ли выполнение условия

$$H(D/K) = 0, \quad (3)$$

где $H(D/K)$ – энтропия системы после проведения диагностического обследования по комплексу признаков $K = (k_1, k_2, \dots, k_n)$.

Однако на практике не всегда обеспечивается выполнение условия (3) и тогда внесенная информация, содержащаяся в диагностическом обследовании, или ценность обследования

$$Z_D(K) = H(D) - H(D/K) \leq H(D). \quad (4)$$

Для снижения значения энтропии $H(D/K)$, очевидно, необходимо стремиться использовать признаки, характеризующие состояние системы на

максимально возможном уровне информации. При этом, если начальная энтропия системы равна $H(D)$, а после получения информации по отдельному признаку она составляет $H(D/k_j)$, то внесенная информация отдельным признаком

$$J = H(D) - H(D/k_j). \quad (5)$$

В соответствии с [1, 2] диагностическая ценность наличия признака k_j в интервале S представляется в виде

$$Z_{Di}(k_{jS}) = \log_2 \frac{P(k_{jS}/D_i)}{P(k_{jS})}, \quad (6)$$

где $P(k_{jS}/D_i)$ – вероятность появления интервала S признака k_j для объектов с диагнозом D_i ; $P(k_{jS})$ – вероятность появления этого интервала у всех объектов с различными диагнозами.

При этом реализация k_{jS} признака k_j информативна, когда

$$Z_{Di}(k_{jS}) > 0. \quad (7)$$

Общая диагностическая ценность обследования по признаку k_j определяется в виде

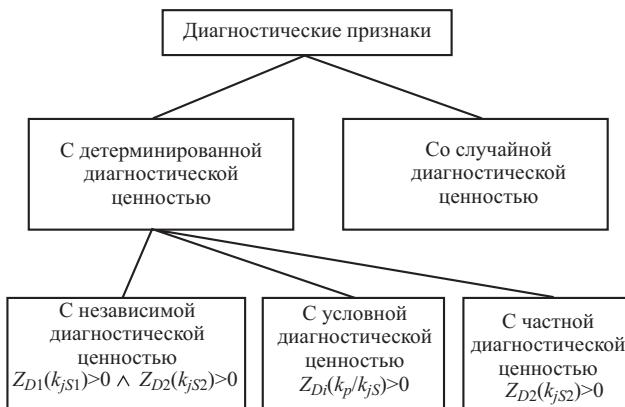
$$Z_D(k_j) = \sum_{i=1}^m P(D_i) Z_{Di}(k_j). \quad (8)$$

Величина $Z_D(k_j)$ представляет собой оценку количества информации, которое вносится обследованием с помощью признака k_j в установление неизвестного заранее состояния, принадлежащего к рассматриваемой совокупности диагнозов.

В [3] приводятся предельно допустимые значения параметров, которые может иметь работоспособное оборудование, при этом указывается, что выход значений параметров за установленные границы (пределные значения) следует рассматривать как признак наличия повреждений (дефектов), т.е. для каждого измеряемого параметра k_j имеются два интервала S_1 и S_2 соответственно меньше и больше предельно допустимого значения $k_{j\text{доп}}$.

Таким образом, каждый измеряемый параметр может иметь две реализации $k_{jS1} < k_{j\text{доп}}$ и $k_{jS2} > k_{j\text{доп}}$, ассоциирующиеся соответственно с наличием (развитием) и отсутствием того или иного дефекта. В связи с этим, при оценке технического состояния оборудования диагностическая ценность конкретного признака представляется совокупностью выражений для соответствующих состояний D_i и значений k_{jS} , т.е.

$$\begin{aligned} Z_{D1}(k_{jS1}) &= \log_2 \frac{P(k_{jS1}/D_{1i})}{P(k_{jS1})} \wedge \\ &\wedge Z_{D2}(k_{jS2}) = \log_2 \frac{P(k_{jS2}/D_{2i})}{P(k_{jS2})}. \end{aligned} \quad (9)$$



Структурная схема классификации диагностической ценности признаков

При этом в соответствии с выражением (7) обследование по конкретному признаку информативно, когда

$$Z_{D1}(k_{js1}) > 0 \wedge Z_{D2}(k_{js2}) > 0. \quad (10)$$

Выполнение условий (10) характеризует независимую диагностическую ценность признака. Вместе с тем, невыполнение одного из условий (10) для конкретного признака может не означать нецелесообразности его использования. Может оказаться, что наличие признака в зоне допустимых значений не имеет информативности, тогда как превышение предельно допустимого значения достаточно важно для определения состояния оборудования.

В этом случае мы имеем дело с частной диагностической ценностью признака k_j в интервале S_2 , т.е.

$$Z_{D2}(k_{js2}) > 0. \quad (11)$$

Также бывает, что сам по себе рассматриваемый признак не имеет существенного значения, но его наличие после появления некоторого другого позволяет уточнить поставленный диагноз, тогда

$$Z_{Di}(k_p/k_{js}) = \log_2 \frac{P(k_p/D_i k_{js})}{P(k_p/k_{js})}, \quad (12)$$

где $P(k_p/D_i k_{js})$ – вероятность появления признака k_p для объектов с диагнозом D_i после появления интервала S у признака k_j ; $P(k_p/k_{js})$ – вероятность появления признака k_p у всех объектов с признаком k_{js} .

Формула (12) определяет условную диагностическую ценность признака k_p после появления признака k_{js} .

При анализе диагностической ценности того или иного признака, используемого для оценки состояния изоляции трансформаторного оборудования, важное значение имеют следующие аспекты [4]:

является ли контролируемый показатель функцией физико-химического состояния изоляции или

он отслеживает сопутствующие изменения при развитии дефектов;

наличие монотонности изменения значения контролируемого показателя во времени при развитии характеризуемого им дефекта;

наличие значимых различий между значениями контролируемого показателя и степенью развития характеризуемого им дефекта.

Выполнение или невыполнение данных условий определяет вид диагностической ценности, а именно, наличие детерминированной или случайной диагностической ценности соответственно. При этом признаки со случайной диагностической ценностью не могут быть использованы для принятия решений о состоянии оборудования, но могут свидетельствовать о необходимости более полного обследования.

В соответствии с изложенным на рисунке изображена структурная схема, позволяющая классифицировать признаки в зависимости от вида диагностической ценности.

Примеры оценки диагностической ценности контролируемых показателей. В соответствии с [3] для оценки состояния бумажной изоляции обмоток силовых трансформаторов предусмотрено измерение степени полимеризации. Следует подчеркнуть, что степень полимеризации прямо характеризует глубину физико-химического разрушения целлюлозной изоляции в процессе эксплуатации трансформатора [6]. При этом в [7] показано, что степень деградации изоляции A при ее эксплуатации обратно пропорциональна измеряемой средневязкостной степени полимеризации P_V и для целлюлозной изоляции с исходной степенью полимеризации $P_{V_{\text{исх}}}$ справедлива функциональная зависимость

$$A \approx \frac{U+1}{P_V}, \quad (13)$$

где U – коэффициент неоднородности Шульца, характеризующий молекулярно-массовое распределение полимера, который при достаточно высоких степенях деструкции изменяется незначительно.

Наряду с наличием непосредственной функциональной зависимости со степенью деградации целлюлозной изоляции снижение степени полимеризации в процессе эксплуатации трансформатора имеет монотонную зависимость со снижением механической прочности бумаги [8]. При этом в отношении наличия значимости различий следует отметить, что достижение значения степени полимеризации 250 ед. (при котором в соответствии с [3] ресурс изоляции считается исчерпанным) оценивается как не менее чем четырехкратное снижение механической прочности изоляции по сравнению с исходной [6].

Приведенные положения в соответствии с изложенным позволяют сделать вывод о наличии де-

терминированной диагностической ценности измерений степени полимеризации для оценки износа изоляции обмоток силовых трансформаторов.

Для выполнения численных расчетов по оценке диагностической ценности того или иного показателя в соответствии с приведенными ранее соотношениями необходимо установление взаимосвязи определенного интервала значений измеряемого параметра с наличием или отсутствием дефекта в оборудовании, который он характеризует (или предполагается, что должен характеризовать). При отсутствии непосредственной функциональной зависимости изменения значений того или иного показателя от состояния изоляции трансформатора (снижение электрической или механической прочности изоляции) для оценки значений диагностической ценности может быть использовано несколько возможных подходов, а именно: сопоставление значений контролируемого показателя с результатами, полученными при вскрытиях трансформаторов, с результатами измерений показателей, имеющих непосредственную связь с электрической или механической прочностью изоляции, или установление между ними корреляционных зависимостей.

Учитывая изложенное, рассмотрим диагностическую ценность применения хроматографического анализа газов, растворенных в масле (ХАРГ), для оценки состояния силовых трансформаторов.

Как уже было отмечено, основная суть заложенной идеологии в [3] заключается в том, что выход значений параметров за установленные границы (предельные значения) следует рассматривать как признак возможного наличия повреждений (дефектов). В этом плане введенный в [3] метод ХАРГ имеет отличие от приведенной идеологии, так как нормативно устанавливаются только граничные концентрации газов, при достижении которых трансформаторы берутся под контроль с учащенным отбором проб масла и проведением ХАРГ [9]. При дальнейшем росте концентраций газов характер развивающегося дефекта по результатам ХАРГ определяется по критериальным отношениям концентраций различных пар газов.

Анализ применяемых методик оценки характера развивающихся дефектов по результатам ХАРГ [10, 11] показывает, что в них имеются значитель-

ные различия как по виду, так и по количеству используемых отношений пар газов.

В табл. 1 приведены используемые отношения пар характерных газов в различных применяемых методиках: Дорненбурга (Dornenburg's method), Мюллера (Muller's method), Роджерса (CEGB/Rogers Ratios), МЭК (IEC 60599), ВЭИ.

Следует отметить, что применение хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле, позволяет обнаруживать и оценивать характер развития в силовых трансформаторах дефектов, связанных с электрическими разрядами в масле, перегревами токоведущих соединений и элементов конструкции остова. При этом, получаемые по отношению концентраций соответствующих пар газов признаки имеют условную диагностическую ценность, так как они позволяют определять характер развивающегося дефекта (тепловой или электрический) при превышении установленных граничных концентраций хотя бы у одного углеводородного газа [9].

Учитывая, что образование газов может быть вызвано развитием дефектов различного характера и не имеется непосредственной зависимости между их концентрациями и снижением электрической прочности изоляции, то при оценке диагностической ценности используемых признаков необходимо опираться на анализ накопленных статистических данных ХАРГ и сопоставления их с результатами вскрытий трансформаторов [12]. В связи с этим была выполнена работа по оценке вероятностей совпадения прогнозируемого характера дефекта по отношениям концентраций пар газов (по всем указанным ранее методикам с учетом соответствующих критериальных значений) с фактически обнаруженными дефектами в более чем 300 трансформаторах, выведенных в ремонт по результатам ХАРГ. При этом вероятность совпадения прогнозируемого характера дефекта при использовании каждого отношения пар характерных газов с фактически обнаруженным для каждой методики определялась в виде

$$P_i = \frac{N_i}{N_{i\Sigma}}, \quad (14)$$

Таблица 1

Методика	Используемые отношения пар характерных газов
Дорненбурга	CH ₄ /H ₂ , C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂ , C ₂ H ₂ /CH ₄
Мюллера	CH ₄ /H ₂ , C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆ , CO/CO ₂ , C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂
Роджерса	CH ₄ /H ₂ , C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄ , C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆ , C ₂ H ₆ /CH ₄
МЭК	CH ₄ /H ₂ , C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄ , C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆
ВЭИ	CH ₄ /H ₂ , C ₂ H ₄ /CH ₄ , C ₂ H ₆ /CH ₄ , C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂ , C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆

Примечание. H₂ – водород; CH₄ – метан; C₂H₂ – ацетилен; C₂H₄ – этилен; C₂H₆ – этан; CO – оксид углерода; CO₂ – диоксид углерода.

где N_i – число совпадений характера дефекта, прогнозируемого по результатам ХАРГ при использовании различных отношений концентраций характерных газов в соответствии с i -й методикой, с фактической оценкой, полученной при обследовании выведенного в ремонт трансформатора; $N_{i\Sigma}$ – общее число трансформаторов с прогнозируемым характером дефекта по результатам отношения концентраций характерных газов для i -й методики.

Диагностическая ценность использования критериальных отношений концентраций пар газов при определении характера дефекта для i -й методики определяется в виде

$$Z_{D\Sigma} = \sum Z_D (k_p/k_j), \quad (15)$$

где n – число признаков (отношений концентраций пар газов), а в соответствии с выражением (8)

$$Z_D (k_p/k_j) = \sum_{i=1}^m P(D_i) Z_{Di} (k_p/k_j). \quad (16)$$

В табл. 2 приведены значения вероятностей и оценки диагностической ценности использования отношений пар газов для каждой методики.

В качестве примера рассмотрим расчет диагностической ценности использования критериальных отношений концентраций пар газов при определении характера дефекта с использованием методики МЭК (IEC 60599).

В соответствии с формулой (12) оценим диагностическую ценность использования критериального отношения CH_4/H_2 при определении термического характера дефекта.

В данном случае $P(k_p/D_i k_{jS}) = P_t = 0,92$ (см. табл. 2), которая была получена в соответствии с формулой (14) на основании статистических данных совпадения прогнозируемого дефекта термического характера с фактически обнаруженными в трансформаторах при ремонте; $P(k_p/k_{jS})$ представляет собой вероятность появления критериального

Таблица 2

Методика	Параметр	$\frac{\text{CH}_4}{\text{H}_2}$	$\frac{\text{C}_2\text{H}_2}{\text{C}_2\text{H}_4}$	$\frac{\text{C}_2\text{H}_4}{\text{C}_2\text{H}_6}$	$\frac{\text{CO}}{\text{CO}_2}$	$\frac{\text{C}_2\text{H}_6}{\text{C}_2\text{H}_2}$	$\frac{\text{C}_2\text{H}_2}{\text{CH}_4}$	$\frac{\text{C}_2\text{H}_6}{\text{CH}_4}$	$\frac{\text{C}_2\text{H}_4}{\text{CH}_4}$	$Z_{D\Sigma}$
Дорнен-бурга	P_t	0,80	0,96	–	–	1,0	0,82	–	–	2,67
	P_3	0,73	0,55	–	–	0,75	0,63	–	–	
	Z_{D_t}	0,58	0,45			0,68	0,46			
	Z_{D_3}	0,65	0,90			1,0	0,64			
	Z_D	0,61	0,67			0,84	0,55			
Мюллера	P_t	0,75	–	0,38	0,70	0,70	–	–	–	0,98
	P_3	0,82	–	0,50	0,33	0,67	–	–	–	
	Z_{D_t}	0,69		–0,21	0,03	0,44				
	Z_{D_3}	0,62		–0,16	0,07	0,47				
	Z_D	0,66		–0,19	0,05	0,46				
Роджерса	P_t	0,70	0,97	0,82	–	–	–	0,80	–	2,39
	P_3	0,68	0,33	0,90	–	–	–	0,67	–	
	Z_{D_t}	0,46	0,24	0,84				0,50		
	Z_{D_3}	0,47	0,88	0,74				0,63		
	Z_D	0,47	0,56	0,79				0,57		
МЭК	P_t	0,92	0,98	0,97	–	–	–	–	–	2,83
	P_3	0,98	0,94	0,95	–	–	–	–	–	
	Z_{D_t}	0,97	0,92	0,93						
	Z_{D_3}	0,89	0,97	0,96						
	Z_D	0,93	0,95	0,95						
ВЭИ	P_t	0,83	0,95	0,40	–	0,78	–	0,68	0,64	1,90
	P_3	0,66	0,40	0,60	–	0,58	–	0,58	0,33	
	Z_{D_t}	0,51	0,29	0		0,38		0,30	–0,03	
	Z_{D_3}	0,67	0,83	0		0,54		0,37	–0,06	
	Z_D	0,59	0,56	0		0,46		0,34	–0,05	

П р и м е ч а н и я : 1. P_t, P_3 – вероятность совпадения прогнозируемого характера дефекта (термического или электрического соответственно) с фактически обнаруженными; Z_{D_t}, Z_{D_3} – условная диагностическая ценность использования критериального отношения концентраций пар газов при определении характера дефекта (термического и электрического соответственно); Z_D – общая диагностическая ценность использования критериального отношения концентраций пар газов при определении характера дефекта; $Z_{D\Sigma}$ – диагностическая ценность использования критериальных отношений концентраций пар газов при определении характера дефекта. 2. Оценка вероятностей совпадения прогнозируемого характера дефекта с фактически обнаруженными дефектами при ремонтах трансформаторов выполнена Касаткиной Т. Е. (АО ВНИИЭ).

значения рассматриваемого отношения CH_4/H_2 , прогнозирующего дефект термического характера у всех обследованных трансформаторов после превышения граничных концентраций газов, и в соответствии с правилами теории вероятностей определяется в виде

$$P(k_p/k_{JS}) = P(D_t)P_t + P(D_s)(1 - P_s),$$

где $P(D_t)$ и $P(D_s)$ – априорная вероятность появления дефекта термического или электрического характера соответственно.

Принимая, что $P(D_t) = P(D_s) = 0,5$, имеем

$$\begin{aligned} P(k_p/k_{JS}) &= P(D_t)P_t + P(D_s)(1 - P_s) = \\ &= 0,5(0,92 + 0,02) = 0,47; \\ Z_{D_t} &= \log_2 \frac{0,92}{0,47} = 0,97. \end{aligned}$$

Аналогично для дефекта электрического характера имеем:

$$\begin{aligned} P(k_p/k_{JS}) &= P(D_s)P_s + P(D_t)(1 - P_t) = \\ &= 0,5(0,98 + 0,02) = 0,53; \\ Z_{D_s} &= \log_2 \frac{0,98}{0,53} = 0,89. \end{aligned}$$

В соответствии с формулой (8) имеем

$$Z_D = P(D_t)Z_{D_t} + P(D_s)Z_{D_s} = 0,5(0,97 + 0,89) = 0,93.$$

Выполняя аналогичные расчеты, используя соответствующие значения P_t и P_s , получим:

для отношения $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ $Z_D = 0,95$;
для отношения $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ $Z_D = 0,95$.

В соответствии с выражением (15) диагностическая ценность использования критериальных отношений концентраций пар газов при определении характера дефекта по методике МЭК (IEC 60599)

$$Z_{\Sigma} = 0,93 + 0,95 + 0,95 = 2,83.$$

Приведенные в табл. 2 результаты показывают, что наибольшую диагностическую ценность при определении характера развивающегося дефекта имеет методика МЭК (IEC 60599), которая рекомендована к применению в [9].

Рассмотрим информативность применения анализа фурановых соединений в масле, который был введен в [3] для оценки состояния бумажной изоляции обмоток трансформаторов, при этом массовое содержание фурановых производных, ограничивающее область нормального состояния оборудования, установлено не более 0,0015% (в том числе фурфурола 0,001%).

В табл. 3 приведены выборочные средние значения содержания фурановых соединений в масле (m_x) и значения дисперсий (D_x), полученные на основе статистической обработки результатов обследования 232 силовых трансформаторов напря-

жением 110 кВ и выше, в зависимости от срока эксплуатации.

Для оценки значимости различий полученных совокупностей выборок содержания фурановых соединений от срока эксплуатации воспользуемся стандартным критерием сравнения двух средних совокупностей (Z – критерий) [13], в соответствии с которым выборочные средние различаются значимо, если

$$|Z_{\text{набл}}| > Z_{\text{кр}},$$

где

$$Z_{\text{набл}} = \frac{m_i - m_j}{\sqrt{D_i/n_i + D_j/n_j}};$$

n_i и n_j – объемы выборок.

Критическая точка $Z_{\text{кр}}$ определяется с использованием табулированных значений функции Лапласа для соответствующего уровня значимости α из равенства

$$\Phi(Z_{\text{кр}}) = (1 - \alpha)/2.$$

В табл. 4 для рассматриваемых совокупностей приведены значения величин наблюдаемого критерия $|Z_{\text{набл}}|$ и табулированное значение критической точки $Z_{\text{кр}}$, определенное при уровне значимости $\alpha = 0,05$.

Сравнение средних значений совокупностей данных по различным периодам эксплуатации трансформаторов показывает, что абсолютная величина наблюдаемого критерия $|Z_{\text{набл}}| > Z_{\text{кр}}$, указывающая на наличие значимых различий полученных концентраций фурановых соединений при увеличении сроков эксплуатации, имеет место лишь в четырех случаях. При этом, при сравнении совокупностей со сроком эксплуатации более 10 лет практически во всех случаях $|Z_{\text{набл}}| < Z_{\text{кр}}$, что указывает на отсутствие значимых различий содержания фурановых соединений при увеличении срока эксплуатации трансформаторов.

При обследовании силовых трансформаторов со сроком эксплуатации 25 лет и более для 15 трансформаторов были выполнены совместные измерения степени полимеризации витковой изоляции обмоток и содержания фурановых соединений в масле.

По измерению степени полимеризации получено, что у семи трансформаторов имеется значительный износ изоляции обмоток.

По измерению фурановых соединений у 14 трансформаторов не наблюдалось превышения установленных граничных значений. Принимая во внимание, что прямым методом оценки износа изоляции является измерение степени полимеризации, в соответствии с формулой (6) оценим диагностическую ценность применения анализа фу-

рановых соединений для оценки состояния бумажной изоляции обмоток.

Для рассматриваемого случая имеем:

вероятность того, что не было превышения граничной концентрации фурановых соединений и при этом, действительно, не было износа по степени полимеризации, составила

$$P(k \leq 0,0015/D_1) = 8/14 \approx 0,57,$$

где D_1 – состояние, соответствующее отсутствию износа изоляции обмоток, подтвержденное изменением степени полимеризации;

вероятность появления интервала значений фурановых соединений, не превышающих граничной концентрации у всех обследованных трансформаторов с любым состоянием изоляции, составила $P(k_{JS}) = P(k \leq 0,0015) = 14/15 \approx 0,93$.

В результате получаем оценку диагностической ценности измерений фурановых соединений в масле

$$Z_{D1}(k \leq 0,0015) = \log 2 \frac{0,57}{0,93} = -0,7.$$

Следует отметить, что для выполнения расчетов по оценке диагностической ценности того или иного показателя в соответствии с приведенными ранее соотношениями необходимо иметь значения соответствующих вероятностей. Естественно, на практике оперируют имеющимися статистическими данными, а интервальные оценки могут быть установлены с помощью общих методов математической статистики.

В отношении применения метода фурановых соединений следует также отметить, что по мере накопления статистических данных значение диагностической ценности может уточняться. Однако, учитывая отсутствие значимых различий содержания фурановых соединений от срока эксплуатации трансформаторов, а также, что выход этих соединений в процессе деградации изоляции не является стехиометрическим в отношении числа разрывов в "средней по массе" макромолекуле целлюлозы и степени ее деструкции [6], можно утверждать, что полученная отрицательная оценка диагностической ценности согласуется с наличием случайной диагностической ценности у данного показателя.

Таблица 3

Срок эксплуатации, лет	Массовое содержание $m_X \cdot 10^{-4}$, %	$D_X \cdot 10^{-8}$	Объем выборки
5 – 10	1,8	2,7	27
10 – 15	3,8	18,6	61
15 – 20	2,6	12,6	53
20 – 25	3,3	13,2	70
25 – 30	4,5	10,5	21

Следует также отметить, что фурановые соединения являются лабильными соединениями и разлагаются под действием кислой среды в сторону образования продуктов нефуранового типа, а при наличии в трансформаторе термосифонного фильтра образующиеся фурановые соединения адсорбируются и распадаются из-за кислой среды на силикагеле [6, 14].

Определение содержания фурановых соединений в масле силовых трансформаторов не позволяет принимать решения о состоянии изоляции обмоток, а лишь в некоторых случаях может свидетельствовать о необходимости более полного обследования оборудования.

Выводы

1. Рассмотрена классификация диагностической ценности признаков, критерии ее оценки и соотношения, позволяющие численно оценивать информативность применения контролируемых показателей при диагностике трансформаторного оборудования.

2. Оценка диагностической ценности использования различных методик определения характера развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле трансформаторов, показала, что наибольшую диагностическую ценность имеет методика МЭК (IEC 60599), которая рекомендована к применению в Методических указаниях по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле (РД 153-34.0-46.302-00).

3. Оценка диагностической ценности метода контроля состояния бумажной изоляции обмоток силовых трансформаторов по наличию фурановых соединений в масле показала его случайную диагностическую ценность. Данный метод не может быть использован для принятия решений о состоянии изоляции обмоток силовых трансформаторов, а лишь в некоторых случаях может давать инфор-

Таблица 4

Параметры совокупностей, лет	$ Z_{\text{набл}} $	$Z_{\text{кр}}$
5 – 10 и 10 – 15	3,17	
5 – 10 и 15 – 20	1,38	
5 – 10 и 20 – 25	2,78	
5 – 10 и 25 – 30	3,51	
10 – 15 и 15 – 20	1,62	
10 – 15 и 20 – 25	0,71	
10 – 15 и 25 – 30	0,79	
15 – 20 и 20 – 25	1,07	
15 – 20 и 25 – 30	2,23	
20 – 25 и 25 – 30	1,44	
		1,96

мацию о необходимости проведения более полного обследования.

Список литературы

1. Биргер И. А. Техническая диагностика. М.: Машиностроение, 1978.
2. Харкевич А. А. Теория информации. М.: Наука, 1973.
3. Объем и нормы испытаний электрооборудования. РД34.45-51.300-97. М.: ЭНАС, 1998.
4. О повреждениях силовых трансформаторов напряжением 110 – 500 кВ в эксплуатации / Ванин Б. В., Львов Ю. Н., Львов М. Ю. и др. – Электрические станции, 2001, № 9.
5. Meisel W. B. Computer-Oriented Approaches to Pattern Recognition. Academic Press, New York. 1972.
6. Нормирование показателей для оценки износа изоляции обмоток силовых трансформаторов / Львов М. Ю., Чичинский М. И., Львов Ю. Н. и др. – Электрические станции, 2002, № 7.
7. Комаров В. Б., Львов М. Ю. Деградация изоляции обмоток силовых трансформаторов при длительной эксплуатации. – Новое в российской электроэнергетике, 2002, № 3.
8. Липштейн Р. А., Шахнович М. И. Трансформаторное масло. М.: Энергоатомиздат, 1983.
9. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. РД 153-34.0-46.302-00. М., 2001.
10. Касаткина Т. Е., Несвижский Е. И. Использование отношений пар характерных газов для диагностирования развивающихся дефектов в силовых трансформаторах. Надежность основного оборудования электрических сетей. М.: Энергоатомиздат, 1992.
11. Mollmann A., Pahlavanpour B. New guidelines for interpretation of dissolved gas analysis in oil-filled transformers. – ELECTRA, № 186, October, 1999.
12. Касаткина Т. Е., Львов М. Ю. Опыт применения хроматографического анализа газов для оценки состояния силовых трансформаторов. – Новое в российской электроэнергетике, 2001, № 7.
13. Гмурман В. Е. Руководство к решению задач по теории вероятностей и математической статистике. М.: Высшая школа, 1979.
14. Методологические аспекты оценки степени старения изоляции обмоток силовых трансформаторов по измерению степени полимеризации / Ванин Б. В., Ланкау Я. В., Львов Ю. Н. и др. – Электрические станции, 2001, № 1.

Дальнее резервирование отказов защит и выключателей в сетях 0,4 кВ

Беляев А. В., Эдлин М. А., кандидаты техн. наук

Леноргэнергогаз – НИИПТ

Для сетей 0,4 кВ (в отличие от сетей более высоких напряжений) характерны большое влияние активных сопротивлений и сопротивления электрической дуги на значения токов коротких замыканий (КЗ), резкое снижение тока КЗ по мере удаления от шин 0,4 кВ питающей подстанции, а также сравнительно низкая надежность основных защитных аппаратов – автоматических выключателей. Поэтому проблема дальнего резервирования отказов защит и выключателей в сетях 0,4 кВ представляется весьма актуальной.

Резервирование защит отходящих от шин 0,4 кВ линий с помощью максимальных токовых защит трансформаторов 6(10)/0,4 кВ или вводных автоматических выключателей, установленных между трансформатором и шинами 0,4 кВ, как правило, не обеспечивается. Покажем это на примере сети, питающейся от трансформатора мощностью 1000 кВ · А, $U_k = 5,5\%$. Ток срабатывания указанных защит $I_{c.3}$ обычно находится в пределах $2I_{h.t} - 5I_{h.t}$ (где $I_{h.t}$ – номинальный ток трансформатора), условно примем среднее значение $I_{c.3} = 3,5I_{h.t} = 3,5 \cdot 1445 = 5060$ А. Определим зону действия этой защиты.

Суммарное значение Z_Σ , соответствующее надежному срабатыванию этой защиты,

$$Z_\Sigma = \frac{U_h}{\sqrt{3} I_{c.3} K_{\varphi R}} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 5060 \cdot 1,2} = 38,1 \text{ мОм},$$

где $K_{\varphi R}$ – коэффициент чувствительности при КЗ через переходные сопротивления (с учетом электрической дуги в месте КЗ).

Это суммарное сопротивление можно представить в виде

$$Z_\Sigma = \sqrt{(x_c + x_t + x_{sh} + x_k)^2 + (r_t + r_{sh} + r_k + R_d)^2},$$

где x_c – индуктивное сопротивление питающей трансформатор системы, принимается равным 0,1 x_t ; x_t и r_t – индуктивное и активное сопротивления трансформатора, равные 8,6 и 2 мОм; x_{sh} и r_{sh} – индуктивное и активное сопротивления шин 0,4 кВ подстанции, принимаются равными 0,17 и 0,31 мОм; x_k и r_k – индуктивное и активное сопротивления кабеля 0,4 кВ до места КЗ, значение x_k можно не учитывать, поскольку оно на порядок меньше r_k ; R_d – сопротивление переходных контактов и электрической дуги в месте КЗ, принимается равным 15 мОм.

Решая это уравнение относительно r_k , получим $r_k = 19,5$ мОм. По известному активному сопротивлению кабелей можно найти их длину, т.е. зону резервирования, в пределах которой рассматриваемая максимальная токовая защита может отключить трехфазное КЗ, [табл. 1](#).

Реальные длины кабелей в сети 0,4 кВ по условию падения напряжения могут быть в 5 – 15 раз больше соответственно для кабелей больших и малых сечений.

Таким образом, обычная максимальная токовая защита не обеспечивает резервирования защит и выключателей отходящих линий, и при отказе последних возможны загорания кабелей, пожары в кабельных каналах, полное и длительное погашение подстанции с остановкой соответствующего технологического оборудования и большим ущербом.

В 1975 г. в Атомтеплоэлектропроекте было разработано устройство дальнего резервирования отказов защит и выключателей для сетей 0,4 кВ атомных электростанций [1, 2], состоящее из набора серийно выпускаемых реле (два токовых реле, одно реле мощности, два промежуточных реле, реле времени и указательное реле), однако в схемах общепромышленных подстанций оно не применяется из-за большого количества используемой релейной аппаратуры, сложности расчетов и наладки, необходимости связей контрольными кабелями с защитой минимального напряжения, установленной со стороны питающей секции 6(10) кВ и не очень большой чувствительности, а также из-за существенных недостатков – оно выводится из работы в период группового самозапуска электродвигателей и реагирует только на трехфазные КЗ.

Внедрение в практику релейной защиты цифровой техники позволяет выполнить дальнее резервирование на новых принципах, в основу которых положен непрерывный анализ текущих параметров сети и вычисление критериев, по которым можно однозначно идентифицировать возникновение КЗ в сети 0,4 кВ.

Алгоритм дальнего резервирования (авторы разработки М. А. Эдлин и А. В. Беляев), реализованный в блоке БМРЗ-0,4 производства НТЦ “Механотроника”, рассмотрен далее. Блок устанавливается на вводе. К нему подведены питание постоянным напряжением 220 В, цепи трансформаторов

toka ввода и напряжения шин. Алгоритм состоит из трех независимых групп условий срабатывания дальнего резервирования (ДР), каждая из которых выдает команду на отключение выключателя ввода (или трансформатора).

Первая группа условий срабатывания ДР. Анализируются соотношения между приращениями активного ΔI_{la} и реактивного ΔI_{lp} тока прямой последовательности. При пуске (самозапуске) электродвигателей преобладает приращение реактивного тока, при КЗ – активного:

$$\Delta I_{la} \geq K \Delta I_{lp}; \Delta I_{la} > 0, \quad (1)$$

где K – коэффициент, автоматически устанавливаемый равным 1 и увеличиваемый на время 0,2 с до 2 при скачкообразных повышениях напряжения.

Введение этого коэффициента предотвращает излишний пуск дальнего резервирования после кратковременных снижений напряжения, после которых приращение активного тока двигателей 0,4 кВ может кратковременно превысить приращение реактивного. Такое явление наблюдается, например, после быстрого отключения КЗ в сети ВН и НН токовыми отсечками. Повышение значения K в течение 0,2 с оказывается достаточным для предотвращения излишнего срабатывания ДР, поскольку алгоритм анализирует приращения текущих значений тока относительно средних значений, вычисленных за предшествующие 0,16 с. Через 0,2 с средние значения практически оказываются равными текущим. После фиксации пуска ДР обновление средних значений прекращается до возврата ДР.

Условия (1) недостаточно для идентификации КЗ, поскольку оно выполняется и при включении статической нагрузки. Для обеспечения несрабатывания ДР в этом режиме вводится условие блокировки ДР при включении статической нагрузки

$$\Delta I_{la} > I_{bl}, \quad (2)$$

в котором уставка блокировки I_{bl} принимается по выражению

$$I_{bl} \geq K_n I_{st,n},$$

где $I_{st,n}$ – наибольший возможный ток активной статической (недвигательной) нагрузки подстанции, включаемой одновременно в нормальном режиме или после перерывов питания; K_n – коэффициент надежности, принимается равным 1,2 – 1,3.

При отсутствии статической нагрузки I_{bl} принимается равным $0,2I_{n.t.}$

При удаленных несимметричных КЗ условие (1) остается справедливым, но вследствие несимметрии абсолютное значение ΔI_{la} меньше, чем при трехфазном КЗ, и поэтому условие (2) может не выполняться. Для фиксации этих режимов параллельно с условием (2) вводится условие

$$I_2 \geq I_{2n.b.dop}, \quad (2a)$$

Таблица 1

Зона резервирования обычной МТЗ с уставкой $3,5I_{n.t.}$ для трансформатора мощностью 1000 кВ·А, $U_k = 5,5\%$

Сечение кабеля с алюминиевыми жилами, мм ²	Удельное сопротивление кабеля, мОм/м	Длина зоны резервирования, м
3 × 25	1,54	12
3 × 35	1,1	17
3 × 50	0,769	25
3 × 70	0,549	35
3 × 95	0,405	48
3 × 120	0,32	60
3 × 150	0,256	76

где $I_{2\text{нб},\text{доп}}$ – уставка допустимого тока небаланса, принимается по выражениям:

для трансформатора со схемой соединения “звезда – звезда с нулем”

$$I_{2\text{нб},\text{доп}} = 0,25K_{\text{н}}I_{\text{н.т}}/3;$$

для трансформатора со схемой соединения “треугольник – звезда с нулем”

$$I_{2\text{нб},\text{доп}} = 0,75K_{\text{н}}I_{\text{н.т}}/3,$$

где $I_{\text{н.т}}$ – номинальный ток питающего трансформатора 6(10)/0,4 кВ.

Для предотвращения излишних отключений при удаленных КЗ вводится также условие согласования по чувствительности с автоматическими выключателями, установленными в конце зоны резервирования,

$$\Delta I > I_{\text{др}}, \quad (3)$$

где ΔI – приращение фазных токов; $I_{\text{др}}$ – уставка согласования, определяется по выражению

$$I_{\text{др}} = I_{\text{согл}} \geq K_{\text{н.с}}I_{\text{с.авт}},$$

где $K_{\text{н.с}}$ – коэффициент надежности согласования, принимается равным 1,2; $I_{\text{с.авт}}$ – ток срабатывания отсечки автоматического выключателя, с защитой которого производится согласование. Согласование выполняется без учета влияния нагрузки, так как по принципу работы (на приращении тока) это влияние учитывается автоматически.

При выборе значения $I_{\text{с.авт}}$, вводимого в выражение для расчета $I_{\text{др}}$, следует учитывать конкретную конфигурацию сети. Например, для сети, показанной на рисунке, в качестве $I_{\text{с.авт}}$ следует принять наибольший из токов срабатывания отсечек автоматических выключателей $B1$, защищающих отходящие от вторичных сборок $СБ$ линии. В этом случае дальнее резервирование будет охватывать выключатели $B2$ и отходящие от них кабели до вторичных сборок. При этом имеется в виду, что отсечки выключателей $B2$ линий, отходящих от главного щита 0,4 кВ, должны иметь достаточную

чувствительность при дуговых КЗ в конце защищаемых линий.

Вторая группа условий срабатывания ДР. При близких трехфазных КЗ условие (1) может не выполняться из-за преобладающего влияния индуктивности шинопровода 0,4 кВ. Для идентификации КЗ в этих случаях введены условия

$$I_1 > 2I_{\text{н}}; U_1 < 0,5U_{\text{н}}, \quad (4)$$

где I_1 – ток прямой последовательности; $I_{\text{н}}$ – номинальный ток источника питания ввода 0,4 кВ (трансформатора, генератора); U_1 – напряжение прямой последовательности; $U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение секции 0,4 кВ.

Третья группа условий срабатывания ДР. При близких несимметричных КЗ условия (1) и (4) могут не выполняться. Подобные режимы характеризуются большими и сопоставимыми по величине значениями токов прямой I_1 и обратной I_2 последовательностей. Для идентификации этих режимов введена следующая группа условий:

$$I_2 > I_{2\text{нб}}; I_2 > I_1/4; \Delta I \geq I_{\text{др}}. \quad (5)$$

Таким образом, дальнее резервирование срабатывает, если одновременно существуют следующие условия: (1) и (2) и (3), или (1) и (2а) и (3), или (4), или (5).

Все эти группы условий имеют общие элементы регулируемой выдержки времени и два выходных реле, действующие с первой выдержкой $T_{\text{др}1}$ – на отключение секционного, и со второй $T_{\text{др}2}$ – на отключение вводного выключателя 0,4 кВ. Выдержки времени выбираются на ступень селективности больше максимальных токовых защит этих выключателей.

Все перечисленные алгоритмы, а также рассматриваемая далее дополнительная ступень ДР, не работают в условиях внешнего КЗ, т.е. когда

$$I_{1a} < 0 \quad (6)$$

или

$$I_2 > I_{2\text{нб}} \text{ и } P_2 > 0, \quad (7)$$

Таблица 2

Сечение, мм ²	$r_{\text{уд}}$, мОм/м	$x_{\text{уд}}$, мОм/м	$I_{\text{доп}}$, кА	Протяженность зон, м, для наибольшей из уставок $I_{\text{бл}}$ или $I_{\text{др}}$, кА					$L_{\text{доп}}$, м
				0,30	0,60	0,90	1,20	1,50	
35	0,868	0,068	0,140	520	300	210	160	130	224
50	0,641	0,066	0,175	660	390	280	220	180	239
70	0,443	0,065	0,210	890	540	390	300	250	280
95	0,320	0,064	0,255	1120	700	510	400	330	308
120	0,253	0,064	0,295	1300	840	620	490	400	325
150	0,206	0,063	0,335	1460	960	720	570	470	340
185	0,164	0,063	0,385	1640	1100	830	670	550	355
240	0,125	0,055	0,465	1850	1300	990	800	680	373

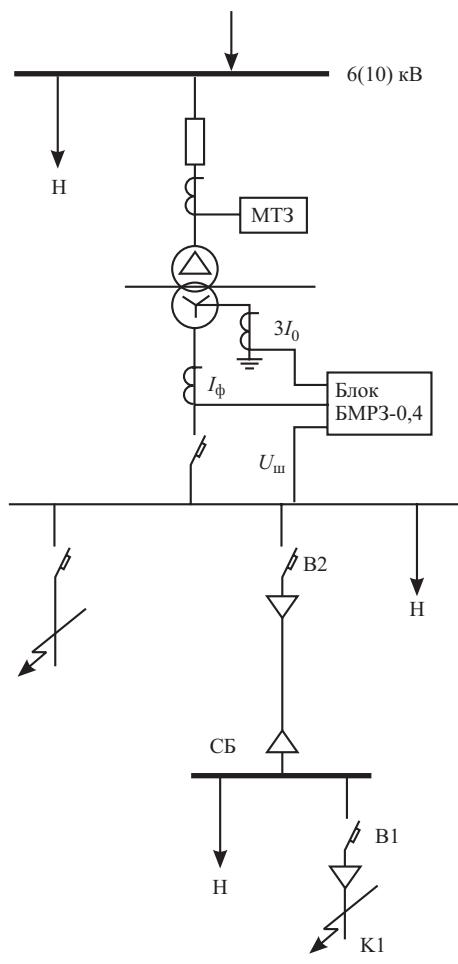


Схема сети 0,4 кВ

где P_2 – мощность обратной последовательности.

Дополнительная ступень ДР с зависимой от тока характеристикой (ЗДР). Эту функцию рекомендуется использовать, если токовая отсечка автоматического выключателя отходящей от шин 0,4 кВ линии не охватывает всю длину линии, а ее последний участок защищается зависимой от тока защитой этого выключателя.

Зависимая от тока характеристика ЗДР описывается уравнением

$$t_{c,3} = \frac{13,5}{\frac{I}{I_{c,3}} - 1} \frac{T}{1,5},$$

где $t_{c,3}$ – время срабатывания защиты; $I/I_{c,3}$ – отношение тока, протекающего через защиту, к току ее срабатывания; T – уставка времени срабатывания защиты на независимой части характеристики.

Ток срабатывания (обозначение на дисплее I_3) выбирается из условия согласования с зависимой характеристикой автоматического выключателя отходящей от щита 0,4 кВ линии, имеющего наибольший номинальный ток, без учета нагрузки, поскольку эта защита реагирует на приращения тока

$$I_{c,3} \geq K_{h,c} I_{c,n},$$

где $I_{c,n}$ – ток срабатывания защиты от перегрузки автоматического выключателя, с защитой которого производится согласование; $K_{h,c}$ – коэффициент надежности согласования, принимается равным 1,2 – 1,3.

Время срабатывания $t_{c,3}$ (обозначение по шкале $T_{здр}$) задается при 10-кратном токе I_3 и принимается по согласованию с зависимой характеристикой автоматического выключателя отходящей линии. Значение $t_{c,3}$ принимается по выражению

$$t_{c,3} \geq t_{c,3, \text{лин}} + \Delta t,$$

где $t_{c,3, \text{лин}}$ – время срабатывания зависимой от тока защиты отходящей линии при токе согласования; Δt – ступень селективности, принимается в зависимости от разбросов зависимой характеристики защиты отходящей линии в пределах 2 – 10 с.

Дополнительная ступень ЗДР действует с выдержкой времени T_3 на отключение секционного выключателя и с выдержкой времени, равной $T_3 + (T_{др2} - T_{др1})$ на отключение выключателя ввода. Поэтому для обеспечения ее действия на выключатель ввода должны быть введены уставки $T_{др1}$ и $T_{др2}$ независимо от того, введена ли функция ДР.

Эффективность дальнего резервирования можно оценить по данным табл. 2 и 3, где $r_{уд}$, $x_{уд}$ – удель-

Таблица 3

Ориентировочная протяженность зон резервирования для медного кабеля при трехфазном металлическом КЗ

Сечение, мм^2	$r_{уд}$, $\text{мОм}/\text{м}$	$x_{уд}$, $\text{мОм}/\text{м}$	$I_{\text{доп}}$, kA	Протяженность зон, м, для наибольшей из уставок $I_{\text{бл}}$ или $I_{\text{др}}$, kA					$L_{\text{доп}}$, м
				0,30	0,60	0,90	1,20	1,50	
35	0,511	0,068	0,180	810	490	350	270	220	285
50	0,377	0,066	0,225	1010	620	450	350	290	301
70	0,261	0,065	0,275	1300	830	610	480	400	339
95	0,188	0,064	0,330	1580	1040	770	610	510	370
120	0,149	0,064	0,385	1750	1180	890	710	590	381
150	0,121	0,063	0,435	1640	1290	980	790	660	394
185	0,096	0,063	0,500	1160	1160	1050	860	727	402
240	0,074	0,055	0,605	830	830	830	830	830	416

льные сопротивления кабелей; $I_{\text{доп}}$ – допустимая нагрузка на кабель; $L_{\text{доп}}$ – допустимая длина кабеля по условию падения напряжения.

Устройство может применяться в кабельных сетях для кабелей с алюминиевыми и медными жилами любого сечения, в воздушных сетях с алюминиевыми и сталью алюминиевыми проводами сечением 70 mm^2 и менее, с медными проводами сечением 50 mm^2 и менее. Для больших сечений воздушных проводов устройство не работает из-за того, что активное сопротивление проводов меньше индуктивного.

Используя принципы, заложенные в устройство дальнего резервирования, удалось попутно решить обратную задачу – выполнить блокировку максимальной токовой защиты (МТЗ) ввода при пуске и самозапуске электродвигателей.

Как известно, для сетей 0,4 кВ блокировка МТЗ по напряжению обычно не применяется, поскольку пусковой орган напряжения оказывается нечувствительным из-за большого остаточного напряжения при дуговых КЗ [3]. Вследствие этого уставку МТЗ по току приходится отстраивать от токов самозапуска, поэтому в ряде случаев защита находится на пределе чувствительности. Введение указанной блокировки позволяет значительно снизить ток срабатывания МТЗ и обеспечить ее хорошую чувствительность.

Принцип действия блокировки МТЗ основан на анализе соотношений между приращениями активной и реактивной составляющих тока прямой последовательности. При самозапуске (пуске) электродвигателей увеличение тока происходит в основном за счет реактивной составляющей. Поэтому блокировка вводится, если одновременно выполняются условия (9), (10), (11)

$$K\Delta I_{1p} > I_{1a}; \quad (9)$$

$$I_1 > 0,9I_{c. \text{MTZ}}; \quad (10)$$

$$\Delta I_{1a} > 0,1I_{c. \text{MTZ}}, \quad (11)$$

где $I_{c. \text{MTZ}}$ – ток срабатывания максимальной токовой защиты ввода (трансформатора, генератора).

Для обеспечения надежного срабатывания МТЗ в условиях КЗ блокировка запрещается при глубоком снижении напряжения

$$U_1 < 0,5 U_h, \quad (12)$$

а также в условиях появления большой несимметрии токов

$$I_2 > I_{2h6} \text{ и } I_2 > I_{1/4}. \quad (13)$$

В условиях внешнего КЗ, когда имеют место соотношения (6) и (7), блокировка МТЗ вводится в работу. Это предотвращает излишнее срабатывание МТЗ из-за увеличения тока, потребляемого электродвигателями 0,4 кВ.

В блоке БМРЗ-0,4 блокировка МТЗ выведена на отдельное выходное реле, что позволяет блокировать внешнюю МТЗ, например, установленную со стороны ВН трансформатора. Осуществляется также блокировка МТЗ, предусмотренной в самом блоке. Попутно заметим, что в блоке имеются также защита от замыканий на землю $3I_0$, функционирующая от отдельного трансформатора тока, устанавливаемого в нейтрали силового трансформатора, и алгоритмы АВР секционного выключателя и АВР аварийного дизель-генератора 0,4 кВ с автоматическим возвратом.

Все алгоритмы опробованы на функционирование на физической модели НИИПТ и показали надежную работу в условиях КЗ разного вида в сети и “за спиной”, с учетом влияния двигательной и статической нагрузок. Первые блоки с этими алгоритмами установлены на подстанции нового поколения 2КТП 10/0,4 кВ производства “Новая Эра” (Санкт-Петербург).

Выходы

1. Разработаны новые принципы выполнения дальнего резервирования отказов защит и выключателей в сетях 0,4 кВ.

2. Разработаны новые принципы выполнения блокировки МТЗ при пуске и самозапуске электродвигателей для сетей 0,4 кВ и трансформаторов 6(10)/0,4 кВ.

3. Функции дальнего резервирования, блокировки МТЗ, а также защиты от замыканий на землю и АВР секционного выключателя и аварийного дизель-генератора 0,4 кВ с автоматическим возвратом реализованы в цифровом устройстве типа БМРЗ-0,4.

4. Устройство успешно испытано на физической модели подстанции 6(10)/0,4 кВ.

Список литературы

1. *О защитах от междуфазных КЗ на трансформаторах собственных нужд 6 / 0,4 кВ ТЭС и АЭС. Директивное указание № 2768-Э.* М.: Атомтеплозаводпроект, 1985.
2. Зильберман В. А. Релейная защита сети собственных нужд атомных электростанций. М.: Энергоатомиздат, 1992.
3. Беляев А. В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ. Л.: Энергоатомиздат, 1988.

Публикуется на правах рекламы.

От коммерческого сотрудничества к технологической кооперации с ведущими зарубежными фирмами

Высоковольтные вводы, изготавливаемые ЗАО «Московский завод «Изолятор» им. А. Баркова», поставляются на предприятия электротехнической промышленности, работают на электрических подстанциях электроэнергетики, горнодобывающей, металлургической и других отраслей промышленности.

На внутренний рынок высоковольтного электротехнического оборудования предприятие поставляет высоковольтные вводы различного назначения на напряжение от 110 до 1150 кВ, изготавливаемые по традиционной технологии, с оптимальным, с точки зрения финансовых возможностей основных российских потребителей, соотношением технического уровня и цены.

Маркетинговая стратегия Мосизолятора ориентирована на наиболее полное удовлетворение потребностей заказчиков в разных технологических и ценовых сегментах рынка, в том числе с использованием преимуществ международной кооперации.

В 2002 г. ЗАО «Московский завод «Изолятор» им. А. Баркова» и фирма HSP (ФРГ) заключили соглашение о коммерческом и техническом сотрудничестве, в соответствии с которым в сбытовую программу Мосизолятора включены высоковольтные вводы с бумажно-масляной (OIP – oil impregnated paper), твердой (RIP-resin impregnated paper) и элегазовой изоляцией производства HSP.

Фирма HSP является одним из немногих предприятий в мире, освоивших RIP-технологию производства внутренней изоляции высоковольтных вводов на основе пропитки бумажного остова эпоксидным компаундом под вакуумом. Фирма имеет 40-летний опыт производства вводов по данной технологии и поставляет свою продукцию на трансформаторные заводы таких известных фирм, как ABB, Siemens, Alstom и др.

Вводы фирмы HSP успешно эксплуатируются во всех климатических зонах. Типовые и приемо-сдаточные испытания проводятся по нормам МЭК в сертифицированной высоковольтной лаборатории. С целью удовлетворения особых требований потребителей фирма готова нести дополнительные расходы. Например, для проведения климатических испытаний при низкой температуре (до -60°C) каждого из высоковольтных вводов с полимерной изоляцией на напряжение 550 кВ по заказу крупной энергокомпании Канады был построен новый цех, оснащенный специальным оборудованием.

В 2001 г. в Россию через ЗАО «Московский завод «Изолятор» им. А. Баркова» были поставлены линейные вводы с RIP-изоляцией фирмы HSP на напряжение 220 кВ в сейсмостойком исполнении с полимерной внешней изоляцией для Мутновской ГеоЕС на Камчатке. Кроме того, установленные на ГеоЕС блочные трансформаторы мощностью 40 МВ·А (производства ОАО «Запорожтрансформатор») укомплектованы вводами фирмы HSP типа «масло – элегаз» на номинальное напряжение 220 кВ.

Высоковольтные вводы фирмы HSP, предлагаемые для российского рынка, полностью совместимы по техническим характеристикам с вводами, выпускаемыми Мосизолятором. Работы по адаптации вводов фирмы HSP были выполнены конструкторскими подразделениями обоих предприятий, что гарантирует их взаимозаменяемость с вводами Мосизолятора.

Вводы с RIP-изоляцией имеют целый ряд важных преимуществ по сравнению с вводами с OIP-изоляцией:

1. Низкие диэлектрические потери ($\tg \delta = 0,25 \div 0,45\%$).

2. Низкий уровень частичных разрядов – 5 пКл (при испытательном напряжении, равном двойному наибольшему рабочему фазному напряжению). Эти значения достигаются за счет технологического процесса пропитки остовов под вакуумом, исключающего образование газовых включений. Установка на трансформаторах вводов с RIP-изоляцией, имеющих низкий уровень частичных разрядов, позволяет применять методы диагностики под рабочим напряжением.

3. Высокая термическая стойкость (110°C).

4. Высокая механическая стойкость. Начиная с класса напряжения 145 кВ, для любых нормируемых значений номинального тока испытательная консольная нагрузка вводов установлена на уровне 5000 Н, что соответствует максимальному уровню по стандарту МЭК 137.

5. Оптимальные массогабаритные характеристики, что является дополнительным конкурентным преимуществом при выборе производителя вводов ведущими трансформаторными заводами. Это связано с тем, что энергетические компании в последнее время наряду с предъявлением обычных требований к электротехническому оборудованию, таких как надежность, удобство в эксплуатации, достаточный ресурс, требуют минимизации

габаритов и массы трансформаторного оборудования.

6. Отсутствие нижней фарфоровой покрышки.

7. Компактность и удобство при монтаже.

Вводы с RIP-изоляцией фирмы HSP изготавливаются в двух исполнениях. В первом случае между внутренней и внешней изоляцией находится трансформаторное масло, для контроля уровня которого применяется указатель, расположенный в верхней части ввода. Во втором случае в качестве наполнителя под давлением нагнетается вспененный элегазом полиуретан («сухой» ввод с RIP-изоляцией) – такие вводы имеют ряд дополнительных преимуществ.

Фирма HSP использует модульный принцип проектирования: все вводы собираются из стандартных деталей.

Для производства вводов используются только высококачественные материалы и комплектующие изделия традиционных западно-европейских поставщиков, удовлетворяющие высокому уровню внутренних стандартов предприятия. Например, в качестве внешней изоляции используются покрышки из глиноземистого армированного фарфора высокой прочности подгруппы 130 по стандарту МЭК 672 либо покрышки с полимерной изоляцией на основе стеклоэпоксидного цилиндра и ребер из силиконовой резины. Для всех выпускаемых вводов в качестве внешней изоляции применяются покрышки с ребрами переменного вылета с номинальным минимальным значением удельной длины пути утечки 25 мм/кВ (класс III –

сильная степень загрязнения по стандарту МЭК 815), а также 31 мм/кВ (класс IV – очень сильная) по желанию покупателя.

Литые детали изготовлены из коррозионностойкого алюминиевого сплава, уплотнительные прокладки – из маслостойкой резины Perbunan-N. Все болтовые соединения выполняются из нержающей стали.

Фирма HSP сертифицирована по стандарту управления качеством ISO 9001 и стандарту на экологическую безопасность ISO 14001. Испытательная лаборатория аккредитована центром DAT по стандарту DIN EN 45 001.

Прогрессивные конструктивные решения, высокая степень унификации, низкая материаломкость изделий и современное технологическое оборудование позволили фирме HSP максимально снизить издержки в производстве вводов, обеспечив тем самым снижение уровня цен в интересах потребителя.

В настоящее время ЗАО «Московский завод «Изолятор» им. А. Баркова» готово предложить российскому потребителю поставку трансформаторных вводов с OIP- и RIP-изоляцией на классы напряжения 220, 330 и 500 кВ производства фирмы HSP. Кроме этого, начиная с 2003 г., Мосизолятор будет выпускать вводы с RIP-изоляцией на напряжение 220 кВ с остовами, изготовленными и испытанными на фирме HSP, что позволит снизить цены для конечного потребителя за счет использования комплектующих деталей отечественного производства.

По вопросам поставок высоковольтных вводов фирмы HSP

обращайтесь к заместителю коммерческого директора

ЗАО «Московский завод «Изолятор» им. А. Баркова»

Устьянцеву Евгению Евгеньевичу.

Россия, 125315, Москва, Ленинградский пр., 72

Тел. (095) 721-18-72, факс (095) 721-18-73, (095) 151-39-81

E-mail: mosizolyator@sovintel.ru



М О С К В А
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ
2003
12 - 15 марта г.

5-ая международная
специализированная
выставка по
энергосбережению

Основные темы выставки:

- энергоэффективные технологии в промышленности и малая энергетика
- возобновляемые источники энергии
- нетрадиционная энергетика
- вторичное использование энергии
- охрана окружающей среды

Выставка проводится при поддержке

- Министерства Энергетики Российской Федерации (МИНЭНЕРГО)
- Федеральной Энергетической Комиссии
- ОАО «Газпром»
- РАО «ЕЭС России»
- Ассоциации Энергоменеджеров
- Московского Дома Света
- ЗАО «Экспоцентр»

В рамках выставки проводится научно-техническая конференция по проблемам энергосбережения в России.

Дополнительную информацию
 можно получить у фирмы
 ОВК-РУС в Москве.
 тел.: (095) 967-04-61, 967-03-62
 факс: (095) 967-04-62
 e-mail: info@owp.ru
www.owp.ru



ОБМЕН ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОПЫТОМ

Использование геоинформационных систем при построении подсистемы паспортизации объектов РЭС

Макаров К. В., инж.

Муромский институт Владимирского государственного университета

Подсистема паспортизации – одна из составных частей автоматизированной системы, создаваемой на предприятии “Городская электросеть”. Ее создание позволит более полно и оперативно решать задачи множества отделов предприятия, в первую очередь, производственно-технического отдела.

Применение геоинформационных систем (ГИС) позволит вывести процесс ведения электронных паспортов оборудования распределительной сети на совершенно новый уровень. Во-первых, использование электронных паспортов в совокупности с электронной картой-схемой повысит наглядность и простоту восприятия данных. Во-вторых, появляется возможность динамического отражения результатов изменения данных паспортов на карте-схеме и наоборот. В-третьих, становится возможным графическое отображение результатов проведения разнообразных расчетов на карте-схеме. Кроме этого, обеспечивается более тесная стыковка с другими частями общей системы в плане обмена и представления информации. Пользователь получает большие возможности поиска необходимых данных, запросы к базам данных строятся на основе выбора не только полей

электронных паспортов, но и посредством выбора объектов на электронной карте-схеме.

Схема взаимодействия карты-схемы с электронными паспортами представлена на рисунке.

Электронные паспорта содержат характеристики объектов распределительной сети, представленной в виде графического изображения электронной карты-схемы. Между объектами сети на карте-схеме и записями БД существует жесткая связь. Благодаря этому может быть осуществлен переход от графического изображения объекта на карте-схеме к соответствующей ему записи паспорта из семантической базы данных и, наоборот, по выбранной записи БД может быть найдено графическое изображение объекта на электронной карте-схеме города.

Каждый из объектов электронной карты-схемы имеет свой уникальный идентификатор. Это позволяет однозначно идентифицировать любой элемент распределительной сети, изображенный на карте-схеме. По этой причине очевидным решением является использование данных идентификаторов в качестве связующего звена между графическими изображениями объектов с соответствующими им записями в БД. При первоначальном заполнении паспортов выполняется процедура свя-



Связь электронных паспортов с объектами карты-схемы

зываются вводимых данных паспорта с выбранным объектом на карте-схеме. Затем идентификатор объекта хранится в базе данных вместе с паспортными данными.

В настоящее время описанный подход используется при разработке автоматизированной системы управления предприятия "Городская электросеть" в г. Муроме. Имеется электронная карта-схема города, на которую нанесены все объекты, находящиеся на балансе предприятия: трансформаторные подстанции, линии электропередачи 6 кВ. Разработана система ведения электронных паспортов оборудования, средствами которой осуществляются ввод и сбор информации с бумажных паспортов.

Для функционирования комплекса необходимо иметь ПК на базе процессора Intel Pentium с такто-

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

Следует особо подчеркнуть, что от успеха разработки и создания подсистемы паспортизации будут в значительной степени зависеть работоспособность других частей системы управления предприятия, оперативность доступа к интересующей информации, достоверность и удобство проводимых расчетных действий, возможность расширения функций системы.

Выставочная фирма «Концерн Мировая Коллекция»
12-14 февраля 2003 г. 4-я международная специализированная выставка

**ЭНЕРГЕТИКА
ЭНЕРГО-
РЕСУРСО-
СБЕРЕЖЕНИЕ
ЭКОЛОГИЯ**

г. Ростов-на-Дону
ТВЦ «Роствертол»
(пр. М. Нагибина, 30)

3-5 сентября 2003 г.
5-я международная специализированная выставка

ОРГАНИЗАТОР:
ВФ «КОНЦЕРН МИРОВАЯ КОЛЛЕКЦИЯ»
Справки по тел./факс: (8632) 32-08-90, 34-28-38
и E-mail: kmk@don.sitek.net

ТЭК Уголь Нефть Газ 2-я международная специализированная выставка

14-16 мая 2003 г. г. Ростов-на-Дону
ТВЦ «Роствертол»
(пр. М. Нагибина, 30)

Юг Металл Металлургия
Металлообработка
Литьё. Сварка. Инструмент

3-я специализированная промышленно-техническая выставка

ИСТОРИЧЕСКИЕ ВЕХИ И СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Смоленской АЭС – 20 лет

Пришлецова Е. И., начальник отдела Центра информации Смоленской АЭС

25 декабря 1982 г. – день сдачи в промышленную эксплуатацию первого энергоблока Смоленской атомной станции.

С тех пор минуло 20 лет. История строительства Смоленской АЭС – это история кропотливого напряженного труда многих тысяч людей.

Перед пуском энергоблока, с 1971 по 1979 г. шло освоение территории промышленной площадки и будущего города энергетиков. Это был наиболее трудный период для тех, кто пришел обживать местные болотистые земли. Не случайно и по сей день старожилы хорошо помнят и закладку фундамента первого жилого дома, и первый кубометр бетона под плиту реактора, строительство пускорезервной котельной, теплотрассы и автодороги, связывающей поселок с промплощадкой, ввод первого детского сада и средней школы, начало возведения главного корпуса.

В 1973 г. строительство Смоленской АЭС было объявлено Всесоюзной ударной комсомольской стройкой, сюда приезжали все новые и новые специалисты, рабочие, отмечались новоселья, игрались свадьбы, рождались дети. Жизнь шла своим чередом.

Строительство и пуск первого энергоблока стали хорошей школой для многих специалистов, которых мы относим к технической эlite станции, – это те, кто работает сегодня: А. М. Локшин – директор, М. Х. Ахметкереев – главный инженер, А. М. Паршин, А. И. Васильев, В. И. Волондин, В. Н. Захаренков, В. М. Арутин, С. А. Громов – заме-

стители главного инженера, А. Н. Спирин – заместитель директора, В. В. Каменев и В. Г. Чепрасов – помощники директора и многие другие, фамилии всех невозможно вместить в эту небольшую публикацию.

Следует отметить и тех, кто уже не работает на САЭС, но их вклад в пуск энергоблоков значителен. Это – Ю. П. Сараев, Б. Я. Прушинский, ныне работающие в генерирующей компании концерна Росэнергоатом, Е. М. Сафрыгин, находящийся на заслуженном отдыхе, Г. А. Копчинский. Невозможно не отдать должное тем, кого уже нет с нами, но их светлый образ навсегда сохранится в нашей памяти. Это первый директор САЭС И. А. Мельник, который строил станцию, главный инженер Ю. Л. Дорош, пускавший третий энергоблок, а затем долгий период, занимавшийся эксплуатацией САЭС, директор С. П. Крылов, выведивший станцию из тяжелейшей финансово-экономической ситуации.

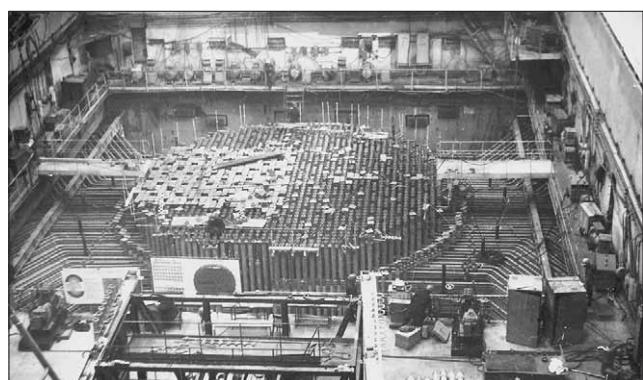


Рис. 2. Центральный зал энергоблока, 1981 г.



Рис. 1. Промышленная площадка машзала, 1978 г.



Рис. 3. Административно-бытовой корпус, 1982 г.



Рис. 4. А. М. Локшин – директор Смоленской АЭС

Первый и второй энергоблоки Смоленской атомной станции относятся ко второму, а третий энергоблок – к третьему поколению. САЭС включает в себя три энергоблока с уран-графитовыми канальными реакторами РБМК-1000. Электрическая мощность каждого энергоблока 1000 МВт, тепловая 3200 МВт. Связь с Единой энергетической системой России осуществляется шестью линиями электропередачи напряжением 330, 500 и 750 кВ. Проектная годовая выработка электроэнергии 21 млрд. кВт·ч.

За период эксплуатации САЭС с целью повышения ядерной, радиационной, технической, пожарной и экологической безопасности были разработаны и выполнены мероприятия по повышению безопасности САЭС, внедрена БАЗ (быстродействующая аварийная защита), что уменьшило время заглушения реактора в несколько раз. С целью исключения “положительного выбега реактивности” изменены конструкция стержней управления защиты и режим работы сервоприводов стержней. Внедрены защиты по снижению уровня в гидробаллонах САОР, что исключает возможность попадания



Рис. 6. Блочный щит управления

воздуха в каналы реактора, и модернизированные парогазовые сбросы, исключающие подъем давления в реакторном пространстве при разрывах каналов выше допустимого. Изменены технологический регламент в части минимального запаса реактивности и загрузка реакторов: с первоначального обогащения в 1,8% перешли на топливо с обогащением 2,4%.

Для повышения пожарной безопасности заменены горючий пластикат на наливные полы на путях эвакуации персонала, горючая кровля машинного зала – на несгораемую. Выполнено уплотнение кабельных проходов огнезадерживающими составами. В электрических помещениях установлены противопожарные двери, все помещения оснащены противопожарной сигнализацией.

В 2000 г. выполнен плановый капитальный ремонт энергоблока № 1 с частичной заменой технологических каналов реактора и морально устаревшего оборудования. В 2002 г. подобные работы ведутся на энергоблоке № 2.

Все энергоблоки оснащены системой локализации аварий, исключающей выбросы радиоактивных веществ в окружающую среду при самых тяжелых авариях. Специальные системы обеспечивают надежный отвод тепла от реакторов даже при полной потере станцией электроснабжения с учетом возможных отказов оборудования.

Система радиационного контроля осуществляется надзор за соблюдением нормативов радиационной безопасности на территории атомной станции и в 30-километровой зоне наблюдения. Круглогодично ведется мониторинг окружающей среды. При помощи дозиметрической аппаратуры и пробоотборной техники собирается информация о состоянии воздушного и водного бассейнов, растительности и сельскохозяйственной продукции местного производства.

Заключение Госсаннадзора и Роскомгидромета России, основанное на результатах радиационного контроля, свидетельствует, что радиационный фон в районе расположения Смоленской АЭС за время эксплуатации энергоблоков остается на уровне естественного фона. Это позволяет утверждать, что САЭС является экологически чистым производст-

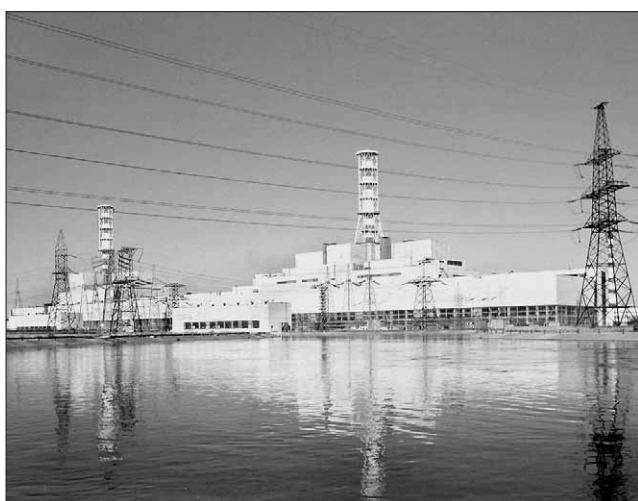


Рис. 5. Смоленская АЭС



Рис. 7. Машинный зал Смоленской АЭС



Рис. 8. Щит дозиметрического контроля

вом, не оказывающим вредного воздействия на население и окружающую среду.

Постоянная модернизация оборудования, высокая культура производства, использование международного опыта во всех сферах эксплуатации Смоленской АЭС позволили ей достичь высоких показателей безопасности.

На САЭС возросла интенсивность тренировок персонала, отработки его действий в аварийных ситуациях на тренажерах. В целом оснащенность тренажерами соответствует самым высоким современным требованиям.

За 20 лет эксплуатации Смоленской АЭС было выработано электрической энергии более 322 млрд. кВт·ч. Рекордного значения выработка достигла в 1992 г. – более 26 млрд. кВт·ч. В этом же году по всем показателям (безопасность и устойчивость работы энергоблоков, физическая защита, радиационная безопасность, эффективность производства, финансово-экономическая деятельность) Смоленская атомная станция была признана “Лучшей АЭС России”. В 1993 г. выработка электроэнергии на САЭС составила 23 млрд. кВт·ч и снова по всем показателям станция вышла победителем конкурса концерна Росэнергоатом, а в 1999 г. вошла в тройку лидеров среди АЭС России.

Главный фактор в обеспечении надежной и безопасной работы электростанции – это кадры. Коллектив станции насчитывает немногим более шести с половиной тысяч человек, объединенных общей идеей – это надежная, безопасная работа атомной станции. Более шестисот человек работают на станции 20 и более лет. У многих из них единственная запись в трудовой книжке – работа на Смоленской АЭС. Образовательный уровень работников достаточно высок, более 46% работающих имеют высшее и среднее специальное образование.

Молодые руководители, возглавляющие сегодня Смоленскую АЭС, – энергичные, деятельные, хорошо подготовленные профессионалы, болеющие душой за свое производство, – определяют техническую, экономическую и социальную политику. Хорошо осознавая роль человека в обеспечении надежности и безопасности атомного объекта, руководство Смоленской АЭС заботу о трудащемся человеке рассматривает как одно из важнейших направлений своей деятельности. Об этом говорит и тот факт, что в 2000 г. во Всероссийском конкурсе “Российская организация высокой социальной эффективности”, в котором принимали участие более полутора тысяч предприятий России различных форм собственности, Смоленская АЭС заняла первое место.

В годы социально-экономического кризиса Смоленская АЭС не только смогла выжить, сохранить коллектив, но и продолжила свое развитие. Сегодня – это крупнейшее градообразующее предприятие Смоленской обл. Доля Смоленской АЭС в поступлениях в бюджет области более 30%, поэтому с развитием станции связано не только существование г. Десногорска, где расположена САЭС, но и перспективы развития области. Помимо обеспечения эксплуатации действующих блоков в течение проектного срока в недалеком будущем предстоит решать задачу продления их ресурса. Кроме того, учитывая исключительно выгодное географическое расположение САЭС, с точки зрения экспорта электроэнергии, строительство станции замещения САЭС-2, безусловно, отвечает интересам генерирующей компании Росэнергоатом и региона, население которого в последние годы уверенно высказывает в поддержку атомной энергетики и доверяет специалистам, обеспечивающим эксплуатацию Смоленской АЭС.

К 40-летию пуска электропередачи постоянного тока Волгоград-Донбасс

**Галанов В. И., Балыбердин Л. Л., Гусаковский К. Б., Мазуров М. И., Евликов А. А., кандидаты техн. наук,
Вялько О. Ю., инж.**

ОАО НИИПТ – ОАО “Волжская ГЭС” – НЭК Укрэнерго

В октябре 2002 г. исполнилось 40 лет со дня ввода в эксплуатацию первых преобразователей электропередачи постоянного тока (ППТ) Волгоград – Донбасс.

В истории развития электроэнергетики нашей страны создание ППТ Волгоград – Донбасс представляло собой значительный шаг в освоении новой техники транспорта электроэнергии. В то время это был крупнейший в мире проект ППТ с воздушной линией. При этом достигнуто многократное превышение параметров первой опытной ППТ Кашира – Москва, введенной в действие в конце 1950 г.

Осуществление ППТ Волгоград – Донбасс стало возможным благодаря результатам исследований и конструкторских разработок, выполненных НИИПТ, ВЭИ, ЭНИН, МТЗ и другими организациями. Проектирование ППТ велось МО Гидро-проекта и ВГПИ Теплоэлектропроект. Очень полезным был и широко использовался в процессе разработки опыт исследований на ППТ Кашира – Москва.

Проектная мощность ППТ Волгоград – Донбасс составляла 720 МВт, напряжение ± 400 (800) кВ, длина линии 473 км.

Одна преобразовательная подстанция передачи (Волжская) территориально и электрически входит в состав ГЭС, другая (Михайловская), расположенная недалеко от г. Кадиевки, связана линиями 220 и 330 кВ с системой Донбассэнерго на Украине.

В схеме передачи на каждой ее подстанции (рис. 1) при полном развитии было сооружено по восемь каскадно включенных (четыре в каждой из двух полуцепей) мостов на ртутных вентилях.

Каждый преобразовательный мост рассчитан на выпрямленное напряжение 100 кВ и ток 900 А. Каскадное соединение восьми мостов позволило достичь суммарного напряжения между полюсами передачи 800 кВ, а заземление средних точек преобразовательных подстанций обеспечило фиксацию значения напряжения полюсов относительно земли ± 400 кВ.

Применение в схемах преобразовательных мостов платформ промежуточного потенциала позволило унифицировать оборудование мостов.

Изоляция вентиляй в преобразовательных мостах относительно земли осуществлялась двумя

ступенями: первая ступень – опорная изоляция платформы моста, общая для всех вентиляй, и вторая – индивидуальная изоляция вентиляй относительно платформы. Для четкой фиксации промежуточного потенциала платформы последняя присоединена к одному из полюсов моста (ближнему к земле).

Преобразовательные подстанции оснащены комплексом устройств управления, регулирования и защиты разработки НИИПТ, изменяющих режим передачи воздействием на узлы сеточного управления вентиляй.

Защита оборудования подстанций от перенапряжений осуществляется системой разрядников со стабилизованными характеристиками. Кроме того, применено принудительное выравнивание напряжения между элементами каскадной схемы с помощью цепочек из последовательно включенных конденсаторов и активных сопротивлений. Эти цепочки служат также и для демпфирования колебаний напряжения на оборудовании преобразовательных мостов.

На Волжской подстанции энергия генераторов распределяется между преобразовательными мостами и системой переменного тока. С помощью генераторов компенсируется реактивная мощность, потребляемая преобразовательными блоками. На Михайловской подстанции компенсация реактивной мощности осуществляется с помощью конденсаторных батарей, включенных на шины 220 кВ переменного тока подстанции.

Группы главных трансформаторов на каждой подстанции собраны из трех однофазных трансформаторов, имеющих каждый сетевую обмотку для связи с шинами 220 кВ, две схемные (вентильные) обмотки, присоединенные к мостам, и две третичные обмотки, к которым на Волжской ГЭС подключены генераторы и регулировочные вольтодобавочные трансформаторы, а на Михайловской подстанции – только регулировочные трансформаторы.

Вентильные обмотки каждой трансформаторной группы имеют различные схемы соединений – в звезду и треугольник, что позволяет обеспечить для каждого блока, включающего трансформатор и два моста, 12-фазную схему преобразования.

Выбранные значения мощностей обмоток трансформаторов позволяют повышать мощность

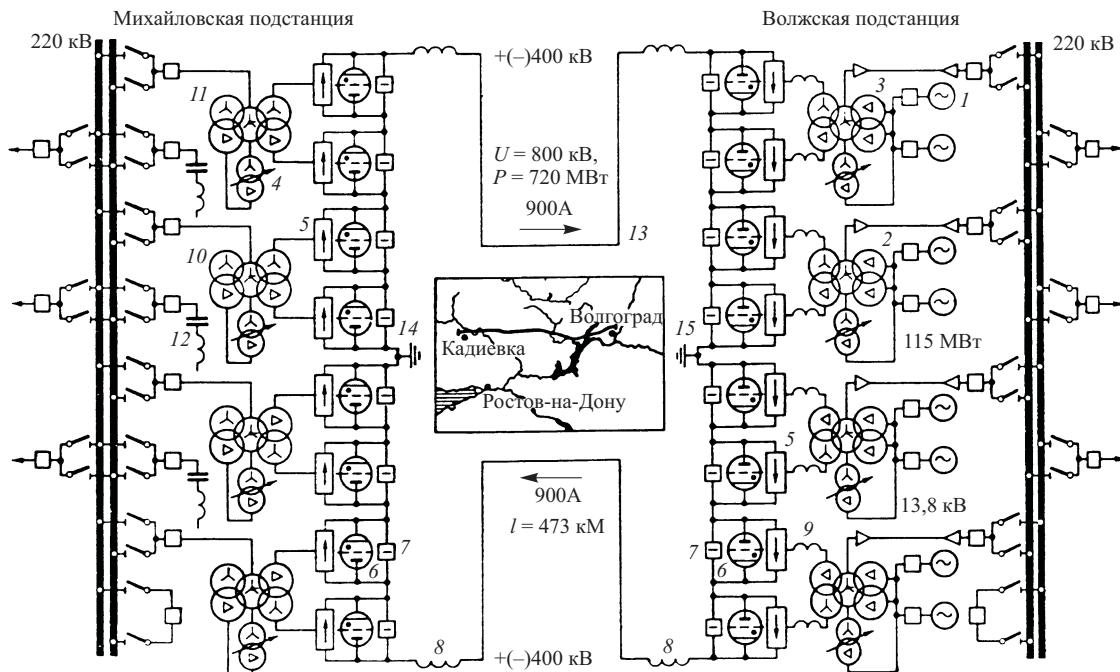


Рис. 1. Схема ППТ Волгоград – Донбасс:

Волжская ГЭС: 1 – гидрогенератор 115 МВт, 135 МВ·А, 13,8 кВ; Волжская подстанция, совмещенная с ГЭС; 2 – группа однофазных трансформаторов 252/89/13,8 кВ, 3 × (90/2 × 37,5/2 × 45) МВ·А, одноминутное испытательное постоянное напряжение для вентильных обмоток 570 кВ; 3 – то же, но испытательное напряжение 900 кВ; 4 – трехфазный регулировочный вольтодобывающий трансформатор, 22 ступени регулирования с пределами ± 26 кВ; 5 – вентильный мост 100 кВ, 90 МВт; 6 – шунтирующий вентиль (два последовательно включенных одноанодных ртутных вентиля типа ВР-9); 7 – шунтирующий аппарат; 8 – линейный реактор 1 Гн, 900 А, одноминутное испытательное постоянное напряжение 870 кВ; 9 – токоограничивающий воздушный реактор 13 МГн; Михайловская подстанция в Донбассе: 10 – группа однофазных трансформаторов 233/89/13,8 кВ, 3 × (90/2 × 37,5/2 × 30) МВ·А, одноминутное испытательное постоянное напряжение 570 кВ; 11 – то же, но испытательное напряжение 900 кВ; 12 – конденсаторная батарея-фильтр 220 кВ, реактивная мощность, выдаваемая тремя батареями, 420 МВ·А; линейная часть передачи: 13 – воздушная биполярная линия постоянного тока 800 кВ, 720 МВт, 473 км; 14 – заземляющая воздушная двухпроводная линия и выносное рабочее заземление, длина линии 32 км; 15 – то же, но длина 24 км

электропередачи постоянного тока в режиме длительной перегрузки на 20%.

На выходе обеих подстанций со стороны воздушной линии включены линейные реакторы индуктивностью 1,0 Гн. Линейные реакторы служат для снижения пульсаций тока и напряжения в линии и ограничивают значения и скорости нарастания аварийных токов при коротких замыканиях в линии и при опрокидываниях инвертора. Вследствие большой индуктивности линейных реакторов исключается проникновение опасных волн атмосферных перенапряжений на подстанции.

Распределительное устройство средней точки, к которому подключена линия, соединяющая подстанцию с выносным рабочим заземлением, является общим для обеих полуцепей подстанции.

На Михайловской подстанции (рис. 2) с целью уменьшения габаритов здания преобразовательные мосты выполнены с двухрядным расположением вентилей. В зале, кроме вентилей, размещено только непосредственно связанное с вентилями оборудование. В пристройке вентильного зала размещены панели щитов управления и оборудование систем сеточного управления, регулирования и за-

щиты. Присоединение схемных обмоток трансформаторов к мостам и вывод полюсов преобразователей на открытую часть осуществляются через линейные фарфоровые маслонаполненные вводы, выполненные на класс изоляции 200 и 400 кВ.

Компоновка преобразовательной подстанции Волжской ГЭС имеет существенные отличия и содержит ряд вынужденных решений, связанных с необходимостью вписать оборудование подстанции непосредственно в здание Волжской ГЭС.

Для установки вентилей использованы помещения в здании ГЭС, рядом с машинным залом. В каждом таком помещении – вентильном зале – размещены два преобразовательных моста с однорядным расположением вентилей. Вентильные залы соединяются между собой общей площадкой обслуживания. Вентильные залы находятся ниже уровня верхнего бьефа, поэтому предусмотрена защита от проникновения в них влаги посредством сооружения двойных стен, двойного пола и дополнительного подвесного потолка.

Главные трансформаторы устанавливаются над вентильными залами в общем ряду с повышающими трансформаторами гидроэлектростанции.

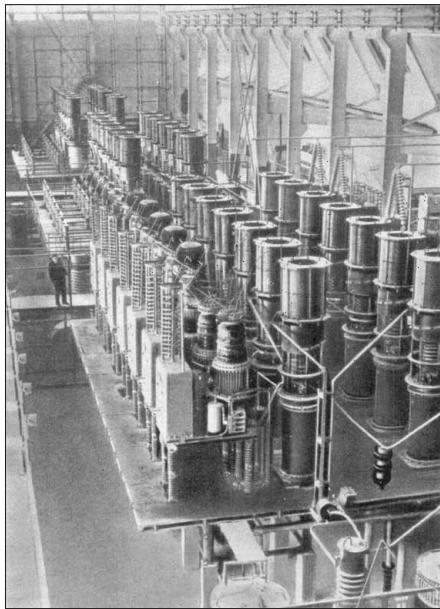


Рис. 2. Часть вентильного зала на подстанции Михайловская

Воздушная линия электропередачи (рис. 3) выполнена из стальалюминиевого провода марки АСО-600. Число проводов в полюсе – два. Они расположены в горизонтальной плоскости на расстоянии 400 мм один от другого. Для гашения вибраций проводов установлены гасители.

На линии один грозозащитный трос марки С-70. Угол защиты на опоре равен 30° . На промежуточных опорах трос монтируется без изоляторов, на анкерных – с одним изолятором П-4,5. Трос заземлен на каждой опоре. Основными типами изоляторов, примененных на линии, являются П-8,5 в поддерживающей гирлянде и П-11 в натяжной.

Опоры на линии – металлические. Основным типом опоры является промежуточная Т-образная опора с горизонтальным расположением полюсов и проводов в полюсах. Высота промежуточной опоры до точки подвеса поддерживающей гирлянды 22,5 м, расстояние между полюсами 11 м, масса опоры 3,7 т.

Анкерно-угловая опора – двухстоечная, стержневого типа, рассчитанная на угол поворота линии до 60° . Высота опоры до точки подвеса гирлянды 18 м, масса 11,1 т. На переходах через инженерные сооружения применены анкерные повышенные опоры высотой 36 м. Масса такой опоры 29,0 т.

Заземляющие линии выполнены из двух проводов марки АС-240, каждый из которых смонтирован на железобетонных Т-образных опорах.

Строительство и ввод электропередачи осуществлялись отдельными этапами с постепенным наращиванием напряжения и пропускной способности. Этапы ввода электропередачи приведены в таблице.

Опытная эксплуатация электропередачи и специальные эксперименты подтвердили правильность основных результатов научных исследований и проектных решений, нестандартное силовое оборудование ППТ показало высокую степень надежности, и до сих пор многие его образцы работоспособны.

В процессе испытаний и эксплуатации подтвердилась эффективность быстродействующих устройств, действующих на режимы работы передачи через сеточное управление вентилями. При кратковременных нарушениях работы преобразовательного моста происходит “запирание” его рабочих вентилей и “отпирание” шунтирующего вентиля. Через паузу 0,5 с автоматика вновь вводит преобразовательный мост в работу.

В случае нарушения работы полуцепи, например, при пробое защитных разрядников, “запираются” вентили мостов только этой полуцепи, вторая полуцепь остается в работе. Защита полуцепей имеет двукратное сеточное АПВ с паузами 0,2 и 1 с. Опыт эксплуатации показал живучесть схемы: нарушения и аварии, в зависимости от их характера, как правило, локализовались в пределах одного моста, одного преобразовательного блока или одной полуцепи передачи.

За прошедшие годы с начала эксплуатации ППТ Волгоград – Донбасс часть ртутных вентилей была заменена на тиристорные.

В течение 1974 – 1977 гг. были переоборудованы два моста Волжской подстанции.

В конце 70-х годов ЦДУ ЕЭС СССР предложило провести реконструкцию ППТ Волгоград – Донбасс с полной заменой ртутных вентилей на тиристорные и некоторого другого оборудования, выработавшего свой ресурс. В 1980 г. НТС Минэнерго рассмотрел и одобрил ТЭО на реконструкцию ППТ, которая должна была обеспечить надежную работу ППТ с мощностью 360 МВт. Однако в связи с трудностями финансирования намеченная реконструкция не была реализована.

С начала 1982 г. располагаемая мощность ППТ фактически оказывается ограниченной значением 180 МВт, поскольку руководством Волжской ГЭС было принято решение о запрете включения в работу преобразовательных мостов, оснащенных ртутными вентилями, из-за сопряженной с этим пожароопасности. Соответственно стало возможным включать в работу только одну полуцепь ППТ при напряжении 200 кВ.

В 1984 г. Минэнерго СССР вновь было намечено провести переоснащение мостов ППТ с ртутными вентилями на тиристорные и восстановление рабочего заземления Михайловской п/ст. При этом предлагалось скомплектовать тиристорные вентили из модулей блоков, первоначально разработанных для ППТ Экибастуз – Центр и в течение ряда лет эксплуатируемых на мощных испытательных стендах в Белом Расте и в г. Тольятти. В ре-

зультате такой модернизации ППТ должна была нести нагрузку 360 МВт с повышенной надежностью.

Однако были модернизированы только два моста Волжской подстанции, а на Михайловской подстанции восстановлено рабочее заземление. Эта модернизация позволила с 1988 г. эксплуатировать ППТ Волгоград – Донбасс с параметрами ± 200 кВ, 360 МВт, но не могла гарантировать ее высокую надежность, в первую очередь, из-за оборудования Михайловской подстанции.

В настоящее время техническое состояние ртутных преобразователей и некоторого другого оборудования Михайловской подстанции, особенно систем охлаждения, не позволяет использовать их на номинальной мощности. В летнее время нагрузка подстанции не может быть более 180 МВт.

Обобщение опыта эксплуатации ВЛ ППТ Волгоград – Донбасс за 10-летний период выявило, что линия проходит частично по району с III степенью загрязненности атмосферы, где требуется изоляция с длиной пути утечки выше проектной. Для надежной работы передачи при напряжении ± 300 и тем более ± 400 кВ требуется выполнить усиление линейной изоляции путем замены имеющихся изоляторов на ВЛ на изоляторы с более высокой электрической прочностью в условиях увлажнения и загрязнения или на современные длинностержневые фарфоровые изоляторы.

Очевидно, что целесообразность масштабной реконструкции передачи определяется востребованностью этой ППТ для нужд энергетики России и Украины. Такая взаимная заинтересованность есть.

За последние годы несколько раз поднимался вопрос на разных уровнях о проведении реконструкции передачи для повышения ее пропускной способности и надежности. Последнее по времени положительное решение в пользу реконструкции ППТ Волгоград – Донбасс прозвучало на заседании НТС РАО “ЕЭС России” в декабре 2001 г.

Учитывая достаточно высокую стоимость реконструкции, ее можно провести в несколько этапов.

На первом этапе необходимо провести в обязательном порядке замену имеющихся четырех ртутных преобразовательных мостов Михайловской подстанции на тиристорные с установкой новых систем управления, регулирования, защиты и

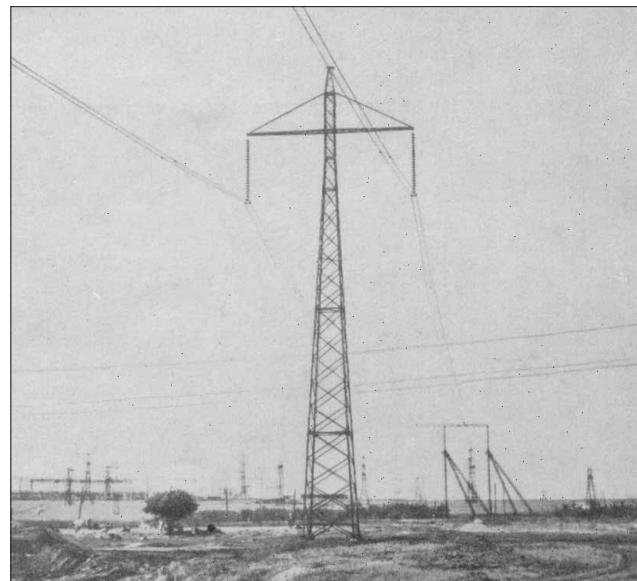


Рис. 3. Биполярная воздушная линия постоянного тока 400 кВ, 720 МВт

автоматики (СУРЗА) и системы охлаждения вентиляй.

На следующем этапе следует провести модернизацию мостов Волжской подстанции, поскольку имеющиеся мосты смонтированы на основе устаревших разработок тиристорных вентилей в 1971 – 1988 гг. На этом этапе также следует провести ревизию и, при необходимости, замену рабочих заземлений на обеих подстанциях ППТ.

При рассматриваемом в перспективе увеличении потоков мощности из России транзитом через Украину в страны Центральной и Восточной Европы потребуется усиление связей в сечениях Россия – Украина. Среди таких связей может быть и ППТ Волгоград – Донбасс.

Для достижения надежной работы ППТ при передаваемой мощности 360 МВт потребуется реконструкция части преобразовательных подстанций как со стороны России, так и со стороны Украины. Реконструкция воздушной линии передачи при этом не требуется, а следует провести лишь ревизию изоляторов в гирляндах.

При повышении мощности ППТ выше 360 МВт должна быть проведена реконструкция остальных мостов подстанций и воздушной линии с усилением ее изоляции для обеспечения надежной работы при напряжении ± 400 кВ.

Этап	Число мостов на подстанции	Напряжение ВЛ, кВ		Мощность, МВт	Дата ввода
		между полюсами	по отношению к земле		
Пусковая схема	1	–	100	90	Октябрь 1962 г.
I очередь	2	–	200	180	Май 1963 г.
II очередь	4	400	± 200	360	Апрель 1964 г.
Полная схема	8	800	± 400	720	Апрель 1965 г.

Конечно, создание такого крупного и сложного объекта, каким являлась ППТ Волгоград – Донбасс, не могло обойтись без недостатков. Была недооценена высокая пожароопасность масла как хладагента высоковольтных ртутных вентиляй.

Ошибочно малыми, как отмечено ранее, были выбраны длины путей утечки линейной изоляции ППТ. Недостаточно обоснованным представляется выбор точки примыкания электропередачи. Может быть, более целесообразным было направление передачи в сторону Северного Кавказа.

Несмотря на недостатки и имеющиеся проблемы, следует отметить ту огромную роль, которую сыграла передача в развитии этого важного направления электроэнергетики:

на ППТ было применено только отечественное оборудование;

электропередача явилась хорошим натурным полигоном для испытаний новой преобразовательной техники;

исследования, разработки, проектирование, строительство, наладка оборудования и эксплуатация позволили пройти большую школу специали-

стам, которые впоследствии были привлечены к проектированию других объектов постоянного тока.

Уникальный опыт эксплуатации ППТ Волгоград – Донбасс, результаты проведенных на ней исследований позволили спроектировать и разработать оборудование для еще более мощной ППТ Экибастуз – Центр (6000 МВт, ± 750 кВ, 2400 км) и в 1981 – 1984 гг. соорудить ныне действующую Выборгскую выпрямительно-инверторную подстанцию электропередачи Россия – Финляндия, много лет успешно работающую с постоянным наращиванием мощности и объема передаваемой электроэнергии.

Вместе с тем, вызывает сожаление, что за прошедшие десятилетия не удалось в России построить другие электропередачи постоянного тока с характеристиками, подобными параметрам ППТ Волгоград – Донбасс. Выражаем надежду, что опыт создания и эксплуатации ППТ Волгоград – Донбасс будет оценен и востребован современным поколением энергетиков.

НПО ЦКТИ – 75 лет

ЦКТИ был создан в 1927 г., в период реализации плана ГОЭЛРО, по инициативе ведущих ученых нашей страны А. Ф. Иоффе, М. В. Кирпичева, М. А. Шателена и В. Н. Шретера в целях научно-технического обеспечения отечественного энергетического машиностроения и энергетики.

В 1925 г. лаборатория акад. М. В. Кирпичева, ранее входившая в состав ЛПИ (ныне СПбГПУ), влилась в ГФТЛ акад. А. Ф. Иоффе (ныне Физико-технический институт им. А. Ф. Иоффе РАН), а в 1927 г. приказом по ГФТЛ был организован теплотехнический отдел во главе с акад. М. В. Кирпичевым, который заложил основы научного исследования тепловых процессов котлоагрегатов и турбомашин. В этом же году по инициативе М. В. Кирпичева и при активном участии чл.-кор. АН М. А. Шателена на базе лаборатории проф. В. Н. Шретера (Технологический институт) было организовано Бюро теплотехнических испытаний (БЮТИ), положившее начало систематических исследований котлоагрегатов, турбин и теплофизического оборудования в промышленных условиях. Таким образом, теплотехнический отдел ФТИ и БЮТИ стали фундаментом создания в 1927 г. ЦКТИ.

Название института менялось на различных этапах его развития в связи с изменением организации котлотурбинной промышленности СССР: ЛОТИ, НИКТИ, ВИТГЭО и, наконец, ЦКТИ.

Основными направлениями работ ЦКТИ были: создание теории моделирования процессов тепло-

обмена, теории и систем автоматического регулирования, методов расчета циркуляции, исследования внутритоковых процессов, процессов горения, течений с большими скоростями, исследования решеток профилей турбин и турбомашин, вопросы прочности и ресурса энергооборудования и др.

В 1944 г. было создано Московское отделение института, в дальнейшем преобразованное во ВНИИАМ.

В 1945 г. ЦКТИ и его Московское отделение были привлечены к работам в рамках Атомного проекта СССР. Многие из участников этого проекта впоследствии составили "золотой" кадровый фонд атомной отрасли (Г. Н. Кружилин, П. А. Петров, С. Г. Телетов, П. О. Сирый, Л. А. Шубенко-Шубин, М. А. Стырикович, С. С. Кутателадзе, И. Н. Вознесенский, Б. М. Шолкович).

В 1947 г. институту было присвоено имя известного русского теплотехника И. И. Ползунова. В 1960 г. решением Правительства страны ЦКТИ был определен головным институтом в области энергомашиностроения. В 1976 г. решением Правительства на базе ЦКТИ было создано Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования – НПО ЦКТИ. В состав объединения входили Центральный котлотурбинный институт, Опытный завод ЦКТИ, филиалы в Барнауле и Ростове. В 1977 г. за заслуги в области исследований и разработок по созданию нового энергетического обору-

дования НПО ЦКТИ было награждено орденом Октябрьской Революции.

Фундаментальные исследования и разработки, проведенные в НПО ЦКТИ, созданные нормативные методы расчета и проектирования стали основой развития отечественного энергомашиностроения. С участием НПО ЦКТИ были разработаны и освоены: оборудование энергоблоков мощностью 50, 200, 300, 500, 800, 1200 МВт для ТЭС; тепло-механическое оборудование атомных электростанций начиная с промышленных реакторов и первой в мире АЭС до энергоблоков ВВЭР мощностью 210, 365, 440, 1000 МВт, РБМ 1000 и 1500 МВт, БН-350, БН-600, БН-800, БН-1600; газотурбинные установки мощностью до 150 МВт; парогазовые установки по различным схемам (Невинномысская, Молдавская ГРЭС и др.); газотурбинное оборудование для промышленной и коммунальной энергетики.

Значительна роль ЦКТИ в формировании научно-технических кадров отрасли, чему способствует высокий научно-технический потенциал, наличие аспирантуры и специализированных ученых советов. Большинство КБ заводов отрасли создавалось с участием ЦКТИ. Многие ученые и специалисты прошли школы ЦКТИ и стали известными учеными, организаторами и руководителями крупных КБ и предприятий (Л. А. Шубенко-Шубин, П. О. Сирый, А. М. Люлька, Б. М. Шолкович, М. А. Стырикович, С. С. Кутателадзе, М. А. Михеев, И. Н. Вознесенский, Н. Н. Ковалев, А. И. Лурье, Л. М. Качанов, А. А. Гухман, В. В. Померанцев, И. И. Кириллов, К. П. Селезнев и др.).

В настоящее время НПО ЦКТИ продолжает и развивает основные направления работ по созданию и усовершенствованию энергетического оборудования для тепловых, атомных и гидравлических электростанций, промышленной и коммунальной энергетики, энерготехнологических объектов металлургической, химической, нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, целлюлозно-бумажной, газовой и других отраслей промышленности, по вопросам прочности и ресурса. НПО ЦКТИ является базовой организацией по стандартизации, аккредитованной Госстандартом России как Испытательный центр энергооборудования, головной специализированной организацией Госгортехнадзора России по вопросам промышлен-

ной безопасности котлов, сосудов и трубопроводов, анализа и предотвращения техногенных рисков, а также головной организацией по продлению ресурса тепломеханического оборудования Ленинградской АЭС и выполняет аналогичные работы для Курской, Смоленской, Кольской и Билибинской АЭС. В ЦКТИ ведутся разработки по контейнерной тематике в целях надежного транспортирования и хранения отработавшего ядерного топлива.

Ряд работ, выполненных в НПО ЦКТИ, был отмечен Государственными премиями и премиями Правительства (создание пневматической топки, шахтно-мельничной топки, системы автоматического регулирования котельных агрегатов, разработка теплообменного оборудования первых АЭС, создание серии мощных котлов высокого давления, ряда гидротурбин, освоение электростанций, работающих на местном сланцевом топливе, разработка технологии низкотемпературного сжигания шлакующихся углей, разработка систем принудительного охлаждения паровых турбин, средств диагностики ресурса, принципиально новой тепловой схемы повышенной надежности и экономичности и др.).

НПО ЦКТИ сотрудничает со многими предприятиями в России и за рубежом (Швейцария, США, Япония, Германия, Китай, Греция, Финляндия, Франция, Македония, Болгария, Чехия, Литва и др.); с внешнеторговыми организациями России, участвуя в выполнении заказов по поставкам энергомашиностроительного оборудования на экспорт для электростанций Китая, Индии, Ирана.

НПО ЦКТИ имеет традиционные связи с рядом ведущих министерств России, включая Минпромнауки, Минатом, Минэнерго, Минимущество, с ГП «Росэнергоатом», РАО «ЕЭС России», РАО «Газпром», с заводами отрасли, поддерживают творческие контакты с учеными и специалистами учебных и отраслевых институтов, предприятий и организаций. Ученые и специалисты НПО ЦКТИ успешно сотрудничают с научными организациями РАН (в области физико-технических проблем энергетики, проблем машиностроения, механики и процессов управления), СПб НЦ РАН, техническими комитетами и научными обществами, Ядерным обществом России, Американским обществом инженеров-механиков (ASME) и др.

ХРОНИКА

Международная специализированная выставка “ЭлектроТехноЭкспо-2002”

С 30 по 2 ноября 2002 г. в Москве на ВВЦ проходила специализированная выставка “ЭлектроТехноЭкспо-2002”, организованная ООО “Майер Джей Экспо”, Торгово-промышленной палатой РФ и Международным научно-техническим обществом приборостроителей и метрологов при поддержке Министерства промышленности, науки и технологий РФ, Министерства экономического развития и науки РФ, Международной академии электротехнических наук, Международной энергетической академии, Международной конфедерации по изобретениям, Российской академии электротехнических наук, АО Стандартэлектро.

С приветствиями в адрес выставки “ЭлектроТехноЭкспо-2002” выступили: министр промышленности, науки и технологий РФ И. И. Клебанов, президент Торгово-промышленной палаты РФ Е. М. Примаков, заместитель министра экономического развития и торговли РФ Ю. Н. Жданов, президент Международной академии электротехнических наук В. А. Альтов и другие руководители и представители деловых кругов.

Выставка “ЭлектроТехноЭкспо-2002” объединила ряд тесно взаимосвязанных отраслей индустрии: электротехнику, электронику, энергетику, современные технологии измерения, контроль и автоматизацию. Более 250 экспонентов из 15 стран мира приняли участие в выставке.

Вот некоторые из большого числа российских и зарубежных предприятий и организаций, принявших участие в выставке. Объединение “Инвар” (Москва) экспонировало электротехническое оборудование для трансформаторных подстанций входящих в объединение предприятий: “МТЗ-трансформаторы”, “Бирз-трансформаторы”, “ММЗ-21”, “ТНВ-Лопаково”, “Инвар-Элтранс”, “Элкаб-Сервис”. ООО “Электриком” (Москва) представило продукцию компаний Terasaki (Япония) – автоматические выключатели, система контроля электрической сети, контакторы и тепловые реле, автоматические выключатели защиты и другие устройства. Кемеровский электромашиностроительный завод (г. Кемерово) показал пускатели, предназначенные для пуска и останова, а также для реверсирования асинхронных электродвигателей, защиты от токов КЗ и перегрузки по току. Группа компаний “Политех-Электромаш” (Москва) обеспечивает продвижение на отечественный рынок различной электротехнической продукции, а также собственных разработок, в том числе оборудования для измельчения и переработки пластмасс, резины, других промышленных и бытовых отходов. Бесланский электромеханический завод (Республика Северная Осетия – Алания) представил свою продукцию – комплектные трансформаторные подстанции, высоковольтные разъединители, низковольтные и высоковольтные металлоконструкции различного исполнения. Волгоградский электромеханический завод продемонстрировал бурильно-крановое оборудование, предназначенное для строительства линий электропередачи до 10 кВ, а ЗАО “ВТК Энерго” (г. Киров) – энергосберегающее оборудование, электромагнитные теплосчетчики, автоматизированные тепловые пункты. Торговый дом “Завод крупных электрических машин” (С.-Петербург) представил новую продукцию – синхронные электродвигатели 19 габаритов, асинхронные электрические машины и др. Кашинский завод электроап-

паратуры (г. Кашина Тверской обл.) показал разнообразную низковольтную аппаратуру – электромагнитные пускатели, реле токовые тепловые, предохранители, переключатели и многое другое.

Кроме всевозможного электротехнического оборудования, на выставке были представлены фирмы, разработчики и производители различных материалов, например, ФГПУ “НИИ Электронные материалы” (г. Владикавказ) продемонстрировало разработанные им новые полимерные материалы для электротехнической, электронной и других отраслей промышленности.

На выставке “ЭлектроТехноЭкспо-2002” работали два салона “Мера” и “Электроника”, которые были представлены многими фирмами и предприятиями – разработчиками и производителями измерительной техники и электроники.

В рамках выставки проходил симпозиум “Электроэнергетика XXI века”. Открыл симпозиум академик РАН К. С. Демирчан. С докладом о роли газовых турбин в энергетике России в ближайшем десятилетии выступил зам. академика-секретаря Отделения энергетики, машиностроения, механики и процессов управления РАН, академик РАН О. Н. Фаворский. О достижениях на стыке электротехники и информатики – информационно-электрических сетях – сделал доклад академик-секретарь Академии электротехнических наук, вице-президент АО “Системы Телеком” А. С. Голубков. Были представлены также доклады о применении сверхпроводников (президент МЭАН В. А. Альтов), о состоянии и перспективах развития малой нетрадиционной энергетики (президент Корпорации ЕЭЭК А. Ф. Дьяков), о развитии высоковольтного электротехнического оборудования (зам. директора ВЭИ В. Д. Ковалев) и другие.

В рамках симпозиума были проведены две конференции салонов “Мера” и “Электроника”, а также круглые столы, где обсуждались вопросы работы систем телемеханики и АСКУЭ на энергетических объектах, инвестирование и научно-техническое сотрудничество в области электроники и телекоммуникаций, новые разработки высоковольтной аппаратуры.

По итогам выставки состоялось награждение ее участников. Лауреатами выставки “ЭлектроТехноЭкспо-2002” за разработку высоких технологий XXI века стали: оптический измеритель скорости и длины длинномерных материалов – ЛИС (разработчик – НИИТЕПЛОПРИБОР); близкопольный сканирующий зондовый микроскоп (компания НТ-МДТ); ВТСП электродвигатель мощностью 100 кВт (разработчик – МАИ). За вклад в развитие отечественной науки и промышленности Почетными дипломами выставки награждены 96 предприятий, фирм, НИИ и организаций.

В целом выставка, симпозиум, салоны и круглые столы прошли с большим успехом и пользовались популярностью.

Оргкомитет объявил о проведении с 9 по 22 ноября 2003 г. выставки “ЭлектроТехноЭкспо-2003”, которая расширит тематику и будет еще более интересна для энергетиков. До встречи на выставке “ЭлектроТехноЭкспо-2003”!

Белосельский Б. С.

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Успехи и проблемы энергетиков США в области экологии

Котлер В. Р., канд. техн. наук

ВТИ

В течение последнего десятилетия энергетики США добились значительных успехов в деле защиты атмосферы от вредных выбросов как за счет совершенствования технологических методов, так и за счет более эффективной очистки дымовых газов. Внедрение этих методов позволило значительно снизить выбросы от котлов, ГТУ и двигателей внутреннего сгорания. По сведениям, полученным в Агентстве по защите окружающей среды (EPA), суммарное загрязнение атмосферы по шести основным компонентам (SO_2 , NO_x , твердые частицы, СО, озон и свинец) за период с 1970 по 2000 г. снизилось на 29% [1].

Что касается тепловых электростанций, то здесь наиболее успешно решались вопросы сокращения основных выбросов пылеугольных котлов: сернистого ангидрида и твердых частиц. За тридцатилетний период удельные выбросы SO_2 удалось снизить на 70%, а выбросы твердых частиц – на 94%. Реализуя требования Закона о чистом воздухе (Clean Air Act), владельцы угольных электростанций уменьшили удельные выбросы SO_2 в среднем с 1,89 до 0,43 г/МДж.

Снижение выбросов твердых частиц было достигнуто за счет замены устаревших электрофильтров более совершенными или тканевыми фильтрами, которые способны очистить дымовые газы до уровня, значительно ниже допустимой концентрации (0,0129 г/МДж).

Для снижения выбросов NO_x , в первую очередь, используют технологические методы, состоящие в изменении топочного процесса. В этой области новым достижением можно считать метод, разработанный специалистами Mobotec USA (г. Orinda, штат Калифорния). Этот метод, названный Rotating Opposed Fire Air (ROFA), впервые был внедрен на двух ТЭС: Armstrong (угольный котел 50-х годов) и Vermillion (газовый котел также 50-х годов). Метод ROFA улучшает процесс горения созданием в верхней части топки области повышенной турбулентности за счет высокоскоростных струй воздуха, подаваемых в топку через асимметрично размещенные сопла на топочных экранах. Использование этого метода снизило выбросы NO_x на первом котле на 75%, а на втором – на 50%. В настоящее время он уже внедрен на 17 котлах в Швеции и на угольной ТЭС Cape Fear (г. Raleigh, штат Северная Каролина, США).

И все же чаще всего для достижения норм по выбросам NO_x в США применяются малотоксичные горелки в сочетании с двухступенчатым сжиганием. На газомазутных котлах такое сочетание снижает выбросы NO_x на 70%. Для угольных котлов с тангенциальными топками, работающих на длиннопламенных (полубитуминозных) углях из бассейна Powder River, конструкторы фирмы Alstom Power (г. Windsor, штат Кон-

нектикут) разработали малотоксичные горелки. Такие горелки внедрены уже на 35 энергоблоках, суммарная мощность составляет 15 000 МВт. Единичная мощность отдельных блоков составляет от 150 до 700 МВт, их котлы имеют как одноквадратные, так и двухквадратные топки с разделительным экраном. Наилучшие результаты после внедрения малотоксичных горелок фирмы Alstom Power в сочетании с двухступенчатым сжиганием были получены на ТЭС Labadie: удельные выбросы NO_x на блоках № 2, 3 и 4 снизились до 0,0516 г/МДж, а на блоке № 1 – даже до 0,0473 г/МДж (при номинальной нагрузке блоков). Эти удельные выбросы соответствуют концентрациям 150 – 130 мг/м³ (в пересчете на NO_2 при нормальных условиях и $\alpha = 1,4$).

Для котлов, сжигающих каменные (битуминозные) угли с использованием вихревых горелок, больше подходят малотоксичные горелки фирмы Babcock & Wilcox (B&W), которыми уже оснащены энергоблоки суммарной мощностью около 100 000 МВт. Наиболее эффективны малотоксичные горелки третьего поколения, получившие название DRB-4Z [2]. При установке этих горелок (рис. 1) на четырех котлах, сжигающих каменные угли восточных месторождений, снизились выбросы NO_x на 70% (в сочетании с двухступенчатым сжиганием). А при использовании полубитуминозного угля Power River на блоке мощностью 675 МВт только за счет применения горелок DRB-4Z без двухступенчатого сжигания были получены удельные выбросы NO_x менее 0,073 г/МДж (т.е. примерно 200 мг/м³ в пересчете на NO_2 при $\alpha = 1,4$).

И все же есть случаи, когда технологические методы не позволяют до конца решить проблему выбросов оксидов азота. Малотоксичные горелки нельзя применить, например, на котлах с циклонными предтопками. Иногда использование малотоксичных горелок приводит к чрезмерному увеличению горючих в уносе. Это не только снижает КПД котла, но и превращает золу уноса из товарного продукта в отходы, складирование которых обходится слишком дорого. Кроме того, технологические методы подавления NO_x вряд ли смогут обеспечить требуемую на пылеугольных котлах в летнее время для ТЭС двух Северо-Восточных штатов США и округа Колумбия концентрацию NO_x примерно 190 мг/м³ [3].

Во всех этих случаях для борьбы с выбросами оксидов азота приходится идти на установку реакторов SCR (селективного каталитического восстановления). Например, котлы угольных блоков № 3, 4 ТЭС Chesapeake Energy Center энергокомпании Dominion Generation оснащаются фирмой B&W системами SCR. Строительство установок идет полным ходом и весной

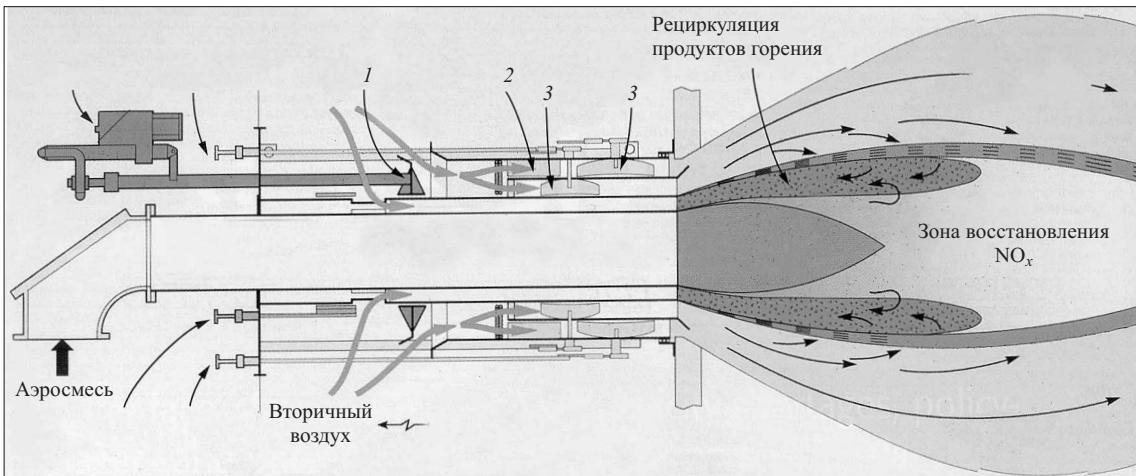


Рис. 1. Вихревая пылеугольная горелка типа DRB-4Z – малотоксичная горелка фирмы B&W третьего поколения:

1 – воздушный шибер скользящего типа; 2 – неподвижные лопатки; 3 – поворотные лопатки

2004 г. на этих блоках выбросы NO_x в атмосферу будут снижены, как ожидается, на 90%.

Другим примером может служить ТЭС AES Cayuga, расположенная в штате Нью-Йорк (этот штат входит в число упомянутых ранее 22 Северо-Восточных штатов США). Раньше эта электростанция называлась Milliken и была хорошо известна, так как на одном из угольных блоков этой ТЭС мощностью 160 МВт, работающем с 1955 г., в 90-х годах был внедрен ряд новейших природоохранных мероприятий [4]: при реконструкции на его котле были установлены малотоксичные горелки, новые мельницы, новая система автоматического регулирования, более мощные дымососы и мокрые скруббера для снижения выбросов SO_2 (котел работает на восточном битуминозном угле с содержанием серы 2,4%).

Новые требования по выбросам NO_x заставили AES Cayuga совместно с фирмой Foster Wheeler принять решение об установке на блоке № 1 реакторов SCR. Предполагается, что катализатор будет работать без замены 24 тыс. ч, а концентрация аммиака (проскок) в уходящих газах не превысит 2 ppm (по объему в сухой массе дымовых газов).

Кстати, проскок аммиака для многих ТЭС может оказаться тем препятствием, которое ограничит возможность установки SCR: в штате Калифорния, например, допустимая концентрация NH_3 в дымовых газах составляет 5 ppm при $\text{O}_2 = 15\%$ (т.е. 2 ppm при стандартном для котлов избытке воздуха $\alpha = 1,4$); в штате Массачусетс – 2 ppm, а в некоторых штатах Новой Англии требуются даже “нулевые выбросы” NH_3 .

Успешная борьба с загрязнением атмосферы стоила американской экономике недешево: за последние 25 лет капитальные затраты энергетиков на природоохранные мероприятия составили 40 млрд. дол. (оснащение котлов тканевыми фильтрами, сооружение систем сероочистки, установки селективного каталитического восстановления и др.). Приблизительные подсчеты показывают, что мероприятия по снижению выбросов твердых частиц увеличили стоимость электроэнергии на 2%, установка сероочисток – на 10%, а оснащение котлов реакторами SCR – на 6% [1].

По мере совершенствования различных технологий стоимость внедрения природоохранных установок постепенно снижается. Особенно заметно это на примере сероочисток: в наши дни затраты на оснащение котлов мокроизвестковой сероочисткой снизились на 75% по сравнению с ценами двадцатипятилетней давности. Уменьшаются также и расходы на ремонт и эксплуатацию сероочистных устройств.

Однако перечисленные достижения не означают, что проблема загрязнения атмосферы для энергетиков уже решена. Во-первых, продолжается работа по выполнению требований второго этапа дополнения 1990 г. к Закону о чистом воздухе (СААА). Во-вторых, появились новые требования по ограничению выбросов частиц размером менее 2,5 мкм (так называемое, требование PM2,5) и требования относительно выбросов ртути. Кроме того, приходится решать и весьма дискуссионную проблему загрязнения атмосферы тепличным газом CO_2 .

Надежды энергетиков связаны с разработкой новых аппаратов, рассчитанных на одновременную очистку дымовых газов от нескольких загрязнителей, в том числе и от ртути. Ожидается, что реализовать новые технологии можно будет применением малозатратной реконструкции существующих мокрых или сухих установок, которые пока что очищают дымовые газы только от SO_2 . В настоящее время эффективность сероочистки достигает 98%, а самые крупные модули рассчитаны на блоки мощностью до 600 МВт.

В декабре 2000 г. EPA объявило о подготовке законодательного ограничения по выбросам ртути. Ожидается, что предложения по этому закону будут опубликованы в конце 2003 г., а в 2004 г. закон будет утвержден соответствующими инстанциями. Требования этого закона должны быть выполнены не позже 2007 г. Некоторые штаты, как ожидается, примут собственные нормы по допустимым выбросам ртути.

По предварительным оценкам общегосударственный Закон потребует снижения выбросов ртути котлами угольных ТЭС на 90%. Добиться такого снижения можно при разработке новых технологий в четырех областях:

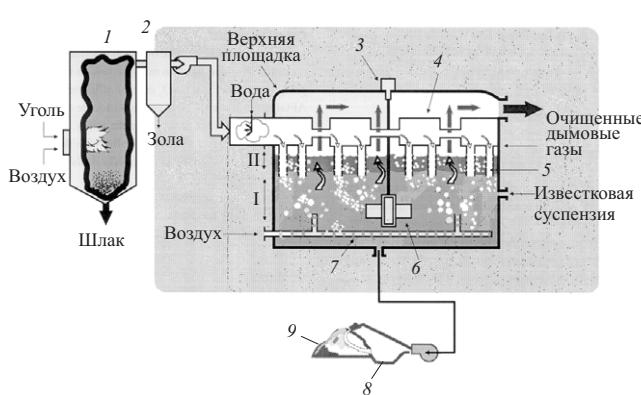


Рис. 2. Схема демонстрационной установки комплексной очистки дымовых газов СТ-121 на блоке № 1 ТЭС Yates:

1 – котел; 2 – дымосос; 3 – привод; 4 – стояк; 5 – разбрзгивающая труба; 6 – мешалка; 7 – воздушный барботер; 8 – пруд-отстойник; 9 – штабель гипса; I – зона реагирования; II – зона барботажных струй

физическая очистка угля до поступления в котел;
перевод ртути в твердую фазу в продуктах сгорания угля;

адсорбция ртути на поверхности таких материалов, как активированный уголь;

перевод ртути в раствор, который затем может быть удален в скрубберах сероочистки.

Простой и достаточно эффективной считается поставка активированного угля в дымовые газы перед электрофильтром или перед тканевым фильтром. В конце 90-х годов на многих установках при сжигании твердых бытовых отходов уже использовался метод вдувания в продукты сгорания смеси углерода с известком. В большой энергетике этот метод был проверен на ТЭС Pleasant Prairie мощностью 1230 МВт (г. Milwaukee, штат Висконсин). Однако предварительные результаты показали, что при выбранном количестве инжектируемого реагента эффективность метода составляла 50–60%, что ниже ожидаемого значения.

Перспективным для снижения выбросов ртути считается также использование существующих мокроизвестковых сероочисток. Специалисты фирмы Burns & Mc Donnel Engineer (г. Канзас-Сити) считают, что при сжигании битуминозных углей и наличии перед сероочисткой тканевого фильтра в мокрых скрубберах может быть уловлено до 90% ртути, что и требуется по ожидаемому законодательству. Если котел работает на битуминозном угле, но оборудован сухой сероочисткой, то и в этом случае можно добиться улавливания в ней 90% ртути, так как в сухих системах происходит адсорбция ртути на горючих, содержащихся в золе уноса.

В январе 2002 г. компания PSEG Power (г. Ньюарк, штат Нью-Джерси) приступила к выполнению программы общей стоимостью 300 млн. дол. В соответствии с ней на двух угольных электростанциях (Hudson и Mercer) предполагается установить как сухую сероочистку, так и реакторы селективного каталитического восстановления NO_x (SCR). Одна из целей этой программы состоит в 90%-ном снижении выбросов ртути.

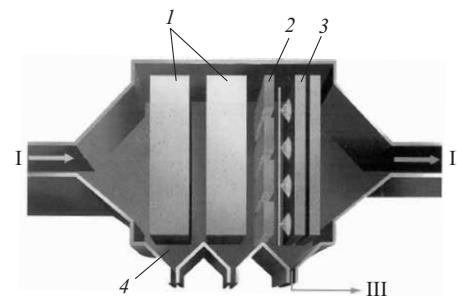


Рис. 3. Опытно-промышленная установка электрокатализического окисления, проверенная фирмой Powerspan Corp. на ТЭС R E Burger:

I – секции обычного электрофильтра; 2 – подача газа; 3 – секция мокрого электрофильтра; 4 – корпус существующего электрофильтра; I – вход дымовых газов; II – к дымовой трубе; III – к системе регенерации побочного продукта из мокрого электрофильтра

Основываясь на опыте немецких энергетиков, некоторые специалисты считают, что ртуть будет окисляться при прохождении дымовых газов через слои катализатора, и это существенно облегчит ее улавливание. Однако другие специалисты настроены скептически: они считают, что в продуктах сгорания многих углей США с низким содержанием хлора (в том числе и полубитуминозных углей из бассейна Powder River) окислительный процесс будет ограничиваться.

Надежды энергетиков на улавливание из дымовых газов ртути и мельчайших частиц ($\text{PM}_{2.5}$) связаны с еще одной технологией, разработанной в Японии для сероочистки (Chiyoda Thorougbred 121, СТ-121) и получившей распространение в США в последние годы. Лицензию на эту технологию приобрела американская энергостроительная компания Black & Veatch Corp. (г. Канзас-Сити). В отличие от традиционных сероочисток с использованием скрубберов, в которых известняковая эмульсия разбрзгивается в потоке дымовых газов, метод СТ-121 предполагает диспергирование дымовых газов в эмульсию при помощи труб-барботеров в предложенном фирмой Chiyoda струйно-пузырьковом реакторе JBR (рис. 2). При использовании доступного и недорогого известняка метод СТ-121 обеспечивает более эффективное улавливание SO_2 при меньшем на 10–15% расходе энергии на собственные нужды по сравнению с традиционными скрубберами. Промышленная демонстрация метода СТ-121 была начата в октябре 1992 г. и продолжалась до декабря 1994 г. [4]. Успешные результаты этих испытаний, проведенных на ТЭС Yates, привели к тому, что метод СТ-121 в настоящее время внедрен уже на 30 блоках суммарной мощностью 11 000 МВт.

По оценке специалистов Black & Veatch эффективность метода СТ-121 по улавливанию SO_2 достигает 99%, а это подразумевает более высокое улавливание ртути по сравнению с традиционными сероочистками. Кроме того, этот метод обеспечивает значительно более эффективное улавливание сверхмелких частиц (менее 1 мкм): вместо 50% у обычных скрубберов здесь улавливается от 60 до 90% таких частиц. В опытах на ТЭС Yates с отключенным электрофильтром было показано, что общая эффективность реактора JBR по твердым частицам составляет 99,1%; при запыленно-

стии дымовых газов перед JBR на уровне 2,1 – 2,5 г/МДж за реактором запыленность снижалась до 0,018 – 0,024 г/МДж.

На этой же ТЭС были проведены расчеты и измерения содержания ртути в дымовых газах. При нагрузке блока 100 МВт оказалось, что в реакторе JBR улавливается 43% ртути. Специалисты Bkack & Veatch считают, что в реакторе SCR одновременно с восстановлением NO можно ожидать 35%-ного окисления ртути. Это значит, что в тех схемах очистки дымовых газов, в которых сероочистка располагается после установки SCR, улавливание ртути в реакторе JBR будет значительно выше 43%.

Одной из наиболее перспективных технологий одновременного улавливания нескольких загрязнителей считается электрокаталитическое окисление (ECO). Этот метод был разработан в корпорации Powerspan (г. Durham, штат Северная Каролина) и представляет собой комплексную систему очистки дымовых газов, состоящую из трех компонентов:

газовый реактор, в котором происходит окисление загрязнителей;

мокрый электрофильтр с конденсацией, в котором улавливаются кислотный туман и другие мельчайшие частицы;

утилизатор побочных продуктов, в котором обрабатываются стоки из мокрого электрофильтра.

До поступления в систему ECO дымовые газы проходят через секции обычного (сухого) электрофильтра для улавливания основной массы грубых золовых частиц (рис. 3). Проверка технологии была осуществлена на ТЭС R E Burger (г. Akron, штат Огайо) при сжига-

нии высокосернистого битуминозного угля восточных месторождений. Установка была смонтирована на газовом байпасе блока мощностью 150 МВт, причем объем дымовых газов соответствовал мощности 2 МВт.

При оценке результатов работы пилотной установки независимой организацией (Air Compliance Testing Inc., Кливленд, штат Огайо), использующей утвержденный EPA Метод 29, оказалось, что технология ECO снизила содержание PM_{2,5} на 96,6%, а концентрация ртути в дымовых газах уменьшилась до такого уровня, который оказался ниже возможностей измерительных приборов (т.е. ниже 1,2 мкг на 1 м³ сухих дымовых газов). Таким образом, технология, разработанная для максимально возможного снижения выбросов NO_x, может стать эффективным средством очистки дымовых газов от ртути и частиц размером менее 2,5 мкм.

В настоящее время Powerspan вместе с компанией First Energy разрабатывают промышленно-демонстрационную установку ECO на мощность 50 МВт. Эта установка, как ожидается, будет смонтирована и сдана в эксплуатацию в начале 2003 г. на той же электростанции R E Burger.

Список литературы

1. Swankamp R. Emission-control technologies continue to clear the air. – Power, may / june 2002, № 3, vol. 146.
2. Wood J. F. Got coal ? – Power, march / april 2001, № 2, vol. 145.
3. Комлер В. Р. Результаты внедрения различных методов давления оксидов азота на ТЭС США. – Энергетик, 2002, № 4.
4. Clean Coal Technology Demonstration Program. Program Update. April 2000, US DOE, Washington, DC.

Использование изолированных проводов на ВЛ распределительной сети

Файбисович Д. Л., инж.

Энергосетьпроект

Как известно, надежность электроснабжения небольших по нагрузке потребителей, питающихся по ВЛ, в значительной мере определяется надежной работой ВЛ среднего напряжения (6 – 10 – 20 кВ). К таким абонентам относятся, прежде всего, потребители в сельской местности. Обычное средство повышения надежности электроснабжения таких потребителей – сокращение длины отдельной ВЛ, однако такое решение определяет необходимость более частой установки питающих подстанций. Область использования такого технического решения ограничена экономическими соотношениями.

Новым, весьма перспективным решением повышения надежности работы ВЛ является отказ от традиционно применяемых голых проводов и использование на ВЛ среднего напряжения изолированных проводов (ИП).

Среди европейских энергокомпаний первенство в использовании ИП принадлежит Финляндии, где подобные ВЛ получили распространение начиная с 70-х

годов. Использование ИП обеспечило надежную работу ВЛ, что особенно проявилось в плохих погодных условиях. Так, по данным эксплуатационных организаций Финляндии надежность работы ВЛ с ИП повысилась в 5 раз по сравнению с использованием на ВЛ голого провода. Другим преимуществом ВЛ с ИП явилось наиболее полное удовлетворение экологическим требованиям в течение всего срока эксплуатации.

Энергокомпании Швеции и Норвегии сразу же оценили преимущества ВЛ с ИП и полностью перешли к строительству таких ВЛ. В течение весьма короткого промежутка времени ВЛ с ИП распространились в других странах Европы, а также в США, Австралии и Японии.

Энергокомпании Словении начали строительство ВЛ с ИП по финской технологии, начиная с 1993 г. В 2000 г. эксплуатационными организациями Словении было проведено обобщение опыта строительства и эксплуатации подобных ВЛ. Важным выводом проведен-

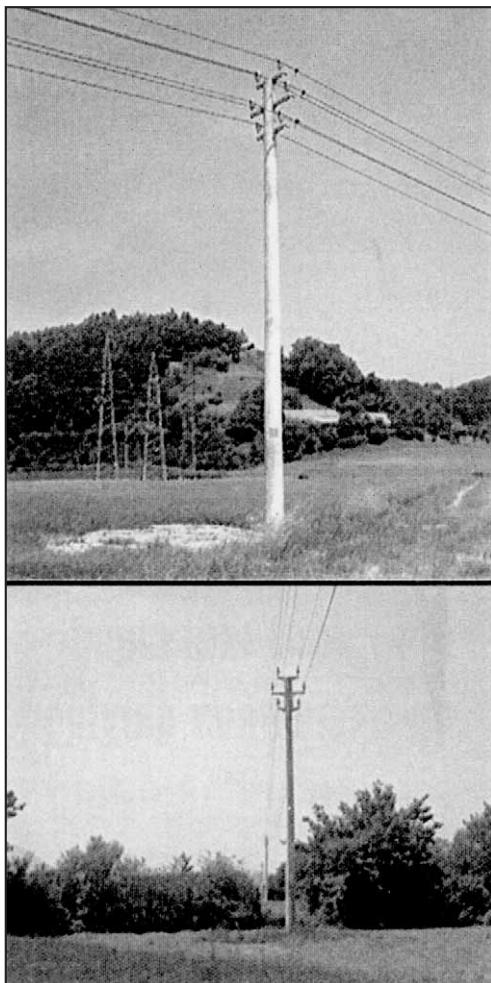


Рис. 1. Общий вид ВЛ с изолированными проводами

ного обобщения явилось установление факта работы без повреждений, несмотря на то, что в рассматриваемый период было несколько суровых зим.

Хотя относительное число ВЛ с ИП невелико, их опыт эксплуатации показал надежную работу в условиях падения на провода деревьев, а также при интенсивном выпадении снега и при гололеде. Статистические данные показывают, что при одном из самых частых повреждений – падении дерева на провода – из 25 случаев только 7 вызвали отключение ВЛ. Общий уровень повреждений ВЛ с ИП существенно ниже, чем при использовании голых проводов. Соответствующие коли-

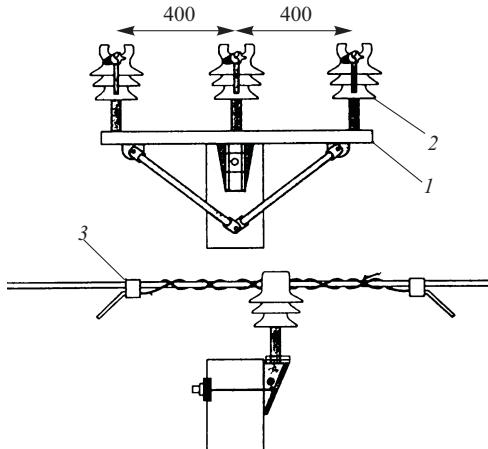


Рис. 2. Конструкция траверсы:

1 – горизонтальная траверса; 2 – изолятор; 3 – устройство защиты от электрической дуги

чественные показатели снизились с 4,5 до 0,9 повреждений на 100 км в год. Все это позволило включить ВЛ с ИП в стандарт для всех новых ВЛ, сооружаемых в Словении.

Если первые ВЛ с ИП были выполнены на номинальное напряжение 10 кВ, то уже через год после завершения первых ВЛ были начаты работы по строительству ВЛ на напряжение 20 кВ. В первые годы строительство ВЛ с ИП было полностью ориентировано на использование финской технологии и импорт материалов и оборудования от финских производителей (фирма ЭНСТО). Для последующих ВЛ применялись технические решения Миланского электротехнического института. В последние 7 лет энергокомпании Словении осуществляли строительство 400 ВЛ с ИП, имеющих общую протяженность 864 км, в том числе 35% были выполнены с использованием финской технологии. Следует отметить, что последние годы часть оборудования и материалов для строительства поставляется фирмами Словении.

Статистические данные по развитию распределительной сети 10 – 20 кВ по состоянию на 2000 г. и доля ВЛ с ИП приведены в таблице.

Воздушные линии с ИП строятся на традиционных деревянных и железобетонных опорах (рис. 1). Железобетонные опоры используются в качестве концевых

Район страны	Кабельные линии, км	ВЛ с проводами, км		Доля ВЛ с ИП, %
		голыми	изолированными	
Селедже	410	2631	172	6,54
Гореняска	405	705	157	22,27
Любляна	1126	2669	389	14,57
Марибор	545	2913	8	0,27
Приморская часть	466	2399	138	5,75
Всего	2952	11 317	864	7,63

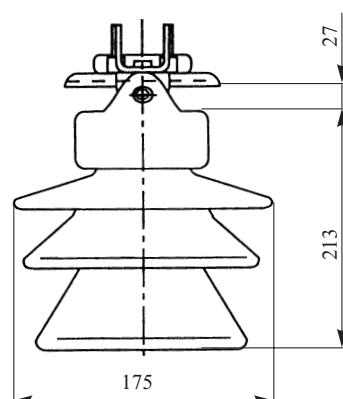


Рис. 3. Штыревой изолятор

и ответвительных. Конструкция траверсы показана на [рис. 2](#). Токоведущая часть выполнена из алюминиевых сплавов, на первом этапе использовались сечения 35 и 70 мм². В 2000 г. была введена ВЛ с ИП сечением провода 95 мм². Ведутся работы по использованию провода сечением 150 мм². Для крепления и изоляции провода применяются изоляторы штыревого типа специальной конструкции ([рис. 3](#)).

Опыт монтажа и эксплуатации показал, что стеклянные изоляторы оказались весьма уязвимы и имели большой процент отбраковки.

На первых ВЛ с ИП междуфазное расстояние принималось 700 мм, в последние годы междуфазное расстояние принимается 400 – 600 мм. Защита от перенапряжений выполнена соответствующим устройством, в основе которого лежит искровой промежуток.

Transmission and Distribution, 2002, февраль

По страницам зарубежных журналов

Ветроэнергетика Германии в 2000 г. выросла на 1668 МВт (37,5%) и достигла общей мощности 6113 МВт. При нормальных погодных условиях 9375 ветроустановок могут произвести 11,5 млрд. кВт·ч электроэнергии. (*Bulletin SEV/VSE, 2001, № 10*)

Гелиостанция с солнечным парусом из фотоприемников предлагается учеными NASA (США). Станция должна находиться на геостационарной орбите, передача энергии на Землю осуществляется микроволнами. Такому гигантскому фотоприемнику не мешают облака, пыль и смена цикла “день – ночь”, благодаря этому его КПД будет в 8 раз выше, чем для установленного на Земле. (*Bulletin SEV/VSE, 2001, № 10*)

Методика оценки стоимости взаимных услуг для энергосистем предложена Рабочей группой СИГРЭ. К таким услугам относятся регулирование частоты, напряжения и мощности, поддержание устойчивости системы, предотвращение перегрузок ВЛ, послеаварийное восстановление системы, режим резерва. (*Electra, 2001, June, № 196*)

После объединения в 2001 г. электрических сетей Египта, Иордании и Сирии ВЛ 220, 400 и 500 кВ, включая подводный кабель через залив El-Akaba, межконтинентальная связь Африки и Азии стала реальностью. Планируемое объединение этих сетей с Европой включает межгосударственные связи от Турции до Испании с помощью ВЛ 225 – 750 кВ и линий постоянного тока. (*Electra, 2001, August, № 197*)

Повышение передающей способности может быть достигнуто для ВЛ при непрерывном контроле их состояния, включающем определение предельной нагрузки в динамике, оценку метеоусловий, измерения натяжения проводов. В США Институтом EPRI и другими организациями разработана система DTGR для контроля и расчета пропускной способности ВЛ в реальном времени. (*Electra, 2001, August, № 197*)

Система Superdry непрерывной сушки масла в трансформаторе применяется энергокомпанией PG&E (США). Циркуляция масла через четыре фильтра 0,5 мкм позволяет осушить общий его объем до абсолютной влажности $10 \cdot 10^{-6}$. Применяемая в Европе система CIC PuriDryer (Karberg&Hennemann), кроме фильтров использует устройство для вымораживания влаги. (*Elektrizitätswirtschaft, 2002, № 8*)

В Дармштадте (ФРГ) на заседании, посвященном 15-летию открытия высокотемпературных сверхпроводников, был приведен прогноз развития их применения. Считается, что к 2008 г. будут разработаны основ-

ные типы устройств для энергетики, внедрение на рынок начнется с 2005 г., к 2010 г. объем производства достигнет уровня 600 млн. дол., а к 2020 г. – 3 млрд. дол. (*Elektrizitätswirtschaft, 2001, № 7*)

Топливный элемент мощностью 120 кВт с полимерной протонообменной мемброй введен в работу в лаборатории компании Siemens. (*Elektrizitätswirtschaft, 2001, № 7*)

В Албании вырабатывается 5067 ГВт·ч электроэнергии на трех ГЭС мощностью 500, 600 и 100 МВт. Общая мощность электростанций в стране – 1640 МВт. (*Elektrizitätswirtschaft, 2001, № 12*)

Специалисты компаний Energie Zentrum и NEG Micon установили, что мертвые насекомые снижают мощность ветроустановки. Слой погибших насекомых на лопастях ветроустановки может снизить ее мощность наполовину. (*Elektrizitätswirtschaft, 2001, № 14 – 15*)

75 лет исполнилось первому переключателю напряжения трансформаторов под нагрузкой, выпущенному компанией Maschinenfabrik Reinhausen GmbH (Германия). Выключатель типа D, выполненный по первому патенту (1951 г.), имел высоту 4 м. Самый последний патент (2001 г.) выдан на переключатель типа Vacutap R. (*Elektrizitätswirtschaft, 2001, № 16*)

Компактные трансформаторы типа Slim специально для ветроустановок разработаны компанией Pauwels International. Трансформаторы имеют изоляцию повышенной нагревостойкости Nomex и заполнены силиконовой жидкостью. Трансформатор 2 МВ·А имеет размеры 2210x770x2200 мм и массу 4500 кг. (*Elektrizitätswirtschaft, 2001, № 16*)

Для диагностики состояния изоляции трансформаторов компания Programma Electric AB выпускает прибор типа IDA 200, измеряющий tg δ на многих частотах и определяющий разницу между старением масла и целлюлозы. (*Transmission & Distribution World, 2001, № 7*)

Шесть крупных рек на северо-западе Канады перегораживаются плотинами ГЭС. Проект стоит около 600 млн. дол. и будет окупаться экспортом электроэнергии в южную Канаду и США. (*Power Engineering International, 2001, № 8*)

Кабельная линия Basslink прокладывается через пролив между Тасманией и штатом Виктория (Австралия). Длина линии 280 км, передаваемая мощность 600 МВт, напряжение 300 кВ. Исполнители – компании Siemens, Pirelli и Sumitomo. (*Power Engineering International, 2001, № 9*)

Евгения Давыдовна Вилянская (К 80-летию со дня рождения)

Исполнилось 80 лет Евгении Давыдовне Вилянской – известному химику-энергетику, ведущему специалисту в области энергетических масел, доктору химических наук.

Евгения Давыдовна, окончив в 1945 г. МГУ им. М. В. Ломоносова по специальности органическая химия, сначала работала в Институте органической химии, а с 1950 г. – в ВТИ им. Ф. Э. Дзержинского.

Глубоко изучив процессы окислительного старения нефтяных турбинных масел, Е. Д. Вилянская предложила механизм действия и классификацию антиокислительных присадок, на основе которых была определена группа наиболее эффективных. Евгения Давыдовна принимала активное участие во внедрении этих присадок, что существенно улучшило качество масел и работу энергетического оборудования.

Под руководством К. И. Иванова и Е. Д. Вилянской и с ее непосредственным участием в конце 50-х годов в нефтяной лаборатории была начата разработка огнестойких турбинных масел. Было создано и внедлено на электростанциях несколько марок огнестойких масел, одна из которых – ОМТИ (огнестойкое масло Технологического института) – получила мировое признание.

Впервые в мировой практике на огнестойкие масла были переведены и в настоящее время успешно эксплуатируются на ТЭС и АЭС не только системы регулирования, но и системы смазки крупных паровых турбин производства АО ЛМЗ. Эти масла работают более чем в 150 турбоагрегатах электростанций России, СНГ, а также Аргентины, Польши, Югославии, Германии, Греции, Ирана и Финляндии.

В 1998 г. работе “Повышение пожарной безопасности тепловых и атомных электростанций



путем замены горючих нефтяных масел огнестойкими жидкостями” была присуждена премия Совета Министров СССР в области науки и техники.

Научные интересы Евгении Давыдовны не ограничивались только исследованием турбинных масел. Для снижения сил трения и нормализации тепловых расширений турбин под ее руководством были разработаны пасты ВТИ-ЛМЗ и АФП-90, обладающие высокими антифрикционными и антикоррозионными свойствами, полирующим действием и устойчивостью к окислению, не образующие при старении смелообразных продуктов. Эти пасты широко внедрены на ряде электростанций.

Под руководством Евгении Давыдовны также были начаты работы по созданию твердосмазочных покрытий, наносимых на баббитовый слой подшипников скольжения для уменьшения трения и предотвращения выплавления баббита даже в условиях скудной смазки.

Евгения Давыдовна – автор и соавтор 85 научных трудов и 2 монографий.

Работы, проводимые под ее научным руководством, защищены 27 авторскими свидетельствами и 7 патентами, отмечены золотыми, серебряными и бронзовыми медалями ВДНХ.

Евгения Давыдовна в годы своей активной научно-производственной деятельности всегда умела доводить положительные результаты выполненных ею научных исследований до практического воплощения, несмотря на многочисленные организационные трудности. Она никогда не боялась ответственности, смело ставила крупные научно-производственные вопросы и успешно их решала.

Сердечно поздравляем Евгению Давыдовну со славным юбилеем, желаем доброго здоровья и благополучия.

Виктор Викторович Нечаев (К 70-летию со дня рождения)

7 декабря 2002 г. исполнилось 70 лет со дня рождения Виктора Викторовича Нечаева.

В. В. Нечаев прошел обычный для отечественных технических специалистов-энергетиков путь. Он закончил в 1954 г. Московский энергетический институт по специальности гидроэнергетика, работал сначала на строительстве Куйбышевской ГЭС, а затем на ней же дежурным инженером. С 1960 г. Виктор Викторович трудится начальником электроцеха на Тольяттинской ТЭЦ, а с 1967 по 1982 г. он главный инженер сначала ТЭЦ ВАЗ, а затем ТЭЦ-22 Мосэнерго. В 1982 г. В. В. Нечаев назначается главным инженером Главтехуправления Минэнерго СССР. В этом качестве – технического руководителя электроэнергетической отрасли – несмотря на смену структур и их названий, он оставался до 1999 г. и сейчас продолжает активно влиять на отраслевую техническую политику, будучи главным экспертом – заместителем Председателя НТС РАО “ЕЭС России”.

Виктора Викторовича отличают острый ум и глубокие разносторонние знания – гидротехника, электротехника, теплотехника – не книжные, а проверенные практикой, повседневной работой главного инженера, который должен не только много знать и думать о новшествах, но и принимать решения, определяющие работоспособность и показатели электростанции и благополучие людей.



В. В. Нечаеву приходилось и сейчас приходится критически анализировать самые разные идеи и предложения, выдвигать новые научно-технические направления и объединять людей и организации для их разработки. Огромный опыт и инженерная интуиция позволяют ему безошибочно чувствовать перспективу, определять и поддерживать рискованные технические идеи, основательность и целесообразность которых становились общепонятными через многие годы.

Виктор Викторович очень требователен к себе и руководствуется высокими жизненными стандартами. Он также требователен к коллегам и сотрудникам, но при неизменном уважительном и доброжелательном отношении к ним.

Много времени В. В. Нечаев отдает развитию научно-технических связей внутри страны и за рубежом, где хорошо известен как один из руководителей Российского национального комитета Мирового энергетического совета.

Виктор Викторович – член редколлегии журнала “Электрические станции” и активный автор.

За большие заслуги перед отечественной электроэнергетикой В. В. Нечаев награжден орденом Трудового Красного Знамени и многими отраслевыми наградами.

Поздравляя Виктора Викторовича Нечаева с 70-летием, мы желаем ему здоровья на долгие годы, бодрости и новых успехов в деятельности на благо российской энергетики.

POWERTEK
ЭНЕРГОПРОГРЕСС

8-я международная выставка

Powertek - Энергопрогресс Энергетика и энергосбережение

- Производство электрической и тепловой энергии
- Преобразование и аккумулирование электроэнергии
- Передача и распределение электроэнергии
- Электротехническое оборудование
- Нетрадиционная энергетика
- Насосы, насосные системы и компрессоры

- Трубопроводы и трубопроводная арматура
- Промышленные вентиляционные системы
- Приборы и средства измерения, контроля, управления и автоматического регулирования
- АСУ, программное обеспечение
- Ремонтно-восстановительные работы и материалы

25 - 28 марта 2003
СК "Олимпийский"
Москва

Организатор:

ITE
ITE GROUP PLC

При поддержке:



Министерство
промышленности,
науки и технологий РФ
РАО "ЕЭС России"



**РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО “ЕЭС РОССИИ”
ВСЕРОССИЙСКИЙ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ (ВТИ)**

РАЗРАБОТКА КОМБИНИРОВАННЫХ ЦИКЛОВ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ НОВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА И ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ ТЭС

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;
- а также проведет пусконаладочные 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: 275-40-77 Ольховский Гурген Гургенович, директор института,

275-40-77 Березинец Павел Андреевич, заведующий лабораторией.

Содержание журнала “Электрические станции” за 2002 г.

№ журн.	стр.	№ журн.	стр.
АО СВЕРДЛОВЭНЕРГО – 60 лет			
Алексеев А. А., Суворов А. А., Шелюг С. Н., Молчан О. Д., Исаков С. Г. Сравнительные испытания счетчиков электрической энергии			
V	71	Похорилер В. Л., Грехов Л. Л. Разработка усовершенствованной технологии пуска дубль-блоков 300 МВт	V 8
Баринберг Г. Д., Бусоргин В. А. Повышение экономичности теплофикационных турбин Ново-Свердловской ТЭЦ			
V	21	Родин В. Н. Стратегия развития АО Свердловэнерго. Исторический выбор	V 2
Герасимова Е. А. Теплозащитные конструкции оборудования ТЭС и метод контроля их состояния			
V	32	Рябчиков А. Ю., Бродов Ю. М., Блинков С. Н., Жугрин Г. А., Бухман Г. Д. Обобщение опыта модернизации конденсаторов лабиринтового пара энергоблоков мощностью 300 и 500 МВт	V 23
Гофман Ю. М., Симановская Е. Ю. Оценка методов прогнозирования эксплуатационной надежности сварных соединений паропроводов			
V	43	Стадничук В. С., Коновалов А. В. Повышение надежности работы оборудования систем газоснабжения электростанций АО Свердловэнерго	V 34
Гофман Ю. М., Уральцев Л. Я. Восстановление работоспособности металла котлотурбинного оборудования методом сварки без последующей термообработки			
V	37	К 50-летию БЕЛНИПИЭНЕРГОПРОМА	
Гофман Ю. М., Филиппов А. М. Эксплуатационная надежность металла корпусных деталей турбин ПВК-200-130 ЛМЗ			
V	39	Качан А. Д., Стрелкова О. А., Антоник В. В., Рымашевский Ю. В., Воронов Е. О., Рыков А. Н. Оптимизация режимов подогрева сетевой воды и мощности блоков 250 МВт при работе с частичными тепловыми нагрузками	III 21
Гофман Ю. М., Ширяева Н. В. Прогнозирование сроков эксплуатации паропроводов из сталей 12МХ(15ХМ)			
V	49	Королев В. Н., Егорушкин С. В. Опыт проектирования институтом Белнипиэнергопром установки регулируемых приводов на объектах энергетики Республики Беларусь	III 18
Грехов Л. Л., Биленко В. А., Деркач Н. Н., Гальперина А. И., Струков А. П. АСУ ТП энергоблока 500 МВт Рефтинской ГРЭС			
V	61	Кулебякин Л. Ю., Рыков А. Н., Яковлев Б. В. Роль и задачи Белнипиэнергопрома в повышении эффективности и развитии энергетики Беларуси	III 2
Ермолаев В. В., Сосновский А. Ю., Шкляяр А. И., Великович М. В., Фертиков М. В., Мурманская Б. Е., Мительман М. М. Комплексный подход к нормализации тепловых расширений турбины			
V	26	Лашковский Э. И., Якимович В. П., Егорушкин С. В. Применение газотурбодетандерных установок и их экономическая целесообразность в современных условиях	III 14
Зайцев С. И., Пайков С. В., Вайсеров В. А. Реконструкция дымовых труб – гарантия надежной работы электростанций			
V	60	Рыков А. Н., Жидович О. В., Хасеневич Л. С., Токарский М. С., Цуба А. И. Строительство, реконструкция и ремонт дымовых труб энергоблоков концерна Белэнерго	III 25
Корюков Г. П. Основные направления повышения эффективности производства			
V	3	Рыков А. Н., Русаков А. Н., Якимович В. П. Опыт проектирования энергетической опытно-промышленной ГТУ Безымянской ТЭЦ	III 8
Корюкова Л. В., Добров Н. Н., Нохова О. В., Белоконова Н. А. Опыт реконструкции водоподготовительной установки в АО Свердловэнерго			
V	57	К 40-летию ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТА	
Корюкова Л. В., Маликов А. Л., Колмогорова И. В., Шохирев А. А., Белоконова Н. А. Освоение новых методов контроля – путь к внедрению прогрессивных технологий и режимов			
V	54	Ляшенко В. С. Сорок лет трудов и свершений	VI 27
Кузнецов В. И., Сазонова И. Г., Коновалова Г. А. О комплексном обследовании масляных баковых выключателей 110 – 220 кВ			
V	77	Чемоданов В. И., Бобылева Н. В., Челнокова Н. Г., Соколова Н. Ю. Развитие генерирующих мощностей ЕЭС России и условия топливообеспечения электростанций в период до 2020 г.	VI 38
Лесняк С. Г., Молчан О. Д., Жданов Д. Г., Федотов П. Б. Опыт внедрения АСКУЭ потребителей			
V	68	К 10-летию ТЭЦ-27 МОСЭНЕРГО	
Лушин А. Н., Коновалова Г. А., Михайлов Г. Ф. Опыт эксплуатации высоковольтных вводов выключателей типа ВГБ-35			
V	78	Аракелян Э. К., Горюнов И. Т., Долинин И. В., Андреев С. Н. О работе филиала кафедры АСУ ТП Московского энергетического института на ТЭЦ-27	X 55
Мурманский Б. Е., Бухман Г. Д., Мительман М. М., Зайцев В. А. Применение фторсодержащих поверхностно-активных веществ для повышения надежности работы турбоагрегатов			
V	52	Дмитриев Е. А., Ершов В. В., Карпов В. Б. Охрана труда и промышленная безопасность на ТЭЦ-27	X 49
Осотов В. Н., Абрамов А. Б., Быков А. В. Опыт комплексного обследования воздушных линий электропередачи			
V	74	Долинин И. В. ТЭЦ-27 ОАО Мосэнерго – 10 лет	X 2
Похорилер В. Л., Вульфов Е. Э., Мительман М. М., Шкляяр А. И., Ицкович М. Я. Режимы остановки турбины К-200-130 с отключением системы смазки при температурах ЦВД и ЦСД до 350°C			
V	13	Долинин И. В., Иванов А. Б. Развитие ТЭЦ-27: паровой энергоблок или ПГУ	X 7
Долинин И. В., Тарасов Д. В. АСУ ТЭЦ-27. Разработка, освоение и развитие			
Зенова Н. В. Химико-технологический мониторинг ТЭЦ-27 Мосэнерго			
V	31		

	№ журн.	стр.		№ журн.	стр.
Иванов А. Г. Санитарно-защитная зона ТЭЦ-27	X	47	Нечаев В. В. О ресурсе энергетических объектов	VI	10
Макаров О. Н., Андреев С. Н., Вавилов Д. Ю. Вопросы создания и внедрения на базе ПТК "КВИНТ" тренажера по переключениям в электрической части ТЭЦ-27	X	52	О встрече министров энергетики стран "Группы восьми"	VI	2
Макаров О. Н., Вавилов Д. Ю. Опыт эксплуатации элегазового оборудования 220 кВ на ТЭЦ-27 Мосэнерго	X	41	Сапожников Ф. В. Опыт строительства тепловых электростанций и предложения по развитию теплоэнергетики	XI	7
Макаров О. Н., Вавилов Д. Ю., Негазов С. Н. Опыт эксплуатации головных образцов турбогенераторов на ТЭЦ-27 Мосэнерго	X	15	* * *		
Романовский С. П., Долинин И. В., Иванов А. Б. ТЭЦ-27 Мосэнерго приглашает инвесторов	X	12	Бондаренко А. Ф., Герих В. П., Кучеров Ю. Н., Тихонов Ю. А., Чемоданов В. И., Шакарян Ю. Г., Шаров Ю. В. Проблемы и задачи синхронного объединения ЕЭС России с европейскими энергосистемами	IV	9
Тарасов Д. В., Мансуров А. А., Бедрин Б. К. Модернизация АСУ ТП ХВО на ТЭЦ-27	X	36	Заключение экспертной комиссии по докладу ОРГРЭС "Научно-технические проблемы и программные задачи повышения эффективности регулирования частоты и мощности в ЕЭС России в условиях конкурентного рынка"	IV	57
Тришкин С. К., Иванов А. Б. Организация ремонтного обслуживания насосного оборудования ТЭЦ-27 и проводимые реконструкции насосов	X	44	Коган Ф. Л. Научно-технические проблемы и программные задачи повышения эффективности регулирования частоты и мощности в ЕЭС России в условиях конкурентного рынка	IV	2
ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ			Комаров А. Н., Бондаренко А. Ф. Регулирование частоты в энергосистемах России в современных условиях	IV	36
Гвоздев Д. Б., Шурупов В. В. Предложения по изменению процесса формирования тарифов для управления оптовым рынком электроэнергии	XI	2	Протокол совместного заседания НТС РАО России и НТС РАН ПНББСЭ по теме: "Научно-технические проблемы и программные задачи повышения эффективности регулирования частоты и мощности в ЕЭС России в условиях конкурентного рынка"	IV	44
Забелло Е. П., Евсеев А. Н. О возможных подходах к распределению результатов, получаемых независимыми энергокомпаниями, при совместном инвестировании	XII	2	Тузлукова Е. В. Анализ параллельной работы ЕЭС России с энергосистемами Восточной и Западной Европы по условиям статической устойчивости	IV	60
Магрук В. И., Родионов В. Г. Проблемы формирования тарифов за электроэнергию на ГАЭС в условиях рынка	II	2	Фотин Л. П. К определению научно-технических проблем и программных задач повышения эффективности регулирования частоты и мощности в ЕЭС России в условиях конкурентного рынка	IV	20
ОБЩИЕ ВОПРОСЫ И ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ			ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА		
Глебов В. П., Медик Е. Н., Чугаева А. Н. Конвенция ООН об изменении климата и электроэнергетика	VII	2	Беков Х. А. Современные информационные технологии в оценке и подборе управленческих кадров в электроэнергетике	VIII	2
Домбровский В. В., Коломейцева М. Б., Орехашвили Б. М. Моделирование гидродинамических процессов малой ГЭС для задачи управления частотой гидроагрегата	II	37	Черепанов В. А. Анализ ошибок оперативного персонала в электрической части АЭС	XII	11
Дьяков А. Ф., Канцедалов В. Г., Берлявский Г. П., Злекко В. Ф., Гринь Е. А. Новые подходы к оценке ресурса стареющего энергооборудования электростанций и модульные принципы создания диагностической аппаратуры	IV	67	АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ		
Железко Ю. С. О нормативных документах в области качества электроэнергии и условий потребления реактивной мощности	VI	18	Алимов В. А., Давидович Б. Я., Ибрагимов Р. Р., Мухамадиева Г. Е. Программное обеспечение для персонала ЭТЛ (Обмен производств. опытом)	I	56
Заявление сопредседателей встречи министров энергетики "Группы восьми"	VI	2	Барсуков И. В., Миронов А. В. Опыт сбора и анализа информации об аварийных нарушениях по записям РАС	I	37
Итоги работы топливно-энергетического комплекса и Минэнерго России за 2001 год, текущие проблемы и основные задачи на 2002 год	VI	4	Булавицкая Н. Ю., Рассовский В. Л., Чакко А. Г. Опыт разработки и применения на ГЭС электронных инструкций (Обмен производств. опытом)	VII	62
Карпов В. Б., Богомолова Л. Ф. Опыт работы АО Мосэнерго в области лицензирования	IV	63	Георгиади В. Х., Карпов К. М., Рогов С. В. Особенности внедрения АСУЭ на ТЭЦ-23 Мосэнерго (Обмен производств. опытом)	VII	55
Кожевников Н. Н. Электростанции как объекты для экскурсий и туризма	XI	58	Головинский И. А., Горбунова Л. М., Жилевич А. Б., Любарский Ю. Я. Интеграция информационной системы передачи и хранения ремонтных заявок с экспертной системой их режимной проработки	IX	44
Кузнецов В. А. Мутновская геотермальная электростанция	III	31			
Макоклюев Б. И., Павлик В. С., Владимиров А. И., Фефелова Г. И. Влияние метеорологических факторов на электропотребление	I	26			
Морозов В. В., Шкрабов А. Б., Говсиевич Е. Р., Мельников А. П., Эдельман В. И., Векслер Ф. М. Влияние топливообеспечения ТЭС на ее технико-экономические и финансовые показатели (на примере ОАО "Рязанская ГРЭС")	VIII	13			

	№ журн.	стр.		№ журн.	стр.
Горелик Т. Г., Гудилин С. В., Лобанов С. В. Основные принципы построения и алгоритмы работы регистратора событий в ЕЭС России	XI	40	Алехнович А. Н., Богомолов В. В. Влияние схем сжигания и режимов на шлакование. Трехступенчатое сжигание	IV	82
Елов А. И., Решетов А. Л., Лопаткин Б. В., Герасимов В. А. АСУ ТП химводоподготовки Южноуральской ГРЭС	XI	27	Алехнович А. Н., Богомолов В. В., Карягин Ю. В., Корелкин Г. Н., Гаряев Г. А. Сжигание непроектного топлива на котлах П-57 энергоблоков 500 МВт Рефтинской ГРЭС	IX	8
Ильюша А. В., Романовский С. П. Методы и информационные технологии управления инвестиционными проектами электроэнергетических компаний	IX	37	Загоскина Н. В., Зыкин Ю. В., Соковнин О. М. Конструкции и испытания распылятельного устройства для золоуловителей ТЭС	I	4
Крайнов В. К., Шамко В. Н., Тверской Ю. С., Мурин А. В., Таламанов С. А. О формировании технической политики электростанций по модернизации систем контроля и управления и созданию полнофункциональных АСУ ТП	I	10	Загоскина Н. В., Зыкин Ю. В., Соковнин О. М. Совершенствование ресурсосберегающих технологий мокрого золоулавливания для ТЭС	VII	19
Макаров К. В. Автоматизированная система управления муниципального предприятия Горэлектросеть	XI	44	Толчинский Е. Н., Киселев В. А., Колбасников В. А., Яковleva В. Я. Приближенный метод расчета минимального взрывоопасного содержания кислорода в аэровзвесях пыли природного топлива	IX	2
Сидоров А. А., Трешников А. А., Занин И. В., Романов А. А., Игнатушкин А. В. Интегрированная информационная система учета электроэнергии ВоГЭС им. Ленина (Обмен производств. опытом)	VI	84	Толчинский Е. Н., Лаврентьев А. Ю. Выбор тонкости помола угольной пыли	XII	17
Тверской Ю. С., Крайнов В. К., Шамко В. Н., Балдин Н. Н., Мурин А. В., Таламанов С. А. Опыт формирования концепции модернизации АСУТП мощных энергоблоков тепловых электростанций	VIII	4	Филь С. А., Гольышев Л. В., Мысак И. С., Довготелес Г. А., Котельников И. И., Сиденко А. П. Результаты применения системы непрерывного измерения горючих в уносе при сжигании АШ в котле ТПП-210А	XI	19
ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ					
Демидов О. И., Корень В. М., Кутахов А. Г., Тажиев Э. И. Эффективность тепловых схем энергоблоков с турбинами Т-250/300-23,5, надстроенных газотурбинными установками	XII	21	Беляков И. И., Новиков И. И., Тарасов Б. А. О применении ступенчатого испарения в котлах высокого давления	VIII	18
Елов А. И., Лопаткин Б. В., Решетов А. Л. Программно-технический комплекс для электрической части системы регулирования и защиты паровых турбин	XII	31	Василенко Г. В., Рывкин Г. Е., Масликов И. В., Сутоцкий Г. П., Семенов А. С. Параметры кислотного раствора в барабанном котле при очистке по методу "травления"	XI	31
Жиленков В. Н. Опыт разработки фильтрационно-селективного водозабора в системе техводоснабжения Печорской ГРЭС	VIII	23	Васильев В. В., Гребеньков П. Ю., Майданик М. Н., Порозов С. В., Орлов В. Г., Никитин Н. В., Демб Э. П., Сокач Г. П., Веселов О. Н., Кукарцев С. В., Эйхман Е. В. Очистка топочных экранов котла П-67	IV	85
Лебедев А. С., Зандрак А. Н. Новое направление работ на АО ЛМЗ – газотурбинные установки мощностью 160 – 180 МВт	VII	13	Демб Э. П., Петерс В. Ф., Сокач Г. П., Орлов В. Г., Камилов А. Г. О работе поверхностей нагрева котла П-67 Березовской ГРЭС-1	IX	14
Манеев А. П., Стрижко Ю. В. О влиянии ветровой нагрузки на фильтрацию дымовых газов через швы бетонирования железобетонных дымовых труб и методах устранения выхода конденсата	I	2	Енякин Ю. П., Вербовецкий Э. Х., Новиков Ю. С., Федотов П. Н., Гавриленко А. В., Погорелов А. Г., Чернышев Е. В., Романовский С. П., Овчаров А. П. Ответ на отклик Капельсона Л. М. на статью Енякина Ю. П., Вербовецкого Э. Х., Новикова Ю. С. и др. "Техническая концепция модернизации котлов ТП-80 и ТП-87 ТЭЦ-22 (Отклики и письма)	VIII	67
Миргениев В. В., Шульгин В. Д., Коротовских А. И. Опыт внедрения и эксплуатации рыбозащитного устройства Владимирской ТЭЦ	IV	79	Енякин Ю. П., Зройчиков Н. А., Глускер Б. Н., Галас И. В., Цыпкин Ю. М., Зарецкий В. З., Енякин Б. П., Носов Б. Н., Чупров В. В., Аничков С. Н., Верещетин В. А. Результаты комплексных испытаний котла ТГМП-314 ТЭЦ-23 АО Мосэнерго после реконструкции	II	10
Осипенко Е. В., Баринберг Г. Д. Повышение электрической мощности промышленно-отопительных ТЭЦ	XI	10	Майданик М. Н., Щелоков В. И., Пухова Н. И. Проектирование и схемы наружной очистки поверхностей нагрева котлов "ЗиОМАР"	IV	88
Салихов А. А., Фаткуллин Р. М. Экологические аспекты внедрения газотурбинных технологий в Башкирэнерго	VII	15	Манькина Н. Н., Журавлев Л. С., Кирилина Н. Н., Семенова О. В., Загретдинов И. Ш. Практические результаты внедрения пароводокислородной очистки и пассивации котлов с естественной циркуляцией	IX	32
Тумановский А. Г., Иванов Н. В., Толчинский Е. Н., Глебов В. П. Основные направления совершенствования угольных электростанций	III	36	Осинцев В. В., Кузнецov Г. Ф., Петров В. В., Сухарев М. П. Особенности и организация факельного процесса в топке с многофункциональными горелками	XI	14
Топливо, его хранение, транспорт, приготовление и сжигание					
Алехнович А. Н., Артемьева Н. В., Богомолов В. В., Родионов В. А. Результаты исследований шлакующих свойств углей на огневом стенде УралВТИ	IV	91			

	№ журн.	стр.		№ журн.	стр.
Тугов А. Н., Изюмов М. А., Супранов В. М. Конструкции котлов для сжигания твердых бытовых отходов и специфика их теплового расчета	IX	21	Ходырев Б. Н., Федосеев Б. С., Калашников А. И., Щукина М. Ю., Ямгурев Ф. Ф. Опыт внедрения установки обратного осмоса УОО-166 на Нижнекамской ТЭЦ-1	VI	54
Паротурбинные установки, насосы, трубопроводы и арматура			Шарапов В. И., Макарова Е. В. О гидразинной обработке питательной воды котлов ТЭЦ	VI	67
Амелиошкин В. Н., Агафонов Б. Н. Особенности эрозионного износа рабочих лопаток теплофикационных паровых турбин	XII	28	Юрчевский Е. Б. Исследование набивки в форме колец Поля для очистки пара энергетических испарителей	XI	32
Василенко Г. В., Сутоцкий Г. П., Мурзин М. А. Роль состава отложений в повреждении лопаток турбин	I	7	ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ		
Гонсеровский Ф. Г., Силевич В. М. Технико-экономическое обоснование способа ремонта эрозионно-изношенных паротурбинных лопаток в условиях электростанций	II	32	Григорьев Н. Д. Коэффициенты использования электродов групповых заземлителей	VIII	45
Инчиков В. Г., Васильев О. Ю., Чеченкова З. В. Опыт применения парокислородной очистки и консервации проточных частей паровых турбин (Обмен производств. опытом)	II	61	Висящев А. Н., Тигунцев С. Г., Луцкий И. И. Влияние потребителей на искажение напряжения	VII	26
Лазарев Л. Я., Соколов В. С., Фадеев В. А., Чижков В. В. Варианты модернизации ЦНД турбин большой мощности АО ЛМЗ	IX	26	Железко Ю. С. Методы расчета технических потерь электроэнергии в сетях 380/220 В	I	14
Шаргородский В. С., Хоменок Л. А., Божко В. В., Коновалов В. К., Еремин В. А. Анализ режима прогрева турбоустановки К-300-240 при пусках из различного температурного состояния	VII	8	Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В. Расчет нормативных характеристик технических потерь электроэнергии	II	45
Металл энергооборудования. Структура, свойства, диагностика			Зайцев С. Г. Некоторые аспекты работы автономных энергосистем с гидрогенераторами	III	43
Артамонов В. В., Красноперова Д. Е., Артамонов В. П. Некоторые проблемы карбидного анализа	IX	29	Кушнарев Ф. А., Хлебников В. К. Методика экспресс-расчета потерь электроэнергии в сетях 0,4 кВ	IX	48
Богачев В. А., Таран О. Е. Влияние тепловой неравномерности на температуру и надежность металла конвективных пароперегревателей	II	21	Старцев А. П. Об анализе потерь электроэнергии	XII	7
Гофман Ю. М., Симановская Е. Ю. О повреждении сварных соединений паропроводов острого пара и горячего промперегрева блоков 500 МВт (Обмен производств. опытом)	VII	66	Толасов А. Г. Потери на транзит электроэнергии и их распределение между участниками энергообмена	I	20
Лантух В. М. Ультразвуковой контроль композитных сварных соединений оборудования электростанций	II	25	Воздушные и кабельные линии, распределительные сети		
Паршин С. Г. Способы нанесения и введение активирующих флюсов при сварке ответственных трубопроводов ТЭС и АЭС	VIII	21	Балыбердин Л. Л., Галанов В. И., Крайчик Ю. С., Краснова Б. П., Лозинова Н. Г., Мазуров М. И. Индукционная плавка гололеда на грозозащитных тросах воздушных линий электропередачи	I	31
Перевезенцева Т. В., Злепко В. Ф., Калугин Р. Н. Структурные особенности и жаропрочность металла центробежнолитых труб из стали 15Х1М1Ф	VI	47	Виштибеев А. В., Кадомская К. П., Хныков В. А. Повышение надежности электрических сетей установкой трансформаторов напряжения типа НАМИ	III	47
Пивник П. Б., Гофман Ю. М. Результаты опробования метода "магнитной памяти" металла на электростанциях Уралэнерго	XI	24	Ефимов Б. В., Фастий Г. П., Якубович М. В. Наведенные напряжения на воздушных линиях при неоднородных трассах сближения	VIII	32
Федотов А. О., Крейцер К. К. Новый метод определения микроповрежденности стали	XII	37	Качесов В. Е., Ларионов В. Н., Овсянников А. Г. О результатах мониторинга перенапряжений при однофазных дуговых замыканиях на землю в распределительных кабельных сетях	VIII	38
Водоподготовка и химводоочистка			Макаров К. В. Использование геоинформационных систем при построении подсистемы паспортизации объектов РЭС (Обмен производств. опытом)	XII	59
Галас И. В., Чернов Е. Ф., Ситняковский Ю. А. Обессоливание добавочной воды котлов на ТЭЦ-23 обратным осмосом	II	16	Мирзиханов М. Ш., Попов В. А., Медов Р. В., Костюнин Д. Ю. Методическая погрешность при определении места повреждения на ВЛ от неучета пофазного различия ее параметров	XI	47
Мамет А. П., Ситняковский Ю. А. Сравнение экономичности ионитного и обратноосмотического обессоливания воды	VI	63	Никифоров Е. П. Применение спиральных протекторов для защиты проводов ВЛ от усталостных повреждений	VI	70
Мартынова О. И. Гидратный водно-химический режим на электростанциях с барабанными котлами	VII	23	Тураев В. А., Базанов В. П. О мерах безопасности при работах на воздушных линиях под наведенным напряжением	VII	31
Релейная защита, автоматика, связь			Релейная защита, автоматика, связь		
			Акопян Г. С. Устройство выявления асинхронного режима (Обмен производств. опытом)	I	54

	№ журн.	стр.		№ журн.	стр.	
Беляев А. В., Эдлин М. А. Дальнее резервирование отказов защит и выключателей в сетях 0,4 кВ	XII	51	Колганов С. Н. Новые разработки трансформаторов напряжения с элегазовой изоляцией	III	51	
Маруда И. Ф. Релейная защита линий 110 – 220 кВ при разрывах фаз	I	40	Лурье А. И., Панибратец А. Н., Зенова В. П. Работа трехфазной группы трансформаторов с различными значениями напряжения КЗ	VII	39	
Нагай В. И., Сары С. В., Войтенко А. С. Быстро действующие релейные защиты КРУ от дуговых коротких замыканий с оптико-электрическими датчиками	III	55	Львов М. Ю. Оценка информативности показателей контроля технического состояния изоляции трансформаторного оборудования	XII	44	
Олейник С. И., Сафарбаков А. А. Защита от замыканий на землю в сетях 6 – 35 кВ с компенсированной нейтралью, реагирующая на активную составляющую	III	60	Львов М. Ю., Чичинский М. И., Львов Ю. Н., Ершов Б. Г., Комаров В. Б. Нормирование показателей для оценки износа изоляции обмоток силовых трансформаторов	VII	51	
Сивокобыленко В. Ф., Гребченко Н. В. О резервировании основных защит блоков генератор – трансформатор на электрических станциях	IX	51	Обложин В. А. Компьютерная модель тепловизионных обследований электроустановок	VI	78	
Сухоручкин И. В. Опыт наладки, применения и организации эксплуатации фиксирующих индикаторов в Ставропольэнерго (Обмен производств. опытом)	VIII	60	От коммерческого сотрудничества к технологической кооперации с ведущими зарубежными фирмами	XII	56	
ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ						
Генераторы						
Воробей В. К., Иванов С. Л., Кичаев В. В., Преснов Ю. Л., Попов Е. Н., Перельман И. Ф. Новое оборудование для систем возбуждения и опыт его эксплуатации	XI	51	Ширбаков А. В., Калинин В. Г., Стученков В. М. Импульсные источники микросекундной длительности импульсов для питания электрофильтров	XII	40	
Макаровский С. Н., Хвощинская З. Г. Технико-экономический аспект применения асинхронизированных турбогенераторов	II	52	Ширбаков А. В., Калинин В. Г., Стученков В. М. Оптимизация параметров импульсного источника для питания электрофильтров	VI	75	
Поляков Ф. А. Выявление замыканий листов активной стали турбогенераторов электромагнитным методом	IX	60	ИСТОРИЧЕСКИЕ ВЕХИ И СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ			
Попов И. Н., Зражевский С. М., Калмыков А. В. О контроле состояния и настройке щеточно-контактных аппаратов турбогенераторов	I	44	Воспоминания М. Б. Гервица	IV	104	
Родионов Ю. А., Марков А. М., Дуплинский С. В., Очаев В. М., Грачев О. П., Семушкин А. С. Приборы контроля за работой щеточно-контактных аппаратов турбогенераторов	VII	35	Галанов В. И., Балыбердин Л. Л., Гусаковский К. Б., Мазуров М. И., Евликов А. А., Вялько О. Ю. К 40-летию пуска электропередачи постоянного тока Волгоград – Донбасс	XII	64	
Семенов Д. Ю., Григорьев А. В., Осотов В. Н., Ямпольский Д. А. Разработка и реализация методов вибродиагностики статоров турбогенераторов в ОАО Свердловэнерго	VIII	49	Жевтяк С. П. Южноуральской ГРЭС – 50 лет	IV	99	
Электротехническое оборудование						
Буткевич В. Ф., Крылов С. В. Анализ причин отказов электромагнитных блокировок на подстанциях Сургутских электрических сетей (Обмен производств. опытом)	VIII	54	НПО ЦКТИ – 75 лет	XII	68	
Власов А. Б., Джура А. В. Анализ данных тепловизионного контроля электрооборудования в Колэнерго	VII	47	Пришлепова Е. И. Смоленской АЭС – 20 лет	XII	61	
Грабовсков С. Н. Диагностика измерительных трансформаторов тока	II	58	Шварц А. Л. Освоение головного блока 200 МВт на Южноуральской ГРЭС	IV	103	
Иващенко В. Е., Савкун Л. З., Воронова Т. С., Дрянов А. Н., Рубцов А. В. Прибор для определения общего газосодержания в трансформаторном масле (Обмен производств. опытом)	IV	107	ХРОНИКА			
Кадомская К. П., Копылов Р. В. Требования к вакуумной дугогасительной камере и специальным мерам для обеспечения надежного отключения заторможенных двигателей	IX	56	7-я Московская Международная выставка "PowerTEK – Энергопрогресс 2002"	V	80	
Козлов Ю. А., Страхов Ю. А. Высоковольтные вводы с твердой RIP изоляцией	I	51	Алянский А. Л. О новой редакции ПУЭ	I	70	
Белосельский Б. С. Выставка – семинар "Водоподготовка и водно-химические режимы ТЭС-2001"						
Белосельский Б. С. Международная специализированная выставка "Электро-Техно-Экспо – 2002"						
Виницкий Ю. Д., Лохматов А. П., Мамиконянц Л. Г. Проблемы электрических машин на сессии СИГРЭ 2000 г.						
Водолажский Ю. Г., Лошак С. Б., Макарова И. Е. О некоторых нормативных и информационных документах, изданных ОАО "Фирма ОРГРЭС" во втором полугодии 2001 г.						
Водолажский Ю. Г., Макарова И. Е. О некоторых нормативных и информационных документах, изданных ОАО "Фирма ОРГРЭС" во втором полугодии 2001 г.						
Водолажский Ю. Г., Макарова И. Е. О некоторых нормативных и информационных документах, изданных ОАО "Фирма ОРГРЭС" в первом квартале 2002 г.						

	№ журн.	стр.		№ журн.	стр.
Годовое содержание журнала "Электрические станции" за 2002 г.	XII	81	Котлер В. Р. Успехи и проблемы энергетиков США в области экологии	XII	71
К 10-летию создания Российского научно-технического общества энергетиков и электротехников	I	67	Котлер В. Р., Макеева Е. Н. Уголь и проблемы энергетической безопасности в Западной Европе	XI	65
Могирев В. В. В научно-техническом совете РАО "ЕЭС России"	I	61	Котлер В. Р., Серков Д. Е. Потребление первичной энергии и структура топливопотребления в мире	VII	71
Энергетика и электротехника-2002	VI	86	Кяер С. Опыт проектирования и эксплуатации энергоблоков на сверхкритические параметры пара в Дании	III	63
* * *			Лейзерович А. Ш. Новые аспекты в паротурбинной тематике на энергетической конференции "ASME International 2001"	VIII	73
Вилянская Е. Д. (К 80-летию со дня рождения)	XII	77	Лейзерович А. Ш. Об экономичности паровых турбин	XI	63
Кощеев Л. А. (К 70-летию со дня рождения)	IV	112	Лужков В. А. Обзор зарубежного опыта: развитие и перспективные конструктивные решения футеровок бетонных дымовых труб	II	68
Лемза О. Г. (К 70-летию со дня рождения)	I	82	Лундквист Р. Г. Технология сжигания в циркулирующем кипящем слое	X	61
Лошак С. Б. (К 70-летию со дня рождения)	X	68	По страницам зарубежных журналов	IX	63, 82
Ляшенко В. С. (К 70-летию со дня рождения)	V	81		XI	67
Нечаев В. В. (К 70-летию со дня рождения)	XII	78		XII	76
Семенов Ю. К. (К 70-летию со дня рождения)	IV	113	Файбисович Д. Л. Восстановление электроснабжения потребителей Манхэттена	VI	87
* * *			Файбисович Д. Л. Использование изолированных проводов на ВЛ распределительной сети	XII	74
Директор Б. Я. (Некролог)	II	72	Файбисович Д. Л. Сооружение двухцепной ВЛ 500 кВ в условиях ограниченной ширины полосы отчуждения	VIII	76
ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ			Файбисович Д. Л. Энергетика Австралии	IV	109
Алексеев Б. А. Международная конференция по распределительным сетям	IX	75			
Бенеш В. А., Шмeling M. Производство энергии на пылеугольных электростанциях в условиях конкуренции и либерализации рынка	II	63			
Грибаум М. Программа исследований, разработок и демонстраций новых технологий по экологически чистому использованию угля	I	72			
Гусейнов А. М., Юсифов Н. А. Состояние и проблемы развития электроэнергетики Азербайджанской Республики	IX	71			

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор **ОЛЬХОВСКИЙ Г.Г.**

АНТИПОВ К.М. (зам. главного редактора), **ВОЛКОВ Э.П.**, **ДЕНИСОВ В.И.**, **ЗОТОВ В.М.**, **КОРНИЕНКО А.Г.**,
КОЩЕЕВ Л.А., **[ЛОШАК С.Б.]**, **ЛЯШЕНКО В.С.**, **НЕКЛЕПАЕВ Б.Н.**, **НЕЧАЕВ В.В.**, **ОБРАЗЦОВ С.В.**,
ОРФЕЕВ В.М., **ОХОТИН В.Н.**, **ПРУШИНСКИЙ Б.Я.**, **РЕМЕЗОВ А.Н.**, **РЕШЕТОВ В.И.**,
САВВАИТОВ Д.С., **СЕДЛОВ А.С.**, **СОЛОВЬЕВА Т.И.**, **ФЕДОСЕЕВ Б.С.**, **ШИРОКОВА М.И.**

РЕДАКЦИЯ

Зам. главного редактора **Соловьев Т.И.**
Ответственный секретарь **Широкова М.И.**
Научный редактор **Шишорина Г.Д.**
Литературный редактор **Евсеева В.Н.**
Секретарь редакции **Васина С.А.**
Компьютерный набор **Коновалова О.Ф.**
Раздел "Энергохозяйство за рубежом"
Научные редакторы: **Алексеев Б.А.**, **Котлер В.Р.**

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

115280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23

Телефоны: **редакции** (095) 234-7417, 234-7419
275-0023, доб. 21-66
главного редактора (095) 275-3483
Факс (095) 234-7417

Internet: <http://www.energy-journals.ru>
E-mail: tis@mail.magelan.ru

Сдано в набор 31.10.2002. Подписано в печать 3.12.2002. Формат 60×84 1/8.

Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Печ. л. 10,75. Тираж 1880. 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"