

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



Издается
с января 1930 года

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Электрические станции 9 2002

Содержание

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

- 2 Толчинский Е. Н., Киселев В. А., Колбасников В. А., Яковleva В. Я. Приближенный метод расчета минимального взрывоопасного содержания кислорода в аэровзвезнях пыли природного топлива
- 8 Алекснович А. Н., Богомолов В. В., Карагин Ю. В., Корелкин Г. Н., Гаряев Г. А. Сжигание непроектного топлива на котлах П-57 энергоблоков 500 МВт Рефтинской ГРЭС
- 14 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
- 21 Тугов А. Н., Изюмов М. А., Супранов В. М. Конструкции котлов для сжигания твердых бытовых отходов и специфика их теплового расчета
- 26 Лазарев Л. Я., Соколов В. С., Фадеев В. А., Чижов В. В. Варианты модернизации ЦНД турбин большой мощности АО ЛМЗ
- 29 Артамонов В. В., Красноперова Д. Е., Артамонов В. П. Некоторые проблемы карбидного анализа
- 32 Манькина Н. Н., Журавлев Л. С., Кирилина Н. Н., Семенова О. В., Загребдинов И. Ш. Практические результаты внедрения пароводокислородной очистки и пассивации котлов с естественной циркуляцией

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВОМ

- 37 Ильюша А. В., Романовский С. П. Методы и информационные технологии управления инвестиционными проектами электроэнергетических компаний
- 44 Головинский И. А., Горбунова Л. М., Жилевич А. Б., Любарский Ю. Я. Интеграция информаци-

онной системы передачи и хранения ремонтных заявок с экспертной системой их режимной проработки

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

- 48 Кушнарев Ф. А., Хлебников В. К. Методика экспресс-расчета потерь электроэнергии в сетях 0,4 кВ
- 51 Сивокобыленко В. Ф., Гребченко Н. В. О резервировании основных защит блоков генератор – трансформатор на электрических станциях

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

- 56 Кадомская К. П., Копылов Р. В. Требования к вакуумной дугогасительной камере и специальным мерам для обеспечения надежного отключения заторможенных двигателей
- 60 Поляков Ф. А. Выявление замыканий листов активной стали турбогенераторов электромагнитным методом

ОБМЕН ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОПЫТОМ

- 64 Шинкаренко Г. В. Ремонт вентильных разрядников в Донбасской электроэнергетической системе

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

- 71 Гусейнов А. М., Юсифов Н. А. Состояние и проблемы развития электроэнергетики Азербайджанской Республики
- 75 Алексеев Б. А. Международная конференция по распределительным сетям



Среди авторов статьи – молодые специалисты

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Приближенный метод расчета минимального взрывоопасного содержания кислорода в аэровзвесях пыли природного топлива

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

Всероссийский теплотехнический институт

Для обеспечения взрывобезопасной эксплуатации технологического оборудования, перерабатывающего дисперсные материалы, среди прочих показателей взрывоопасности регламентируется применение показателя МВСК – минимального взрывоопасного содержания кислорода.

При сушке топлива дымовыми газами в пылеприготовительных установках тепловых электростанций, обеспечивающих подготовку к сжиганию взрывоопасных видов твердого топлива, концентрация кислорода в пылевзвеси контролируется и регулируется, не допуская превышения ее сверх установленного значения, чем обеспечивается взрывобезопасная эксплуатация этого оборудования. В системах пылеприготовления, использующих для сушки топлива горячий воздух, наиболее взрывоопасными являются нестационарные режимы работы: пуски, остановы или режимы, связанные с несанкционированным прекращением подачи в них топлива. В этих случаях предусматривается подача в установку пара для снижения концентрации кислорода в агенте сушки, чем обеспечивается безопасность прохождения этих режимов.

Минимальным взрывоопасным содержанием кислорода в горючей смеси, состоящей из горючего вещества, воздуха и флегматизатора, является такое значение концентрации кислорода, ниже которого исключается воспламенение пылевоздушной смеси и распространение горения по пылевому облаку.

В соответствии с [1] минимальное взрывоопасное содержание кислорода экспериментально определяется путем последовательного уменьшения содержания кислорода в пылевоздушной смеси, характеризующейся оптимальной концентрацией в ней пыли, т.е. такой концентрации пыли, при взрыве которой достигается максимальное давление взрыва. Уменьшение концентрации кислорода в пылевоздушной смеси осуществляется разбавлением пылевоздушной смеси газом-флегматизатором, в качестве которого могут быть использованы азот, диоксид углерода, водяной пар и др. Значение минимальной взрывоопасной концентрации кислорода определяется как среднее арифметическое двух значений объемной концентрации кислорода в смеси, различающихся не бо-

лее чем на 1%, при большей из которых наблюдается давление свыше 50 кПа, а при меньшей – давление взрыва не должно превышать 50 кПа при шестикратном повторении испытаний [1].

Известно, что концентрационные пределы распространения пламени (воспламенения) горючих паров и газов при разбавлении их смесей с воздухом инертным газом изменяются. По мере увеличения концентрации разбавителя в “атмосфере”, состоящей из горючего газа, воздуха и разбавителя, нижний концентрационный предел возрастает, а верхний – снижается. Точка, в которой нижний и верхний концентрационные пределы имеют равные численные значения, является экстремальной точкой. В этой точке содержание разбавителя в воздухе соответствует минимальной флегматизирующей концентрации Φ_f , а содержание кислорода Φ_{O_2} в этой точке определяет минимальное взрывоопасное содержание кислорода (МВСК) [2].

Приведенная ранее закономерность для смесей горючих паров и газов с воздухом позволила разработать расчетные методы определения МВСК, которые в последние годы находят все более широкое применение и в ряде случаев являются альтернативами трудоемкому экспериментальному методу. К расчетным методам можно отнести сравнительный метод предсказания МВСК для неизученных горючих веществ [2], метод адиабатической температуры горения [3], метод верхнего предела [4, 5], метод нижнего предела [6].

Сравнительный метод определения МВСК построен на экспериментально доказанном факте достаточно общего характера, который показывает, что минимальная флегматизирующая концентрация различна для веществ различной физической природы, используемых в качестве разбавителя. Например, для метановоздушной смеси минимальная флегматизирующая концентрация разбавителя – диоксида углерода, существенно ниже, чем минимальная флегматизирующая концентрация разбавителя, роль которого выполняет азот (рис. 1). Это свойство газовоздушных и паровоздушных смесей позволяет, в ряде случаев, ориентированно предсказать значение МВСК для неизученных горючих веществ. Однако применение

этого метода ограничено отсутствием достаточного количества экспериментальных данных [2].

Метод адиабатической температуры горения основан на том, что адиабатическая температура горения смесей, состав которых отвечает экстремальной точке концентрационных пределов распространения пламени для органических веществ, состоящих из углерода, водорода, кислорода и азота, является величиной приблизительно постоянной для конкретного вещества, используемого в качестве флегматизатора. Например, при разбавлении газовоздушных смесей азотом адиабатическая температура горения газовоздушной смеси составляет 1400 К. Если в качестве флегматизатора использовать водяной пар и диоксид углерода, то адиабатическая температура горения составит 1450 К [2]. Адиабатическая температура горения газовоздушных и паровоздушных смесей с различными веществами, применяемыми в качестве флегматизаторов, с достаточной для практических целей точностью может быть использована для расчета минимальной флегматизирующей концентрации азота, водяного пара и диоксида углерода (φ_{Φ}) по формуле

$$\varphi_{\Phi} = \frac{h'_f \Delta H_f^0 + h'_{\Phi} + \sum_{j=1}^n h'_j m_j}{h''_{\Phi} - 1 + \sum_{j=1}^n h''_j m_j}, \quad (1)$$

где ΔH_f^0 – стандартная теплота образования соединения из простых веществ относится к 298,15 К, кал/моль; h'_f – коэффициент при теплоте образования газа, моль/кал; h'_j , h''_j – коэффициенты атомов и структурных групп; h'_{Φ} , h''_{Φ} – свободные члены; m_j – число атомов элемента j в молекуле простого вещества.

Значения параметров, входящих в формулу (1), рассчитываются по зависимостям, приведенным в [2].

Результаты расчетов по формуле (1) значений минимальных флегматизирующих концентраций φ_{Φ} для смеси горючих газов (CO, CH₄, C₂H₆, C₃H₈,

C₃H₆, C₂H₄, C₂H₂) с воздухом в зависимости от используемого газа-разбавителя (азота, водяных паров и диоксида углерода) приведены в табл. 1. Относительная погрешность определения φ_{Φ} по этому методу составляет 11,8% [3].

Концентрации кислорода $\varphi_{O_2\Phi}$ или МВСК для указанных в табл. 1 горючих газов в смеси их с воздухом при их разбавлении инертными газами, обеспечивающими флегматизацию смеси при концентрации $\varphi_{\Phi c}$ в точке флегматизации, рассчитанные по формуле (2), приведены в табл. 2

$$\varphi_{O_2\Phi} = (100 - \varphi_{\Phi c})/4,844. \quad (2)$$

В табл. 2 приведены значения безопасной концентрации кислорода $\varphi_{O_2\Phi\text{без}}$, вычисленные по формуле (3) для представленных в таблице горючих газов и газов-флегматизаторов

$$\varphi_{O_2\Phi\text{без}} = (100 - \varphi_{\Phi c} - \varphi_{\Gamma\Phi})/0,20642, \quad (3)$$

где $\varphi_{\Gamma\Phi}$ – концентрация горючего компонента в точке флегматизации, %.

Относительная среднеквадратическая погрешность расчета по формуле (3) составляет 10% [3].

В методе верхнего предела определения значения $\varphi_{O_2\Phi}$ используется постоянство отношений для данного флегматизатора концентраций кислорода в экстремальной точке области воспламенения и в смеси, соответствующей верхнему пределу воспламенения в воздухе, которое не зависит от вида углеводородного горючего [4, 5]. При применении в качестве газа-флегматизатора азота это значение составляет 0,60, а для диоксида углерода – 0,745. Этот метод вследствие невысокой точности рекомендуют использовать лишь для ориентировочной оценки значения МВСК ($\varphi_{O_2\Phi}$).

В основе метода нижнего предела определения МВСК лежит известное положение, заключающееся в том, что трехкомпонентные смеси горючего, кислорода и инертного компонента не взрываются при любом содержании кислорода меньше некоторого предельного значения $\varphi_{O_2\Phi}$. Значение $\varphi_{O_2\Phi}$ соответствует составу газов у мыса (экстремальной точки) области воспламенения и незначитель-

Таблица 1

Значения минимальных флегматизирующих концентраций (φ_{Φ}) смесей горючих газов с воздухом при использовании N₂, H₂O и CO₂ в качестве газов-флегматизаторов

Горючие газы	ΔH , кал/моль	$\varphi_{\Gamma\Phi}$, %	$\varphi_{\Phi N_2}$, %	$\varphi_{\Phi H_2O}$, %	$\varphi_{\Phi CO_2}$, %
Окись углерода CO	-26 423	12,5	63,35	53,28	48,86
Метан CH ₄	-17 889	5,0	45,09	35,06	29,44
Этан C ₂ H ₆	-20 236	3,0	44,82	35,04	29,58
н-Бутан C ₃ H ₈	-24 820	1,9	44,45	34,75	29,36
Пропилен C ₃ H ₆	4880	2,4	47,53	38,16	32,74
Бутилен C ₂ H ₄	12496	2,0	49,91	40,71	35,20
Ацетилен C ₂ H ₂	54190	2,5	58,76	50,63	45,08

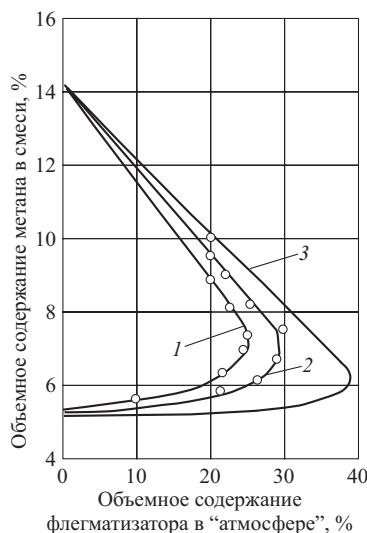


Рис. 1. Графики зависимости области воспламенения метановоздушной смеси от содержания разбавителя:

1 – диоксид углерода; 2 – водяной пар; 3 – азот

но отличается от содержания кислорода в стехиометрических смесях различных веществ на нижнем концентрационном пределе распространения пламени [6]

$$\phi_{O_2\Phi} = \beta\phi_n/100, \quad (4)$$

где β – стехиометрический коэффициент кислорода, равный числу молей кислорода, приходящихся на 1 моль горючего вещества при его полном сгорании; ϕ_n – нижний концентрационный предел распространения пламени. Средняя погрешность расчетного определения $\phi_{O_2\Phi}$ составляет 11% [2].

Значение $\phi_{O_2\Phi}$, соответствующее составу газа у мыса воспламенения, практически одинаково. Для абсолютного большинства углеводородных газов (CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} , C_5H_{12} , C_6H_{14} , C_3H_6 , C_4H_8 , C_6H_6) в смеси с воздухом, обогащенным азотом, расчетное значение МВСК будет находиться в пределах 11,0 – 13,5%. Если добавкой к воздуху служит диоксид углерода, значение МВСК для ука-

занных горючих газов увеличится до 13,4 – 15,6%, т.е. больше примерно на 20%, вследствие более высокой теплоемкости CO_2 . Для смеси оксида углерода с воздухом расчетное значение МВСК составляет 6,2%, а полученное в эксперименте – 5,6% [6].

В отличие от газовоздушных и паровоздушных смесей стандартный метод экспериментального определения МВСК для пылевоздушных смесей предусматривает проведение серии опытов по зажиганию навески исследуемого образца дисперсностью менее 100 мкм, распыленной импульсом сжатого воздуха в реакционной камере при включенном источнике зажигания. Монотонным снижением концентрации кислорода в реакционной камере путем разбавления воздуха флегматизатором определяют минимальное содержание кислорода в аэросмеси при оптимальной концентрации в ней пыли, ниже которой воспламенение навески не наблюдается.

Расчетный метод определения МВСК для пылевоздушных смесей основывается на предположении о наличии некоторой критической температуры горения пылевзвеси порядка 1200°C, которая достигается при критическом содержании в ней кислорода [7].

Поскольку теплота сгорания органических веществ в расчете на вступивший в реакцию горения кислород слабо зависит от химической природы вещества, то диапазон вероятных объемных значений МВСК пылевоздушных смесей органических веществ при разбавлении азотом составляет $12 \pm 2\%$, что в принципе соответствует действительности [8].

Особенность органического твердого топлива, состоящего из летучих веществ, кокса и золы, позволяет рассматривать его пыль как самостоятельный класс пылевидных материалов [3]. Несмотря на некоторые различия, механизм распространения пламени в пылевоздушных смесях все же в наибольшей мере соответствует горению газовоздушных смесей. Согласно теории Н. Н. Семенова горение при взрыве угольной пыли происходит в

Таблица 2

Значения минимальной концентрации кислорода и безопасной концентрации кислорода для смесей горючих газов с воздухом

Горючие газы	Азот		Водяной пар		Диоксид углерода	
	$\phi_{O_2\Phi}$, %	$\phi_{O_2\Phi\text{без}}$, %	$\phi_{O_2\Phi}$, %	$\phi_{O_2\Phi\text{без}}$, %	$\phi_{O_2\Phi}$, %	$\phi_{O_2\Phi\text{без}}$, %
CO	7,57	4,99	9,64	7,06	10,56	7,98
CH_4	11,34	10,3	13,41	12,37	14,57	13,52
C_2H_6	11,39	10,77	13,41	12,79	14,54	13,92
C_3H_8	11,47	11,04	13,47	13,08	14,58	14,12
C_3H_6	10,83	10,34	12,77	12,27	13,89	13,39
C_2H_4	10,34	9,93	12,24	11,83	13,38	12,96
C_2H_2	8,51	8,00	10,19	9,68	11,34	10,82

газовой фазе, т.е. уголь сгорает в виде смеси горючих компонентов летучих с воздухом [9]. Эта теория открывает возможность использования закономерностей газовоздушных смесей для смеси угольной пыли с воздухом.

В частности, для смеси горючих компонентов летучих угольной пыли с воздухом минимальное взрывоопасное содержание кислорода также будет соответствовать составу газовоздушной смеси у мыса воспламенения [6]

$$МВСК = \mu^H \beta, \quad (5)$$

где μ^H – нижний концентрационный предел распространения пламени горючих компонентов летучих с воздухом, кг/кг; β – стехиометрический коэффициент.

Стехиометрический коэффициент может быть рассчитан по выражению

$$\beta = V_0 = 1,1 \cdot 21(Q_{\text{лет}}/4190), \quad (6)$$

где $Q_{\text{лет}}$ – теплота сгорания летучих, кДж/кг, вычисляется по формуле, приведенной в [10].

$$Q_{\text{лет}} = \frac{Q_0^{\text{топл}} - 329C_0^{\text{кокс}}}{V_0^{\text{daf}}} \cdot 100, \quad (7)$$

где $C_0^{\text{кокс}} = C_0 + H_0 + O_0 - V_0^{\text{daf}}$ – массовое содержание углерода в коксе, %;

$$C_0 = \frac{C^{\text{daf}}}{\Sigma} \cdot 100; H_0 = \frac{H^{\text{daf}}}{\Sigma} \cdot 100; O_0 = \frac{O^{\text{daf}}}{\Sigma} \cdot 100$$

– массовое содержание соответственно углерода, водорода и кислорода в расчете на кислородную массу, %; C^{daf} , H^{daf} и O^{daf} – массовое содержание углерода, водорода и кислорода на сухую беззолиную массу, %; $\Sigma = C^{\text{daf}} + H^{\text{daf}} + O^{\text{daf}}$.

На графике [рис. 2](#) показана зависимость МВСК для смеси горючих компонентов летучих с воздухом при нагреве пыли топлива марок 2К, КЖ, СС, Т и 3Б. Данные по составу летучих указанных марок углей заимствованы из [11]. При температуре пыли 300 К минимальное объемное взрывоопасное содержание кислорода (в процентах) для пыли углей марок 2К, КЖ, СС, Т и 3Б соответственно составляет 9,3; 6,2; 9,5; 5,7 и 7,8. С увеличением температуры пылевоздушной смеси значение минимальной взрывоопасной концентрации кислорода для пыли всех исследованных марок углей уменьшается ([рис. 2](#)).

В угольной пыли, кроме летучих, имеются кокс и зола, которые в быстротечном процессе взрыва не участвуют или почти не участвуют, но являются балластом, на нагрев которого расходуется часть тепла, образующегося при сгорании летучих, что приводит к повышению значения нижнего предела

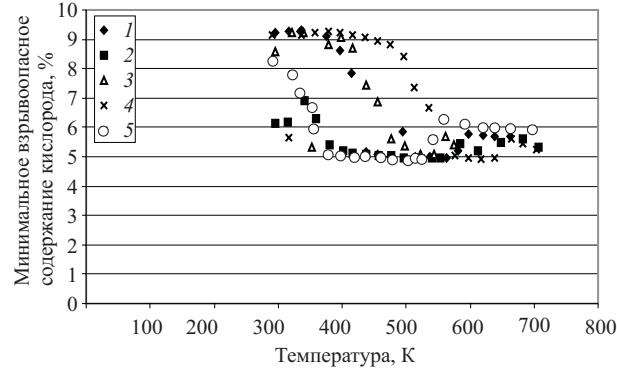


Рис. 2. Зависимость минимального взрывоопасного содержания кислорода для смеси летучего твердого природного топлива с воздухом при использовании азота в качестве газа-флегматизатора от температуры смеси:

1 – уголь марки 2К; 2 – уголь марки КЖ; 3 – уголь марки СС; 4 – уголь марки Т; 5 – уголь марки 3Б

распространения пламени $\mu_{\text{л.б}}^H$, которое вычисляется по выражению [10]

$$\mu_{\text{л.б}}^H = \frac{\mu_{\text{л}}^H \left(1 + \frac{100 - V^d}{V^d} \right) \cdot 100}{100 + \mu_{\text{л}}^H \frac{100 - V^d}{V^d}}, \quad (8)$$

где $\mu_{\text{л}}^H = 100(1260/Q_{\text{лет}})$ – нижний массовый концентрационный предел распространения пламени смеси горючих летучих (без кокса и золы) с воздухом, %; $V^d = 0,01 V^{\text{daf}}(100 - A^d)$, %; A^d – массовая зольность топлива на сухую массу, %.

Значение $\mu_{\text{л.б}}^H$, вычисляемое по выражению (8), имеет размерность массовой доли в процентах или килограмм летучих на килограмм воздуха. Для пересчета нижнего концентрационного предела распространения пламени при горении летучих в присутствии балласта на килограмм воздуха ($\text{кг}/\text{м}^3$) используется выражение

$$\mu_{\text{возд}}^H = 1,2 \mu_{\text{л.б}}^H (1 - \mu_{\text{л.б}}^H). \quad (9)$$

Результатами экспериментов по взрывам угольной пыли различной степени метаморфизма было доказано, что не все летучие сгорают при взрыве пылевого облака. Количество летучих, участвующих при взрыве пылевого облака при использовании надежного и достаточно мощного источника зажигания, не зависит от степени метаморфизма угля и составляет (с коэффициентом вариации 14,9%) лишь 34,4% общего количества летучих [9]. Исходя из сказанного, значение минимального взрывоопасного содержания кислорода с достаточной для практических целей точностью может быть вычислено по выражению

$$МВСК = 0,344 \mu_{\text{возд}}^H \beta. \quad (10)$$

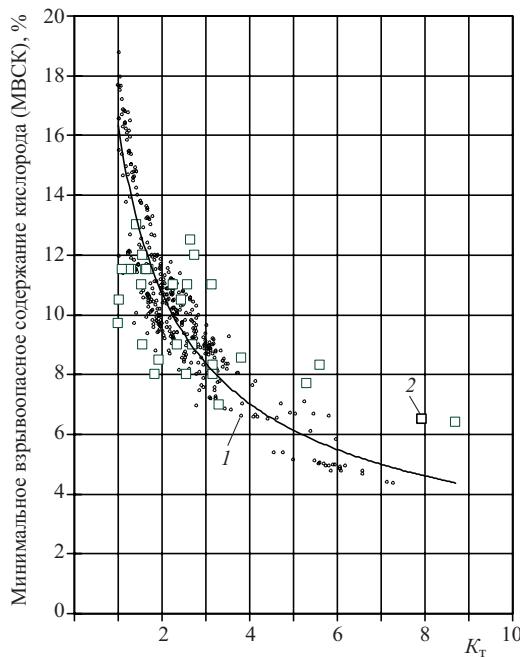


Рис. 3. Зависимость минимального взрывоопасного содержания кислорода в пылевоздушной смеси при использовании азота в качестве разбавителя от критерия взываемости:

1 – расчетные точки; 2 – опытные точки ЦКТИ

С помощью выражения (10) было рассчитано МВСК для всех видов и марок твердого топлива, характеристики которых даны в [12].

На графике [рис. 3](#) показаны значения МВСК в зависимости от критерия взываемости K_t . Значение минимального взрывоопасного содержания кислорода, примерно 4,5%, соответствует пыли фрезерного торфа, характеризующегося значением критерия взываемости $K_t \approx 7,3$; для пыли кузнецкого угля марки СС2СС подземной добычи с $K_t \approx 1,02$ МВСК составляет 18,8%. На графике [рис. 3](#) нанесены также значения минимального взрывоопасного содержания кислорода, полученные ЦКТИ экспериментальным путем для различных видов и нескольких марок твердого природного топлива [13]. Точки, хотя и с большим разбросом, симметрично расположились относительно аппроксимирующей кривой. Приближенно значение МВСК для пыли природного твердого топлива, фракционный состав которой соответствует проходу через сито с размерами ячеек менее 63 мкм, можно рассчитать по выражению

$$MBCS = 16,4K_t^{-0,61}, \quad (11)$$

где $K_t = V^d / \mu_{л,б}^h$ – критерий взываемости пыли природного твердого топлива [14].

Полученные результаты не противоречат зарубежным и отечественным сведениям о значении МВСК для пыли твердого натурального топлива. В зарубежной нормативной литературе распро-

странено правило, согласно которому при объемном содержании кислорода в аэродисперсной системе в количестве 8% горение аэровзвесей органических веществ исключается [8]. В Германии минимальное взрывоопасное содержание кислорода при инертизации пылевоздушной смеси азотом для пыли каменного угля марки Ж с медианным размером частиц 17 мкм составляет 14%, а для пыли бурого угля с размерами частиц менее 63 мкм – 12% [15]. В соответствии с этим предельную объемную концентрацию кислорода при атмосферных условиях предлагают поддерживать для каменных углей на уровне 14% и для бурых – 12%.

Согласно руководящим документам Национальной Ассоциации США по противопожарной защите МВСК для бурых углей со средним диаметром частиц 42–66 мкм составляет 12%, для битуминозных углей со средним диаметром частиц 17 мкм – 14%, для брикетов из бурого угля со средним диаметром частиц пыли 51 мкм – 15% при флегматизации пылевоздушной смеси азотом. При флегматизации пылевоздушной смеси диоксидом углерода МВСК составляет 17% для битуминозных углей и 15% для полубитуминозных и бурых углей [16]. TRD 413 (Германия) считает допустимыми следующие объемные концентрации кислорода во влажной пылевоздушной смеси: для каменных и бурых углей в системах прямым вдуванием пыли в топку – 12%; в надпылевом пространстве бункера пыли для каменных углей – 12%, а для бурых – 10% [17].

Исследования, проводимые в России, показали, что минимальное взрывоопасное объемное содержание кислорода в аэрозолях горючих органических веществ колеблется в пределах от 18 до 10%; для некоторых веществ МВСК снижается до 7–8% [18]. По результатам исследования взрывов пыли каменных, бурых углей и фрезерного торфа авторы [13] предлагают ограничить объемное содержание кислорода в пылегазовой смеси: 10% для торфа, для бурых углей – 13% и каменных – 15%.

Проведенный анализ отечественных и зарубежных публикаций и нормативно-руководящих материалов показал, что рекомендуемые значения МВСК для пылевоздушных смесей одного и того вида природного твердого топлива имеют близкие значения. Этот же анализ показал, что точность определения МВСК для пыли твердого природного топлива, осуществляя экспериментальным или расчетным путем, находится практически на одинаковом уровне.

Экспериментальные и расчетные методы определения МВСК применяются к пылевому облаку сухой и тонкой пыли, которое создается в объеме реакционной камеры импульсом воздуха, характеризующегося незначительным влагосодержанием, равным примерно 10 г на 1 кг сухого воздуха. Поэтому полученные результаты определяют создание условий, обеспечивающих взрывобезопасное хра-

нение сухой пыли в пылевых бункерах и емкостях для ее перевозки, а также к системам загрузки и выгрузки пыли путем создания в них инертной атмосферы, концентрация кислорода в которой так мала, что пылевоздушная смесь не может быть зажжена.

В пылеприготовительных установках одновременно с размолом осуществляется сушка топлива. Водяные пары флегматизируют смесь, состоящую из пыли, воздуха или дымовых газов, повышая безопасность эксплуатации, а значение МВСК для такой атмосферы повышается. Возникновение взрывоопасных ситуаций в системах пылеприготовления, как правило, связано с нарушением стационарности режима ее работы, что происходит при пуске, останове пылеприготовительной установки и при несанкционированном прекращении подачи в нее топлива. Длительный опыт эксплуатации систем приготовления пыли на тепловых электростанциях подтверждает, что при концентрации кислорода на сухой объем агента сушки за установкой менее 16% во всех режимах ее работы, включая пуск, останов и обрыв топлива, практически обеспечивается ее взрывобезопасная эксплуатация [19, 20]. Поэтому в "Правилах взрывобезопасности..." в переходных режимах: перед пуском, остановом и при обрыве топлива предусмотрена подача в систему пылеприготовления пара, а в аварийных ситуациях – мелко распыленной воды [14]. Расход пара определяется из условия обеспечения концентрации кислорода в аэросмеси за установкой не более 16% (на сухие газы).

При расчете пылеприготовительных установок следует вычислять объемное содержание кислорода во влажной смеси на выходе из системы пылеприготовления при газовой сушке по выражению (12), при сушке топлива горячим воздухом по выражению (13) [21, 22]

$$\text{O}_2 = \frac{2r_{\text{перв}}V^0}{r_{\text{перв}}V_r^0 + r_{\text{перв}}V^0 + 1,24\Delta W}, \quad (12)$$

где $r_{\text{перв}}$ – доля первичного воздуха от теоретически необходимого количества воздуха для сжигания 1 кг топлива V^0 , м³/кг; V_r^0 – объем продуктов сгорания 1 кг топлива при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1$, м³/кг; ΔW – количество испаренной влаги из 1 кг сырого топлива, кг/кг.

$$\text{O}_2 = \frac{2r_{\text{перв}}V^0}{r_{\text{перв}}V^0 + 1,24\Delta W}. \quad (13)$$

Расчетное значение кислорода во влажной смеси, вычисленное при газовой сушке по выражению (12) или при воздушной сушке топлива по выражению (13), не должно превышать значения минимального взрывобезопасного содержания кислорода для пыли данного топлива, вычисленного по выражению (11), т.е.

$$\text{O}_2 < \text{МВСК}. \quad (14)$$

Значение МВСК, вычисленное по выражению (11) для пыли данного топлива, следует использовать при определении расхода флегматизаторов с учетом его теплоемкости (азота или оксида углерода) для инертизации надпылевого пространства бункера пыли при длительном останове котельной установки.

Список литературы

- ГОСТ 12.1.044-89. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.
- Монахов В. Т. Методы исследования пожарной опасности веществ. М.: Химия, 1979.
- Пожарная безопасность. Взрывобезопасность. Справочник / Под ред. Баратова А. Н., Иванова Е. Н., Корольченко А. Я. М.: Химия, 1987.
- Кучер В. М. Проблемы горения и тушения. М., 1968.
- Кучер В. М. Пожарная профилактика и тушение пожаров. М.: 1964, вып. 2.
- Розловский А. И., Брант Б. Б. О предельной взрывобезопасной концентрации кислорода в смесях с горючим газом. – Химическая промышленность, 1963, № 7.
- Graven A. D., Foster M. G. – Combustion and Flame, 1967. Vol. 11.
- Полетаев Н. Л., Корольченко А. Я. Проблемы оценки взрывобезопасности дисперсных материалов. М.: ГИЦ МВД СССР, 1988.
- Борьба со взрывами угольной пыли в шахтах / Нецепляев М. И., Любимова А. И., Петрухин П. М. и др. М.: Недра, 1992.
- Толчинский Е. Н., Колбасников В. А. Инженерный метод оценки взрывобезопасных свойств пыли энергетических топлив. – Электрические станции, 1999, № 3.
- Ишиев В. Г. Борьба с самозгоранием угля в шахтах. – Недра, 1987.
- Энергетическое топливо СССР / Вдовченко В. С. и др. М.: Энергоатомиздат, 1991.
- Кушнаренко В. В., Гродинская Л. А. Влияние содержания кислорода на взрываемость и самовоспламенение топливной пыли. – Теплоэнергетика, 1987, № 2.
- РД 153-34.1-03.352-99. Правила взрывобезопасности топливоподач и установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива. М.: АООТ ВТИ, 2000.
- Нормы и правила VDI. VDI 2263. Горение и взрывы пыли. Опасность – оценка – меры защиты / Справочник VDI по чистоте воздуха, т. 6. – Немецкое общество инженеров (VDI), Комиссия VDI по чистоте воздуха.
- NFPA 69 (США). Стандарт на системы взрывопредупреждения. 1997.
- Vor-TRD 413 Ausführung.– Kolenstaubfeuerungen an Dampfkesseln. Fassg. Sept. 1991.
- Корольченко А. Я. Пожаровзрывоопасность промышленной пыли. М.: Химия, 1986.
- Кисельгоф М. Л. Взрывы угольной пыли в пылеприготовительных установках. М.: Гостранстехиздат, 1937.
- Самовозгорание и взрывы пыли натуральных топлив / Померанцев В. В., Шагалова С. Л., Резник В. А., Кушнаренко В. В. Л.: Энергия, 1978.
- Системы пылеприготовления с мельницами-вентиляторами / Волковинский В. А., Роддатис К. Ф., Толчинский Е. Н. М.: Энергоатомиздат, 1990.
- Толчинский Е. Н. Определение присосов воздуха в пыле-систему с газовой сушкой топлива. – Электрические станции, 1980, № 9.

Сжигание непроектного топлива на котлах П-57 энергоблоков 500 МВт Рефтинской ГРЭС

Алекснович А. Н., доктор техн. наук, Богомолов В. В., канд. техн. наук, Карягин Ю. В., Корелкин Г. Н.,
Гаряев Г. А., инженеры

ОАО УралВТИ – АО Свердловэнерго – Рефтинская ГРЭС

Проблема надежности энергоснабжения Свердловской области, возникшая вследствие снижения объемов и качества, а также роста цен поставляемого в энергосистему экибастузского угля в начале 90-х годов, обусловила необходимость поиска альтернативного отечественного топлива. В связи с этим на ряде ТЭС АО Свердловэнерго было осуществлено опытное сжигание кузнецких углей марок СС, ОС, в основном, с положительным технологическим результатом [1].

Затянувшаяся кризисная ситуация в топливоснабжении достигла своего апогея в конце 1999 г., когда на ряде электростанций энергосистемы запасы угля снизились до уровня аварийных.

В не меньшей мере необходимость использования непроектных углей вызвана также рядом других причин, не всегда в полной мере учитываемых [2] при рассмотрении вопросов топливообеспечения ТЭС:

износ оборудования ТЭС Свердловэнерго, сжигающих высокозольный экибастузский уголь, в условиях дефицита инвестиций на ремонтно-восстановительные работы близок к предельному;

заполнение большинства золоотвалов пылеугольных ТЭС Свердловэнерго достигло 80 – 90% их проектной емкости, сохранение прежних или тем более наращивание объемов сжигания высокозольного топлива в самой ближайшей перспективе может стать причиной ограничения рабочей мощности ТЭС;

предъявление областными природоохранными органами санкций на ограничение мощности электростанций в связи с ухудшением экологической обстановки при увеличении выработки электроэнергии на экибастузском угле.

В сложившейся обстановке выбору технологически пригодных углей способствовало проведение опытно-промышленного сжигания в значительных количествах непроектного топлива на котлоагрегатах П-57 (блок 500 МВт) Рефтинской ГРЭС. За период 1996 – 2000 гг. были проведены эксперименты по сжиганию кузнецких углей марок (ДГ, 1СС, Т) и отсевов каменноугольного и нефтяного кокса.

Сжигание углей марки ДГ. Несмотря на положительный опыт сжигания на котлах П-57 угля марки СС 2СС Бачатского разреза [3], недостаточный объем добычи этого угля (а также Черниговского, Киселевского, Ново-Троицкого разрезов)

привел к решению о проведении опытного сжигания более доступных и дешевых углей марок ДГ, Д, Г Северо-Талдинского и Ерунаковского разрезов Кузбасса. По предварительным экспериментальным и расчетным проработкам УралВТИ (табл. 1) эти угли имеют относительно низкие шлакующие свойства среди других кузнецких углей марок Г, Д.

Подготовка и объем экспериментов. С учетом худших сыпучих и более высоких реакционных, шлакующих свойств кузнецких углей (ДГ) по сравнению с экибастузским СС при опытном сжигании ставилась цель выяснить особенности эксплуатации и возможные ограничения в работе оборудования. Для проведения испытаний выполнены следующие основные подготовительные мероприятия: накоплен стартовый запас экспериментального топлива и обеспечена его дальнейшая ритмичная поставка в период опытного сжигания, приведено в соответствие с требованиями взрывобезопасности оборудование пылесистем, подготовлены лючки наблюдения по топке, две пылесистемы подготовлены для проведения исследований, откорректированы инструкции и др.

Опытное сжигание проведено в несколько этапов. На первом этапе для получения сравнительных данных сжигался экибастузский уголь. Проведены четыре балансовых опыта при коэффициенте избытка воздуха за переходной зоной $\alpha_{\text{пп}}'' = 1,16 \div 1,20$. На втором этапе осуществлен перевод на кузнецкий уголь поочередно всех пылесистем, их плановые остановы и пуски на угле марки ДГ. Положением шиберов в тракте сушильного агента регулировался расход первичного воздуха при $t_{\text{гв}} = 300^{\circ}\text{C}$ и температуре аэросмеси первоначально $t_{\text{ac}} \leq 80^{\circ}\text{C}$ (при нормативе 100°C). При этом никаких осложнений в части безопасной работы пылесистем не наблюдалось.

Далее эксплуатация котла велась в 6 – 8-мельничном режиме при $N_{\text{бл}} = 300 \div 440$ МВт. В этой серии из 15 опытов оценивалось влияние на работу котла тепловой нагрузки, избытка воздуха в топке, крутки вторичного воздуха в горелках, числа работающих пылесистем. На последнем этапе котел работал с постоянной номинальной нагрузкой ($N_{\text{бл}} = 500 \pm 5$ МВт) в 6 – 8-мельничном режиме. На этом этапе основное внимание уделено изучению процесса шлакования и определению нач-

дежности работы элементов топки и перегревательного тракта котла.

После каждого из этапов, за исключением второго, котлоагрегат останавливался для осмотра состояния поверхностей нагрева и вспомогательного оборудования. С учетом малой изученности углей Ерунавского угленосного района в комплексе работ опытного сжигания особое внимание было удалено исследованиям проб товарного топлива и золошлаковых материалов (фазовый и химический состав, специальные исследования для оценки шлакующих свойств), а также определению шлакующих свойств в промышленных условиях при помощи зондов (температура $t_{шл}$, интенсивность образования и прочность шлаковых отложений). Измерения температур в топке и по тракту котла, тепловосприятий поверхностей нагрева дополнялись их расчетным анализом с использованием известных и оригинальных методик и компьютерных программ.

Характеристика угля. По данным поставщика кузнецкий уголь марок ДР, ДГР поступал с разрезов Талдинский и Талдинский-Северный со средними показателями качества: $A^d = 13,7\%$, $W_t^r = 10,9\%$; $Q_i^r = 5660 \text{ ккал}/\text{кг}$. Фактически сжигался уголь со средними характеристиками: $A^d = 20,7\%$; $W_t^r = 12,6\%$; $Q_i^r = 5020 \text{ ккал}/\text{кг}$. Содержание азота определено $N^{daf} = 1,8 \div 2,1\%$ (для экибастузского угля $N^{daf} = 1,3\%$), содержание $S^{daf} = 0,5\%$ против 1,06% для экибастузского угля.

Анализ минеральной части топлива и золы установил наличие глинистых минералов, преимущественно каолинитовой группы, определяющих повышенную тугоплавкость золы, а присутствие железа в форме сидерита и отсутствие фаз минералов, содержащих кальций, указывали на слабую склонность золы к образованию прочных первичных (селективных) отложений. Химический состав золы талдинского угля также указывал на ее повышенную тугоплавкость по сравнению с другими исследованными кузнецкими углами. Так, средняя расчетная температура начала шлакования экспериментального угля достигает $t_{шл} = 1046^\circ\text{C}$, в то время как исследованные угли Д и Г шахтной и открытой добычи имеют $t_{шл} = 960 \div 1020^\circ\text{C}$. Плавкостные характеристики золы для неокисленных

углей разреза Талдинский составили: $t_A = 1300^\circ\text{C}$; $t_B \leq 1500^\circ\text{C}$; $t_c \geq 1500^\circ\text{C}$, т.е. на уровне экибастузского угля. Дополнительно отметим, что в настоящее время на Рефтинскую ГРЭС поставляются партии экибастузского угля со значениями $t_{шл} = 1100^\circ\text{C}$, что на $80 - 110^\circ\text{C}$ ниже по сравнению с характерным экибастузским углем и подтверждается участившимися случаями зашлаковки котлов ПК-39 (блоки 300 МВт).

Результаты опытного сжигания. Тракт топливоподачи. Трудности в эксплуатации топливоподачи при проведении опытного сжигания определялись ухудшенными сыпучими и адгезионными свойствами кузнецкого угля по сравнению с экибастузским. Неудовлетворительные условия закладки стартового запаса – длительный период (5 мес), большая площадь размещения при относительно малом объеме (примерно 60 тыс. т) – привели к переувлажнению топлива атмосферными осадками.

В период опытного сжигания наблюдались зависания угля на приемных решетках качающихся питателей при подаче со склада, замазывание пересипных течек тракта транспортеров, колосниковых решеток молотковых дробилок; эпизодическое зависание угля в БСУ.

Лабораторное изучение сыпучих свойств угля опытной партии показало, что при $W_t^r \geq 12,6\%$ уголь характеризуется неудовлетворительной сыпучестью, а при $W_t^r \geq 17\%$ наступает полная потеря сыпучести. Расчетная оценка смерзаемости талдинского угля показала, что его можно отнести к категории несмрзающего топлива ($W_t^r - W_{без} = 0,154 \div 1,8\%$, т.е. на уровне экибастузского). Опыт приемки угля в феврале – марте 2000 г. в перемороженном виде подтвердил возможность удовлетворительной работы как отдельных механизмов, так и топливоподачи в целом. Таким образом, несмотря на имевшие место осложнения в работе топливоподающего оборудования, организация работы топливотранспортного цеха обеспечила бесперебойную подачу опытного угля в пылесистемы котла на существующем оборудовании во всем диапазоне нагрузок блока № 8, в условиях параллельной работы еще двух блоков 500 МВт на экибастузском угле.

Таблица 1

Допустимые по условиям шлакования тепловые напряжения и температуры газов по тракту котла

Уголь	$q_{лг}$, МВт/м ²	q_F , МВт/м ²	$\vartheta_{нш}$, °C	ϑ''_T , °C	$\vartheta'_{кпп}$, °C	$\Delta_i/\Delta_{ном}$
С-Талдинский ГР	1,478	5,7 – 5,8	1096,0	1210	1040	1,0
Ерунавский ГР	1,298	5,7 – 5,8	1067	1180	1014	0,98
Бачатский 2ССР	1,620	5,7 – 5,8	1154,0	1225	1096	1,0
Экибастузский 1ССР	1,700	6,0	1165,0	1250	1105	1,0

Примечание: $q_{лг}$ и q_F – допустимые значения теплового напряжения зоны активного горения и сечения топки; $v_{нш}$, ϑ''_T , $\vartheta'_{кпп}$ – допустимые значения температур начала шлакования, на входе в фестон и конвективный пароперегреватель.

Работа пылесистем. Пылеприготовительное оборудование котла П-57, оснащенное молотковыми мельницами ММТ-2600/2500/590 с центробежным сепаратором СПЦ 4000/1700 при работе на талдинском каменном угле ДГ, обеспечивает несение блоком номинальной нагрузки в 6–8-мельничном режиме без ограничения по размольной и сушильной производительности.

Выполненные мероприятия в соответствии с нормативами пожаровзрывобезопасности гарантировали работу пылесистем в штатных и аварийных (обрыв топлива, экстренный останов) ситуациях без “хлопков”, возгорания и др. В опытах не отмечено замазывания шнековых питателей угля, устьев БСУ, течек сырого угля к мельницам. Температура аэросмеси $t_{a3} \leq 90^\circ\text{C}$ (по условиям испытаний) поддерживалась устойчиво на всех пылесистемах за весь период опытов.

Наличие трубопроводов присадок холодного воздуха $d_y = 630$ мм по сравнению с трубопроводами на $d_y = 400$ мм дает возможность поддержания температуры аэросмеси при более глубоком изменении производительности мельниц.

Производительность “опытной” мельницы менялась в пределах $B_m = 20 \div 45$ т/ч при изменении расхода воздуха $Q_m = 65 \div 95$ тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$ и температуре сушильного агента перед мельницей $t_{ca} = 140 \div 210^\circ\text{C}$. Тонкость помола готовой пыли (при положении створок сепаратора $\varphi = 55^\circ$) менялась в зависимости от режима вентиляции в пределах $R_{90} = 30 \div 36\%$; $R_{200} = 12 \div 14\%$; $R_{600} = 0,3 \div 0,7\%$; $R_{1000} = 0,04 \div 0,16\%$, что соответствует коэффициенту полидисперсности пыли $n = 0,8 \div 0,9$.

Удельные расходы электроэнергии на размол при переходе с экибастузского угля на кузнецкий ДГ снижаются с 17,0 до 12,5 $\text{kВт} \cdot \text{ч/т}$ (при $B_m = 40$ т/ч).

Работа топки, шлакование котла. Во всех, без исключения, опытах топочный процесс характеризуется ранним воспламенением пыли, отсутствием пульсации и устойчивым положением факела при удовлетворительном выгорании топлива ($C_{yн}^r < 3,0\%$; $C_{шл}^r < 1,5\%$) даже при снижении крутки вторичного воздуха в горелках в диапазоне изменения угла установки лопаток закручивающего аппарата от $\beta_l = 45^\circ$ до $\beta_l = 20^\circ$. При сжигании опытного угля яркостная температура ядра факела ϑ_ϕ оставалась такой же, как и при сжигании экибастузского угля. На отметке 21,2 м несколько выше второго яруса горелок температура в ядре составляла $\vartheta_\phi = 1560 \div 1600^\circ\text{C}$ ($N_{бл} = 500$ МВт).

В силу лучшего теплообмена в топке на кузнецком угле температура факела по высоте топки снижается более интенсивно и на выходе из топки достигает значений, несколько меньших, чем на

экибастузском угле. Это подтверждается более высоким тепловосприятием НРЧ. Измеренная температура газов на выходе из топки (ϑ_t'') хорошо согласуется с расчетной (по нормам 1998 г.). При номинальной нагрузке котла $\vartheta_t'' = 1220 \div 1240^\circ\text{C}$, при этом соответствие расчетной и измеренной ϑ_t'' наблюдается при среднем коэффициенте эффективности экранов топки $\psi_{cp} = 0,47$.

В нижней части топки (на отметке 13,90 м ниже нижнего яруса горелок) уровень температур составил примерно $1100 \div 1300^\circ\text{C}$ и зависел не только от нагрузки котла, но и от числа и сочетания работающих пылесистем.

При нагрузках блока $N_{бл} \leq 450$ МВт каких-либо ограничений в работе котла по условиям шлакования и загрязнения поверхностей нагрева не выявлено. Топочные поверхности нагрева в период всего опытного сжигания находились в эксплуатационно-чистом состоянии и работали в нормальном режиме саморасшлаковки, не создавая трудностей в работе системы золошлакоудаления.

При работе котла на номинальной нагрузке установлено образование скоплений золошлаковых отложений в виде рыхлых, слабоспекшихся конгломератов в перемешку с сыпучей золой на участке наклонного ската поворотных газоходов между фестоном и ширмами. Это происходит из-за превышения температуры газов перед ширмами выше безопасной температуры по условиям их шлакования. В связи с этим рекомендовано максимальную нагрузку блока ограничить до накопления опыта уровнем 470 МВт. Наблюдения, проведенные во время осмотра котла после опытного сжигания, подтвердили отсутствие на всех поверхностях нагрева каких-либо селективных отложений.

Указанная ранее по рекомендации УралВТИ оценка бесшлаковой нагрузки котла для талдинского угля по опыту эксплуатации является заниженной. Такой же эпизодический занос перевалов и конвективных газоходов наблюдается и при работе на “нешлакующемся” экибастузском угле. При этом следует отметить, что котлы П-57-3 (блоки № 9, 10) с ТВП менее подвержены заносу перевалов, чем котлы П-57-1(2) (блоки № 7, 8) при прочих равных условиях эксплуатации.

Учитывая высокие реакционные свойства кузнецких углей ДГ, растопка котла с форсировкой тепловой нагрузки на угле может осуществляться на более ранних пусковых стадиях, чем на экибастузском. При растопке котла на мазуте подача пыли экибастузского угля в топку осуществляется только при наборе блоком 30% нагрузки номинала. Опыт с растопкой блока (простоя 30–35 ч) показал возможность устойчивой форсировки топки на смеси мазут – уголь ДГ уже на стадии “горячая отмыка – толчок турбины” в четырехмельничном

режиме, что позволило сократить расход мазута на пуск на 25 – 30% нормативного.

Работа пароводяного тракта. Опытное сжигание талдинских углей ДГ во всем эксплуатационном диапазоне нагрузок блока ($N_{бл} = 325 \div 505$ МВт, в том числе и без ПВД) не выявило принципиальных ограничений в работе пароводяного тракта котла. Средние значения температуры среды за всеми поверхностями нагрева не превышали регламентируемых ЗиО предельно допустимых трактовых температур.

Сопоставление режимов работы пароводяного тракта при сжигании экибастузского СС и кузнецкого ДГ углей показывает, что тепловосприятие поверхностей нагрева топки практически одинаковы. Большее тепловосприятие НРЧ-І и НРЧ-ІІ на кузнецком угле компенсируется меньшим тепловосприятием в СРЧ-ІІ; поверхности поворотного газохода воспринимают тепла меньше, а конвективного газохода больше. Как и при работе на экибастузском угле, уровень температуры острого пара за котлом не достигает номинальных значений и составляет $t_{pe} = 535 \div 542^\circ\text{C}$ ($t_{pe}^{\text{ном}} = 545^\circ\text{C}$).

Работа РВП и электрофильтров. Аэродинамическое сопротивление РВП ($\Delta P_{рвп}$) фиксировалось в опытах с помощью ИВК. Эксплуатационное состояние набивки обеспечивалось периодической очисткой с помощью импульсной обдувки. Зависимость сопротивления набивки воздухоподогревателя от нагрузки котла (блока) $\Delta P_{рвп} = f(N_{бл})$ показывает, что при переходе на кузнецкий уголь сопротивление воздухоподогревателя снижается как по воздушному, так и по газовому трактам при $N_{бл} = 450 \div 500$ МВт, что свидетельствует об улучшении эксплуатационного состояния набивки РВП. Внешний осмотр набивки в пазах испытаний подтвердил отсутствие ее заноса шлаковыми гранулами, характерными при сжигании экибастузского угля.

При переходе на котле П-57 с экибастузского угля на кузнецкий ДГ наблюдается снижение напряжения на электродных системах всех полей электрофильтра ЭГА-88-12-4У в среднем на $\Delta U \approx 4$ кВ. При этом токовая нагрузка агрегатов питания возрастает на 120 – 300 мА. Этот эффект вызывается возрастанием удельного сопротивления из-за снижения концентрации в газах серного ангидрида SO_3 . В этом режиме работы электрополей определяющее влияние на степень очистки газов оказывает параметр напряжения на электродных системах. Вследствие выявленного уменьшения напряжения (в среднем на 10%) следует ожидать снижения эффективности работы полей. Однако учитывая, что при сжигании кузнецкого угля ДГ концентрация золы снижается примерно в 2,7 раза (на входе в золоуловитель) и уменьшается доля тонких фракций золы вследствие сжигания пыли более грубого помола, можно прогнозиро-

вать снижение выбросов золы в атмосферу пропорционально соотношению величин приведенной зольности на экибастузском ($A^{\text{п}} = 10,2\% \cdot \text{кг} \cdot 10^3 / \text{ккал}$) и кузнецком ДГ ($A^{\text{п}} = 3,6\% \cdot \text{кг} \cdot 10^3 / \text{ккал}$) углях.

Вредные выбросы. Состав дымовых газов измерялся с помощью газоанализатора "Testo-33" с пробоподготовкой "Testo-339" в контрольных сечениях газоходов за дымососами. Замерами установлено, что при сжигании талдинских углей ДГ выбросы NO_x (при избытках воздуха $\alpha''_{dc} = 1,4$) составляют $830 \div 1260 \text{ мг}/\text{м}^3$ в зависимости от числа и сочетания работающих пылесистем и возникающего при этом эффекта ступенчатого сжигания.

Выбросы SO_2 составили $730 \div 770 \text{ мг}/\text{м}^3$. При сжигании экибастузского угля в сопоставимых режимах получены следующие значения $C_{\text{NO}_x} = 1180 \div 4300 \text{ мг}/\text{м}^3$ и $C_{\text{SO}_2} = 1560 \div 1620 \text{ мг}/\text{м}^3$. Таким образом, несмотря на повышенное содержание азота в кузнецком угле, выбросы NO_x сопоставимы с таковыми на экибастузском угле, а при отключении двух пылесистем, подающих пыль на верхний ярус горелок, содержание оксидов азота в дымовых газах (в контрольном сечении) снижается на 30 – 35%. Выбросы SO_2 из-за меньшего содержания в кузнецком угле ниже содержания таковых в дымовых газах на экибастузском угле примерно в 2 раза.

Технико-экономические показатели. В диапазоне исследованных эксплуатационных режимов ($N_{бл} = 310 \div 505$ МВт, $\alpha''_{пз} = 1,1 \div 1,3$, $\beta_{top} = 22 \div 60^\circ\text{C}$, при работе 6 – 8 пылесистем) коэффициент полезного действия котла брутто (по обратному балансу) на углях ДГ составил $\eta_{бр} = 90,18 \div 91,26\%$, что ниже по сравнению с экибастузским углем в сопоставимых режимах на 0,2 – 0,4% ($\eta_{бр} = 90,81 \div 91,24\%$). Потери тепла с уходящими газами на кузнецком угле выше в среднем на 1,0% из-за повышения t_{yx} на 7 – 12°C, которое вызвано необходимостью присадки холодного воздуха в пылесистемы и соответствующим снижением расхода воздуха через РВП.

Потери тепла с механическим недожогом при сжигании углей ДГ составляли $q_4 = 0,35 \div 0,75\%$ (на экибастузском угле $q_4 = 1,0 \div 1,4\%$). Высокие реакционные свойства длиннопламенных и газовых углей позволяют обеспечить более глубокий выжиг угольной пыли даже при огрублении помола угля ($R_{90} = 30 \div 36\%$, а на экибастузском – $R_{90} = 18 \div 20\%$). КПД котла нетто при работе на кузнецком угле при $N_{бл} = 500$ МВт составил в среднем $\eta_{нт} = 89,4\%$ против $\eta_{нт} = 89,6\%$ на экибастузском.

Существующие возможности эксплуатации пылесистем на кузнецком угле позволяют повысить КПД котла (брутто) до значений

$\eta_{\text{бр}} = 91,5 \div 92,0\%$ за счет повышения температуры аэросмеси за мельницами до $t_{\text{ап}} = 100^\circ\text{C}$ и доведении тонкости помола пыли за сепараторами до $R_{90} = 25 \div 30\%$.

После проведения в сентябре 1999 г. на котле П-57 (блок 500 МВт ст. № 8) опытного сжигания талдинского угля ДГ за период до октября 2000 г. было сожжено примерно 200 тыс. т кузнецких углей марок ДГ, 1СС, Т в опытно-промышленном режиме как в чистом виде, так и в смеси с экибастузским углем. При этом удалось снизить затраты только на разнице цен экибастузского и кузнецкого углей порядка 35 млн. руб. (цены 2000 г.).

Далее приводятся краткие результаты этих сжиганий.

Эксперименты проведены при сжигании углей, сведения о которых представлены в [табл. 2](#). Котлы П-57 эксплуатировались при нормативных избытках воздуха в диапазоне нагрузок блоков 300 – 500 МВт и работе 7 – 8 мельниц. Основное внимание уделялось анализу работы оборудования топливоподачи, пылесистем, оценке шлакования котла, устойчивости воспламенения и выгорания топлива, надежности обеспечения нормативных параметров пара. В опытах оценивалась экономичность сжигания, измерялись вредные выбросы и температуры газов в топке и газоходах.

Полученные результаты обобщены в [табл. 3](#) по наличию или отсутствию ограничений в технологической цепочке и сводятся к следующему.

Сжигание кузнецкого угля марки 1СС (разрез Киселевский), характеризующегося умеренными шлакирующими свойствами: $t_{\text{шл}} = 1020 \div 1035^\circ\text{C}$;

низким потенциалом к образованию прочных железистых отложений ($P_{\text{Fe}} < 0,34$); средним к образованию сульфатно-кальциевых отложений ($P_{\text{Ca}} < 0,45$), привело к образованию в поворотных газоходах котла значительных золошлаковых завалов с их распространением на опускные газоходы и перекрытием до 10% поверхности КПП, 40 – 55% поверхности переходной зоны (ПЗ). Завалы сформированы из типичных спекшихся шлаковых отложений в виде “брюсков” со следом труб, образование которых происходит на лобовых трубах ширм и потолочном экране поворотного газохода между фестоном и ширмами. Высота завалов на перевале (участок “фестон – ширмы”) достигала 1,5 – 4,0 м. Температура газов 9_t при номинальной нагрузке составила $1180 \div 1220^\circ\text{C}$.

В отличие от этого при сжигании углей Ерунковского угольного района Кузбасса (разрез Талдинский, Талдинский-Северный, Ерунковский, шахта Кыргайская), имеющих более тугоплавкую золу по сравнению с углем разреза Киселевский, золошлаковые завалы по объему не превышали отмеченных при опытном сжигании углей марок ДГ (1999 г.). Не выявлено серьезных затруднений при разгрузке и прохождении углей по тракту топливоподачи. По оценке АО Свердловэнерго бесшлаковая мощность котла близка к номинальной нагрузке блока.

Сжигание тощих углей (разрез Краснобродский, Осинниковский, Листвянский).

С учетом низких реакционных свойств эти угли сжигались в смеси с экибастузским на блоках № 7, 8 с долей кузнецких углей примерно 50 и

Характеристика непроектных углей, сожженных на котлах П-57 Рефтинской ГРЭС

Топливо, разрез, шахта	Марка	$W_t^r, \%$	$A^d, \%$	$V^{daf}, \%$	$Q_i^r \text{ ккал/кг}$	Объем, тыс. т	Однородность сожженного топлива
Разрез Бачатский	2СС	6,3 – 8,5	11,0 – 26,4	21,0	5988	~ 60,0	В чистом виде
Разрез Киселевский	1СС, 1ССОМСШ, 1ССР-ИОК	5,0 – 12,0	5,5 – 15,3	29,0 – 35,0	5900 – 6500	~ 12,0	В чистом виде
Разрезы: Краснобродский, Осинниковский, Листвянский шахта Зенковская	Т	7,2 – 8,2	20,1 – 23,0	10,8 – 12,7	5680 – 5987	~ 70	Кузнецкий в смеси с экибастузским в пропорциях 50/50 и 20/80
Нефтяной кокс	–	7,2 – 10,0	1,5 – 4,8	9,2 – 14,0	6800 – 7630	~ 63,0	Кокс в смеси с экибастузским в пропорциях 50/50, 25/75 и 10/90
Разрезы: Талдинский, Талдинский-Северный, Ерунковский, Сартаки, шахта Кыргайская	Д, ДГ	9,9 – 12,4	9,9 – 15,3	39,2	5596 – 5790	~ 190	В чистом виде

20%, а также на блоках № 9, 10 в пропорции 50 : 50%. Смешивание топлива осуществлялось конвейерным способом перед молотковыми дробилками. Сжигание смесей в пропорции 50 : 50% характеризовалось периодами стабильного и неустойчивого горения, когда срабатывала защита (I ступень) от погасания факела. При снижении доли в смеси тощих углей примерно до 20% проблем с воспламенением и горением не отмечалось. Температура газов равна $\vartheta_t = 1120 \div 1190^\circ\text{C}$ при $N_{\text{бл}} \approx 500 \text{ МВт}$.

При обследовании поворотного газохода обнаружены типичные золошлаковые завалы с перекрытием поверхности КПП в одной из конвективных шахт примерно на 5% (площадь занятия кусками отложений $8 \times 1,5 \text{ м}^2$, высота до 100 мм). На поверхностях нагрева, расположенных ниже КПП, скоплений отложений не выявлено.

Сжигание нефтяного кокса. Нефтяной кокс сжигался исключительно в смеси с экибастузским углем (табл. 3). При доле кокса в смеси примерно

50% отмечена неустойчивость горения, появление сажи и мехнедожога в электрофильтрах. При снижении доли кокса в смеси до 25% пульсации факела исчезали, топочный процесс характеризовался приемлемым выгоранием $q_4 = 1,1 \div 1,2\%$. Температура в ядре горения составляла $1580 \div 1600^\circ\text{C}$, $\vartheta_t = 1180 \div 1200^\circ\text{C}$, т.е. практически не отличалась от таковых при сжигании экибастузского угля. После 10-суточного сжигания смеси ($r_k = 25\%$) выявлены значительные золошлаковые завалы перевалов на участках "фестон – ширмы" с распространением завала на опускной газоход. Шлаковые отложения представляли прочные куски длиной до 1,5 м с продольным следом лобовых змеевиков ширм. Высота завалов достигала 2,0 – 2,5 м, при этом наблюдалось перекрытие газового окна в сечении ШПП на 10 – 12%, сечения КПП на 2 – 5%. С учетом отмеченного доли кокса в смеси была дополнительно уменьшена до 10%, и на этой смеси котлы работали продолжительное время без прогрессирующего шлакования пово-

Таблица 3

Выявленные ограничения в работе основного и вспомогательного оборудования блоков 500 МВт Рефтинской ГРЭС при сжигании непроектных углей

Разрез, топливо	Доля в смеси с экибастузским углем	Топливоподача	Система пылеприготовления	Котел			Механический недожог, %	Бесшлаковая мощность блока, МВт		
				Горение	Шлакование					
					топки	конв. шахты				
Разрез Бачатский, СС (опытное сжигание 1994 г.)	100	–	–	–	–	–	–	До 2,1 500		
Разрез Талдинский-Северный, Д, ДГ (опытное сжигание 1999 г.)	100	+	–	–	–	–	–	До 0,8 470		
Разрез Киселевский:										
СС		–	–	–	++ ³	–	–	Не оценивалась		
ССОМСШ	100	+ ¹	–	–	+ ²	–	–			
ССР-ИОК		+ ¹	–	–						
Разрезы:										
Краснобродский, Т	50/50	–	–	+ ⁴	–	+	–	450 при доле углей Т 20 – 25%		
Осинниковский	20/80	–	–	–	–	–	–			
Листянинский				–						
Нефтяной кокс										
Талдинский, Д, ДГ	50/50	–	–	+	–	++ ³	–	500 при доле кокса 5 – 6%		
Талдинский-Северный, Ерунаковский (1999 – 2000 гг.)	25/75 10/90	– –	– –	– –	– –	– –	– –	1,1 – 1,2		
Разрезы:										
Талдинский, Д, ДГ	50 – 100	–	–	–	–	–	–	500		
Талдинский-Северный, Ерунаковский (1999 – 2000 гг.)										

П р и м е ч а н и е . + – наличие ограничений; ++ – наличие интенсивных ограничений. ¹ Смерзается в вагонах. ² Локальная подшлаковка рыхлыми отложениями. ³ Распространение золошлакового завала на конвективную шахту, частичное перекрытие газовых окон в сечении ШПП. ⁴ Неустойчивый режим горения при превышении доли кузнецкого угля Т свыше 50%.

ротных газоходов. Всего в такой смеси сожжено примерно 60,0 тыс. т нефтяного кокса. Измерения газовых выбросов показали увеличение концентрации SO_2 до $1800 - 2030 \text{ мг}/\text{м}^3$ ($r_k = 25 \div 50\%$) против $1600 \text{ мг}/\text{м}^3$ на экибастузском угле. Выбросы оксидов азота практически не изменились.

Выходы

1. Использование на котлах П-57 широкой гаммы непроектного топлива характеризуется отсутствием проблем с пылеприготовлением, шлакованием топочной камеры и работой пароводяного тракта.

2. Основным ограничивающим фактором применимости непроектного топлива является шлакование поверхностей нагрева поворотного газохода, что связано с составом и свойствами минеральной части углей.

3. По этому признаку, а также с учетом устойчивости горения и полноты выгорания выявлены технологически приемлемые для котлов типа П-57 марки углей, к которым относятся кузнецкие угли с повышенной тугоплавкостью золы ($t_{шл} > 1060^\circ\text{C}$) разреза Бачатский 2СС, разрезов Талдинский, Талдинский-Северный и Ерунаковский марок Д, ДГ.

4. Использование других кузнецких углей марок СС, Д, Г, имеющих $t_{шл} \leq 1000^\circ\text{C}$, приводит к интенсивным зашлаковкам поворотных газоходов и для работы на нагрузках, близких к номиналь-

ной, требует реконструкции поверхностей нагрева поворотных газоходов.

5. Сжигание такого "специфического" топлива, как нефтяной кокс, а также тощих углей возможно при обязательной шихтовке с экибастузским углем с долей в смеси не выше 10 – 20%. Учитывая дополнительные затраты на приготовление смесей в условиях станции, такое сжигание целесообразно лишь при дефиците основного топлива или низких ценах на непроектное топливо.

6. Наиболее приемлемыми из непроектных марок углей для ТЭС АО Свердловэнерго являются кузнецкие угли Ерунаковского угольного района Кузбасса. Однако их широкое промышленное сжигание с организацией круглогодичной поставки возможно при модернизации тракта топливоподачи с реконструкцией размораживающих устройств.

Список литературы

- Карягин Ю. В., Кокушкин А. А., Князев А. В. Опыт сжигания непроектных марок отечественных углей на котлах ТЭС Свердловэнерго. – Электрические станции, 1997, № 6.
- О переводе ТЭС Урала, входящих в Урал ТЭК, с экибастузского на непроектные кузнецкие угли / Эдельман В. И., Говсевич Е. Р., Мельников А. П. и др. – Электрические станции, 2001, № 1.
- Результаты опытного сжигания в паровом кotle П-57 энергоблока 500 МВт кузнецкого каменного угля / Мансуров В. И., Богомолов В. В., Карягин Ю. В. и др. – Теплоэнергетика, 1997, № 2.

О работе поверхностей нагрева котла П-67 Березовской ГРЭС-1

Демб Э. П., Петерс В. Ф., Сокач Г. П., Орлов В. Г., Камилов А. Г., инженеры

Березовская ГРЭС-1

Нагрузка энергоблоков ст. № 1 и 2 Березовской ГРЭС-1 наряду с другими причинами ограничена шлакованием топочной камеры и заносом значительной части конвективных пароперегревателей: первичного КПП и вторичного КВП котлов П-67 [1]. Анализ количественных характеристик – показателей состояния поверхностей нагрева, имеет важное значение для выбора и оценки эффективности мероприятий, направленных на увеличение реальной длительной мощности энергоблоков.

В статье представлены показатели состояния поверхностей нагрева (в дальнейшем – показатели) котла П-67 ст. № 2, полученные в результате обработки данных штатной системы контроля, зафиксированных в период его 10-дневной непрерывной кампании после текущего ремонта и выполнения реконструктивных работ на топочно-грелочном устройстве. К этим показателям относятся: коэффициент эффективности экранов то-

почной камеры ψ_t , коэффициенты загрязнения ζ ширмовых и конвективных поверхностей нагрева котла и относительные показатели аэродинамической чистоты φ конвективных первичного и вторичного пароперегревателей (КПП и КВП), а также экономайзера (ЭКО).

Показатели были рассчитаны по опытным исходным данным. Расчет выполнялся в режиме EXCEL (программа "РЕВЕРС") на РС по алгоритмам, соответствующим [2]. Здесь не использовалась известная программа "ТРАКТ" поверочного расчета котла для определения показателей ввиду значительных погрешностей при подгонке к опытным данным соответствующих расчетных значений, определяемых программой "ТРАКТ".

На рис. 1 – 5 показаны графики изменения соответствующих показателей котла П-67 ст. № 2; на рис. 6 – N и Q_{ka} до и после обдувки экранов. На указанных рисунках показаны также данные соот-

ветствующих показателей состояния поверхности нагрева котла П-67 ст. № 1 по данным испытаний Сибтехэнерго в 1998 г. и в 2000 г.

По приведенным показателям делается предварительная оценка выполненного объема реконструктивных работ на горелках и тракте рециркуляции газов к ним котла П-67 ст. № 2 с учетом длительности соответствующей непрерывной кампании n (в сутках).

Изменение ψ_t в период указанной кампании до и после обдувки топочных экранов позволяет оценить ее эффективность.

Изменение показателей состояния поверхности нагрева котла П-67 ст. № 2 в короткой рабочей кампании и задача прогноза длительности рабочей кампании энергоблока с нагрузкой $N \approx 720$ МВт. В период короткой рабочей кампании котла П-67 ст. № 2 были зафиксированы параметры режимов работы котла, по которым рассчитывались показатели состояния поверхности нагрева. Перед этим была проведена реконструкция горелок и тракта рециркуляции газов к ним с целью уменьшения шлакования экранов топочной камеры и снижения выбросов NO_x . Выполненный объем работ составил примерно 50% запланированного объема реконструкции на топочно-горелочном устройстве котла П-67 ст. № 2. Средняя нагрузка при указанной работе котла составляла примерно 750 МВт при температуре питательной воды $t_{\text{пв}} \approx 190^\circ\text{C}$, т.е. при доле теплопроизводительности от номинальной $\delta Q_{\text{ка(н)}}$ = 0,95 ÷ 0,99.

В начале этой кампании была поставлена задача сделать прогноз о возможной длительности непрерывной работы энергоблока (n) с нагрузкой $N \approx 720$ МВт. С этой целью были выполнены анализ показателей данной короткой кампании и сопоставление с показателями котла П-67 ст. № 2, рассчитанными по данным рабочей кампании котла П-67 ст. № 2 двухгодичной давности на нагрузке примерно 650 МВт до выполнения реконструктивных работ на топке. Далее приводятся анализ и сопоставление. Отдельно рассмотрено влияние обдувки экранов топочной камеры на ψ_t .

Коэффициенты эффективности экранов топки ψ_t . Из рис. 1 видно, что значения коэффициента ψ_t в течение 10-дневной непрерывной кампании котла П-67 ст. № 2 были в диапазоне 0,19 – 0,27 при среднем значении 0,214 и при среднем значении $\delta Q_{\text{ка(н)}}$ = 0,978. К концу этой кампании ψ_t = 0,191, а сразу после остановки котла 28.05. ψ_t возрос до 0,224 – 0,27.

До реконструктивных работ на топочно-горелочном устройстве на стабильной нагрузке 650 МВт ($\delta Q_{\text{ка(н)}} \approx 0,79$) и при n , равном 26, 32 и 37 сут., были получены следующие значения ψ_t : 0,185, 0,176 и 0,15 соответственно.

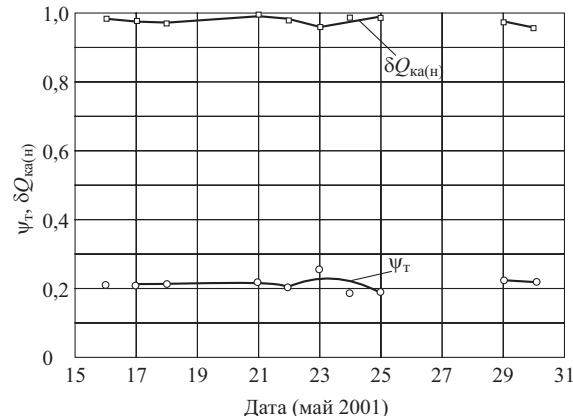


Рис. 1. Коэффициенты эффективности экранов топки ψ_t и доля от номинальной теплопроизводительности $\delta Q_{\text{ка(н)}}$ котла П-67 ст № 2 в мае 2001 г.

Характерно, что более высокие значения ψ_t , равные примерно 0,26, превышающие средний уровень на 20%, соответствуют сниженным на 3% среднего уровня $\delta Q_{\text{ка(н)}}$.

Следует отметить, что по расчету Сибтехэнерго для 100%-ной нагрузки по данным испытаний котла П-67 ст. № 1 в 1998 г. ψ_t равен 0,206. А по данным испытания того же котла в ноябре 2000 г. на нагрузке 706 МВт ψ_t равен 0,222.

Из приведенных данных следует, что после выполненной реконструкции на горелках котла П-67 ст. № 2 и тракте рециркуляции газов к ним при $n = 10$ и при $\delta Q_{\text{ка(н)}} = 0,99$ значение ψ_t оказалось выше (примерно на 3%) величины ψ_t , зафиксированной при $\delta Q_{\text{ка(н)}} \approx 0,78$ и при $n = 26$ более года назад до реконструктивных работ на топочно-горелочном устройстве.

Можно предположить, что при продолжении работы котла П-67 ст. № 2 с той же нагрузкой 750 МВт до n , равной 26, величина ψ_t "приблизится" к величине ψ_t , имевшей место до указанной реконструкции на стабильной нагрузке 650 МВт. Это предположение будет более обоснованным для несколько меньшей (примерно на 3%) нагрузки 720 МВт.

Коэффициенты загрязнения ширмовых и конвективных поверхностей нагрева ζ . Из рис. 2 видно, что значения всех коэффициентов загрязнения ширмовых поверхностей стабилизируются в течение 10-дневной рабочей кампании на базовой нагрузке 750 МВт на значительно более низком уровне по отношению к одному – двум дням сразу после пуска. Так, $\zeta_{\text{ШПП2}}$ и $\zeta_{\text{ШПП2+3}}$ составляют 0,64 – 0,61 первоначального уровня, а $\zeta_{\text{ШПП1}}$ и $\zeta_{\text{ШВП}}$ около 0,5. В табл. 1 приведены эти средние значения ζ ширм котла П-67 ст. № 2 в сопоставлении со значениями ζ ширм того же котла при работе с нагрузкой $N \approx 650$ МВт годом ранее – до про-

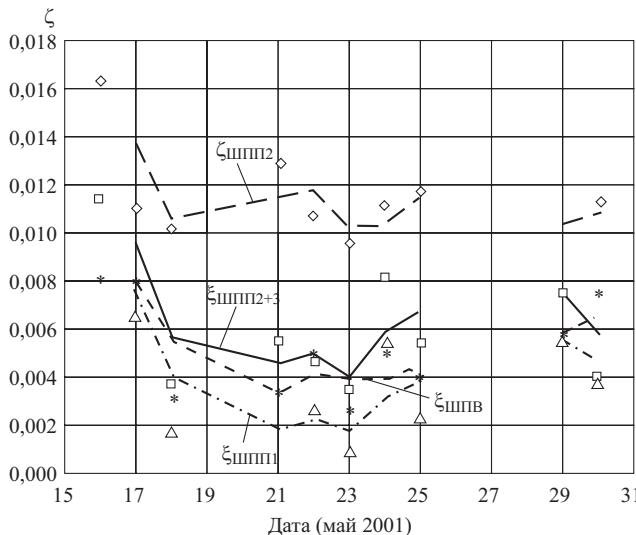


Рис. 2. Коэффициенты загрязнения ζ ширмовых паропрергревателей котла П-67 ст. № 2 в мае 2001 г.

ведения реконструкции на горелках и тракте рециркуляции газов.

Превышение первоначального уровня загрязнений ширм над последующим объясняется, по-видимому, золосажистыми отложениями с меньшей теплопроводностью, которые возникают на ширмах после длительных растопок на мазуте и которые в последующем выгорают и обрушаиваются, в том числе при очистке аппаратами ОГ-12.

Данные Сибтехэнерго по коэффициентам загрязнения ширм на котле П-67 ст. № 1 по результатам испытаний в 1998 г., соответствующие 100%-ной нагрузке $\delta Q_{\text{ка(н)}} = 1,0$, составляют: $\zeta_{\text{ШПП2}} = 0,026$; $\zeta_{\text{ШПП3}} = 0,014$; $\zeta_{\text{ШПП1}} = 0,016$; $\zeta_{\text{ШВП}} = 0,009$, а по результатам испытаний в ноябре 2000 г., соответствующие $\delta Q_{\text{ка(н)}} = 0,842$: $\zeta_{\text{ШПП2}} = 0,024$; $\zeta_{\text{ШПП3}} = 0,0055$; $\zeta_{\text{ШПП1}} = 0,011$; $\zeta_{\text{ШВП}} = 0,0078$.

Приведенные данные показывают, что до выполнения конструктивных работ на топочной камере при нагрузке $N = 650$ МВт, $\delta Q_{\text{ка(н)}} \approx 0,79$ и при n в диапазоне от 26 до 46 коэффициенты загрязнения ширм на котле П-67 ст. № 2 являются стабильными, причем, на уровне, существенно превышающем уровень на этом же котле после проведения этой реконструкции при нагрузке, близкой к номинальной.

Таблица 1

Дата	n	$\delta Q_{\text{ка(н)}}$	ζ			
			ШПП2	ШПП2 + 3	ШПП1	ШВП
Май 2001 г.	2 – 10	~0,98	0,011	0,007	0,004	0,04
Март 2000 г.	26	0,784	0,0148	0,0087	0,0059	0,007
	32	0,802	0,010	0,0078	0,0068	0,0074
	37	0,789	0,007	0,0064	0,0073	0,0074

Можно предположить, что темп роста термического сопротивления загрязнений ширм при нагрузке 750 МВт при продолжении работы до $n \approx 40$ будет незначительным, поскольку в течение первых 10 дней работы этот рост не отмечался. В этом случае уровень ζ ширм котла П-67 ст. № 2 после реконструкции может не превысить указанный уровень ζ ширм до реконструкции.

Коэффициенты загрязнения КПП, КВП и ЭКО котла П-67 ст. № 2 в период короткой кампании на нагрузке 750 МВт приведены на рис. 3. Отмечается разброс значений $\zeta_{\text{КПП}}$ и $\zeta_{\text{КВП}}$ в диапазоне 0,007 – 0,011 при их среднем значении 0,0085. Значения $\zeta_{\text{ЭКО}}$ более стабильны, их среднее значение 0,008, отмечается некоторый рост $\zeta_{\text{ЭКО}}$ от 0,007 до 0,0082 к окончанию 10-дневной кампании. Указанные средние значения конвективных поверхностей приведены в табл. 2 в сопоставлении с соответствующими значениями при работе котла П-67 ст. № 2 годом ранее на нагрузке 650 МВт и в сопоставлении со значениями, полученными Сибтехэнерго в 1998 и 2000 гг.

Из приведенных данных следует, что для котла П-67 ст. № 2 после реконструкции топочно-горелочного устройства в 10-дневной кампании значения ζ для КПП и КВП также не превышают соответствующих значений, относящихся к работе котла годом ранее на меньшей нагрузке, но при более длительной непрерывной кампании. То же относится и к сопоставлению с данными Сибтехэнерго для котла П-67 ст. № 1.

Вместе с тем $\zeta_{\text{ЭКО}}$ котла П-67 ст. № 2 в 2001 г. на нагрузке, близкой к номинальной, несколько выше, чем годом ранее при $N = 650$ МВт и по отношению к котлу П-67 ст. № 1 в 1998 г., однако ниже, чем в ноябре 2000 г.

Таким образом, можно отметить, что для продолжения работы котла П-67 ст. № 2 и после 10-дневной рабочей кампании на нагрузке $N \approx 750$ МВт в течение не менее двух недель имеется также определенный “резерв” по загрязнению.

Таблица 2

Дата	n	$\delta Q_{\text{ка(н)}}$	ζ		
			КПП	КВП	ЭКО
Котел П-67 ст. № 2					
Май 2001 г.	2 – 10	~0,98	0,0085	0,0085	0,008
	26	0,784	0,0089	0,0096	0,0071
Март 2000 г.	32	0,802	0,0106	0,0098	0,0041
	37	0,789	0,0092	0,0098	0,006
Котел П-67 ст. № 1 (по данным испытаний Сибтехэнерго)					
1998 г.		1,0	0,013	0,0097	0,0047
Ноябрь 2001 г.		0,842	0,011	0,012	0,009

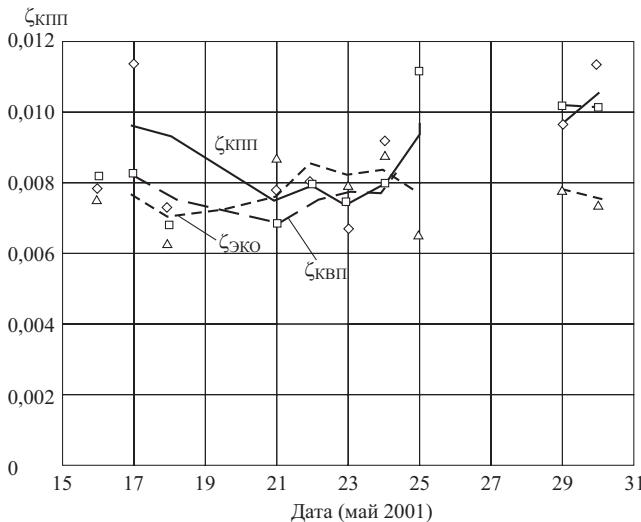


Рис. 3. Коэффициенты загрязнения $\zeta_{\text{КПП}}$, $\zeta_{\text{КВП}}$ и $\zeta_{\text{ЭКО}}$ котла П-67 ст. № 2 в мае 2001 г.

нию конвективных поверхностей нагрева. При этом ожидается, что $\zeta_{\text{ЭКО}}$ будет стабильным.

Относительные показатели аэродинамической чистоты конвективных поверхностей нагрева φ определяют отношение параметра $(F/\sqrt{\zeta})_i$, рассчитанного для данной поверхности в данном режиме работы к “базовому” – исходному параметру $(F/\sqrt{\zeta})_{\text{оп01}}$ – для той же поверхности в базовом режиме. Здесь F – величина усредненного по поверхности нагрева фактического живого сечения для прохода газов, м^2 , а ζ – фактический коэффициент аэродинамического сопротивления данного конвективного пакета. Включающий эти величины параметр $(F/\sqrt{\zeta})$ определяется из формулы аэродинамического сопротивления пакета змеевиков ΔP

$$\Delta P = \zeta (B_p V_r (T + 273) / (273 F \cdot 3,6)^2 \rho,$$

где B_p – расход топлива, $\text{т}/\text{ч}$; V_r и T – объем и средняя температура газов в пакете, $\text{м}^3/\text{кг}$ и $^\circ\text{C}$ соответственно; ρ – плотность газов, $\text{м}^3/\text{кг}$.

Показатели φ определяются для подверженных заносу золовыми отложениями пароперегревателей КПП, КВП, а также для мембранных экономайзера ЭКО.

Базовым – исходным состоянием этих поверхностей, при котором $\varphi = 1$, принято состояние КПП, КВП и ЭКО котла П-67 ст. № 2 в опыте 16/V 2001 г., т.е. в первый день работы после текущего ремонта на нагрузке $N \approx 750 \text{ МВт}$.

Поскольку загромождение золошлаковыми отложениями КПП и КВП котлов П-67 является одним из факторов, ограничивающих нагрузку энергоблоков, анализ изменения показателя φ для КПП, КВП и ЭКО имеет определенное значение. Этот анализ позволяет оценить количественно со-

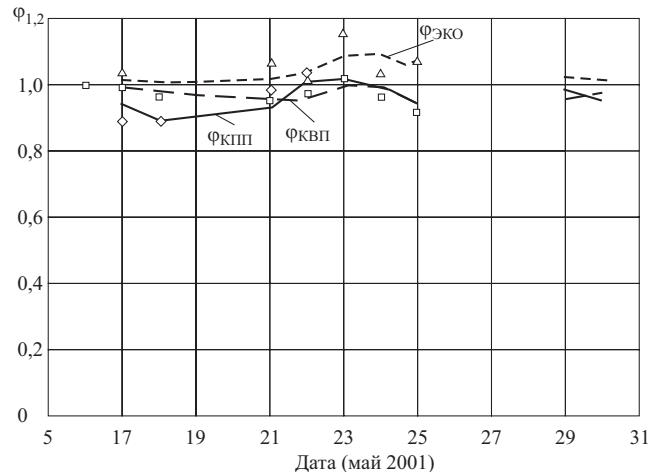


Рис. 4. Коэффициенты относительной аэродинамической чистоты φ для КПП, КВП и ЭКО котла П-67 ст. № 2 в мае 2001 г.

стояние конвективного пакета в процессе эксплуатации, после реконструкции и после применения новых профилактических средств очистки.

На Рис. 4 показаны значения φ для КПП, КВП и ЭКО в короткой рабочей кампании котла П-67 ст. № 2 в мае 2001 г.

Значения φ для КПП и КВП после некоторого колебания к окончанию 10-дневной кампании снизились до значения 0,91, или на 9%. При этом значение $\varphi_{\text{ЭКО}}$ возросло до 1,07, или на 7%. Увеличение значения φ над базовым (исходным) может означать уменьшение коэффициента аэродинамического сопротивления пакета при относительно небольшом загромождении живого сечения для прохода газов. Для мембранных экономайзера типичным является налипание золы на участки мембранных прымывающей к трубе, что приводит к “превращению” в определенной степени шахматного мембранных пучка труб в коридорный со значительно более низким коэффициентом аэродинамического сопротивления ζ . Однако при заносе ЭКО с существенным загромождением сечения F значение φ будет все же меньше базового значения, равного 1, если это базовое значение относится к более чистому пакету ЭКО.

В табл. 3 приведены значения φ для КПП, КВП и ЭКО как после 10-дневной кампании котла П-67 ст. № 2 в мае 2001 г. на нагрузке $N \sim 750 \text{ МВт}$, так и при работе этого котла годом ранее на нагрузке $N \approx 650 \text{ МВт}$.

Приведенные данные φ показывают, что к окончанию 10-дневной кампании ($n = 10$) в 2001 г. при нагрузке 750 МВт состояние КПП и КВП котла П-67 ст. № 2 было не менее чем на 20% лучше (чище), чем более года назад при стабильной нагрузке 650 МВт при $n = 26$ и $n = 37$. Превышение же $\varphi_{\text{ЭКО}}$ в 2000 г. в 1,9 и в 1,652 раза “базового” значения $\varphi_{\text{ЭКО}}$ в 2001 г., равного 1, указывает на соответственное этому превышению более чистое

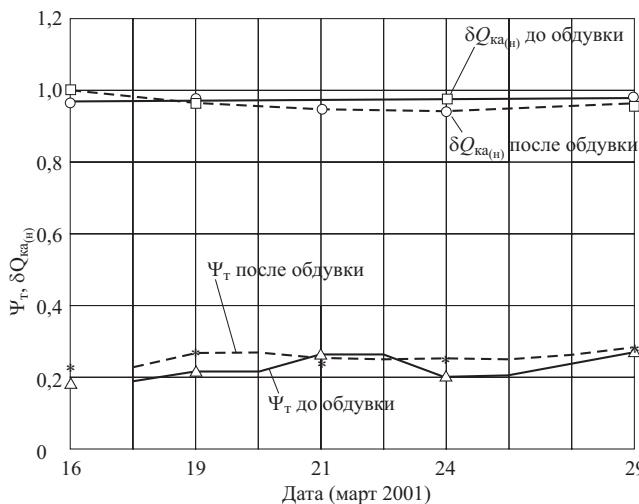


Рис. 5. Коэффициенты эффективности экранов топки Ψ_t и доля от номинальной теплопроизводительности $\delta Q_{ka(h)}$ до и после обдувки экранов топки котла П-67 в мае 2001 г.

состояние экономайзера котла в 2000 г. при $N = 650$ МВт по сравнению с его состоянием спустя год на нагрузке 750 МВт.

Таким образом, можно сделать заключение, что по "аэродинамической" чистоте пароперегревателей КПП и КВП котел П-67 ст. № 2 также "обладает" определенным резервом в части продолжения работы на нагрузке 750 МВт примерно до $n \approx 26$. Можно предположить, что в этот период состояние экономайзера существенно не ухудшилось, поскольку в течение первых 10 дней значение ФЭКО практически не уменьшилось.

Вместе с тем, более длительный период работы котла на нагрузке 750 МВт может привести к значительному заносу пакетов конвективной шахты и необходимости снижения нагрузки. Без применения дополнительных средств очистки, в том числе не в последнюю очередь на экономайзере, длительная работа котла с нагрузкой, близкой к номинальной, практически невозможна. Могут потребоваться также определенные реконструктивные мероприятия непосредственно на КПП и КВП.

О возможном прогнозе длительности рабочей кампании с нагрузкой $N \approx 720$ МВт. Прогноз о возможной длительности работы котла П-67 ст. № 2 с нагрузкой $N = 720$ МВт может основываться на приведенном ранее прогнозе о длительности рабо-

ты котла на нагрузке 750 МВт ($n \approx 26$). Прогноз по длительности работы котла П-67 ст. № 2 на нагрузке $N = 750$ МВт был сделан по изменению показателей состояния поверхностей нагрева как в короткой ($n = 10$) кампании на этой нагрузке, так и в более длительной кампании на нагрузке 650 МВт годом ранее. Учитывались также результаты испытаний Сибтехэнерго котла П-67 ст. № 1 в 1998 и в ноябре 2000 г.

Из анализа приведенных данных можно заключить, что выполненная в 2000 – 2001 гг. реконструкция топочно-горелочного устройства котла П-67 ст. № 2 является основной причиной значительно улучшения показателей поверхностей нагрева котла (кроме экономайзера).

Эффективность реконструкции может быть дополнительно оценена количественно по сопоставлению показателей до и после нее при близких и достаточно больших значениях n , а также после завершения этой реконструкции на котле П-67 в полном объеме. Реконструкция топочно-горелочного устройства котла П-67 ст. № 2 отличается от аналогичной реконструкции котла П-67 ст. № 1, выполненной к 1992 г. Отличие состоит в относительно большей пропускной способности тракта рециркулирующих газов в топку котла ст. № 2 и в лучшей защите от шлакования поверхности экрана, прилегающей к амбраузарам горелок.

Возможная длительность рабочей кампании (n) котла П-67 ст. № 2 на нагрузке $N = 720$ МВт и при номинальной величине t_{pw} будет больше указанной ранее для опробованной в мае 2001 г. нагрузки $N = 750$ МВт ($n = 26$). По-видимому, n может быть в пределах 30 – 40 при $N = 720$ МВт. Более точный прогноз возможен после проведения опытной эксплуатации в течение не менее 1 мес на требуемой нагрузке.

Изменения величин Ψ_t до и после водяной обдувки экранов топочной камеры. В сопоставимых условиях – при близких нагрузках N и Q_{ka} (рис. 6) были определены Ψ_t до и после водяной обдувки экранов топки котла П-67 ст. № 2 в период короткой кампании. Эти коэффициенты и соответствующие значения Q_{ka} показаны на рис. 5.

В данной кампании на нагрузке 750 МВт значения Ψ_t сразу после обдувки выше, чем непосредственно до нее, на 13% (0,248 против 0,219 по средним значениям). Обдувка экранов производилась 2 раза в сутки. Возможно, при более длительной кампании на нагрузке, близкой к номинальной, эффективность обдувки – разность значений Ψ_t после обдувки и до нее – будет возрастать. Поэтому в первые дни работы котла даже на номинальной нагрузке следует увеличить интервал между включениями обдувки экранов топки до 1 раза в сутки, во всяком случае, до намечаемого внедрения обдувочных аппаратов с выборочным определением мест обдувки. Характерно, что в первый

Таблица 3

Дата	n	$\delta Q_{ka(h)}$	Φ		
			КПП	КВП	ЭКО
Май 2001 г.	1	0,981	1	1	1
	10	0,989	0,912	0,962	1,068
Март 2000 г.	26	0,784	0,758	0,76	1,9
	37	0,789	0,694	0,823	1,652

день работы котла на нагрузке, близкой к номинальной, после промежуточного останова 28/V значение ψ_t после обдувки практически не изменилось (рис. 5).

Рекомендации значений коэффициентов ψ_t и ζ поверхностей нагрева для проекта модернизации котла П-67 ст. № 3. Предварительные исходные данные и технические решения, принятые для проработки расчетного анализа вариантов реконструкции котла П-67 ст. № 3 (СибКОТЭС, СибВТИ, 22/VIII 2001 г., Новосибирск), содержат следующие ψ_t и ζ ширм и конвективных поверхностей нагрева: $\psi_t = 0,03$; $\zeta_{\text{ШПП2}} = 0,015$; $\zeta_{\text{ШПП3}} = 0,01$; $\zeta_{\text{ШПП1}} = 0,01$; $\zeta_{\text{ШВП}} = 0,008$; $\zeta_{\text{КПП}} = 0,01$; $\zeta_{\text{КВП}} = 0,007$; $\zeta_{\text{ЭКО}} = 0,004$,

В табл. 4 приведены соответствующие значения после короткой ($n = 9 \div 10$) кампании котла П-67 ст. № 2 на нагрузке, близкой к номинальной, и после реконструктивных работ на топочно-горелочном устройстве, а также котла П-67 ст. № 1 в 1998 и 2000 гг.

Значение ψ_t , равное 0,3, принятое в 2001 г. в качестве рекомендаций СибКОТЭС и СибВТИ, несколько “приблизилось” к реальному, определенному в испытаниях. В “Техническом задании на разработку проекта модернизации котла П-67 ст. № 3 Березовской ГРЭС-1” (Сибтехэнерго, 20/VIII 1999 г.) $\psi_t = 0,35$ (первоначальное проектное значение $\psi_t = 0,45$).

Таким образом, принятое для проекта модернизации значение ψ_t значительно превышает значения, определенные в испытаниях. При этом предполагается, что значение ψ_t может быть обеспечено на уровне 0,3 – 0,35 за счет повышения эффективности водяной обдувки топочной камеры котла П-67 ст. № 3. Известны данные о действительно достаточно высоких локальных значениях ψ по отдельным “точечным” замерам.

Определение значения ψ_t , основанное на нормативном методе [2], в действительности может иметь существенную погрешность применительно к топочной камере и к топочному процессу котла П-67. Об этом свидетельствуют и многочисленные существенные “нестыковки” между расчетными и

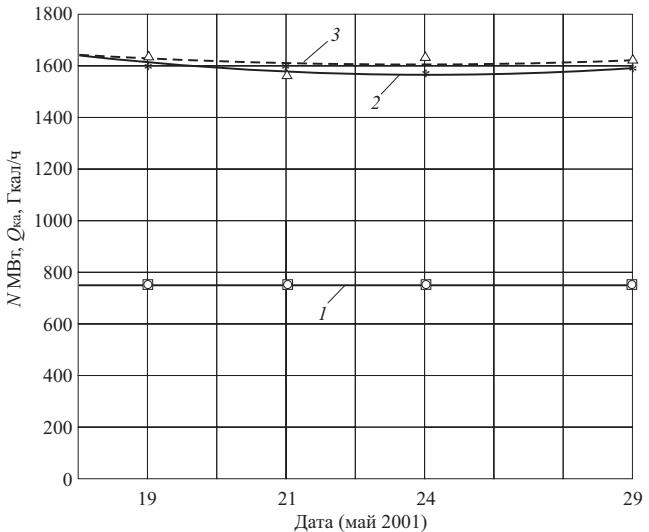


Рис. 6. Нагрузка $N(I)$ и тепlop производительность $Q_{\text{ка}}$ котла П-67 ст. № 2 до (2) и после (3) обдувки экранов топки в мае 2001 г.

фактическими теплосъемами экранов топки и температурами газов на выходе из нее, которые встречаются и на ряде других головных котлов, спроектированных в соответствии с [2]. Например, влияние такой величины толщины излучающего слоя, соответствующей топке котла П-67, не могло быть исследовано до появления норм [2] в 1973 г. Возможно, этим объясняется расхождение “интегрального”, рассчитанного по [2], значения ψ_t от замеренных непосредственно “точечных” значений ψ .

Вместе с тем, при одном и том же расчетном методе – “обратном” при определении ψ_t по опытным данным и “прямом” при их использовании в проекте модернизации того же котла, будет одинаковая методическая погрешность, которая не влияет на результат проектирования. При этом проект будет иметь эксплуатационную основу.

Представляется важным не принимать ошибочных “волевых” решений, далеких от опытных данных и не имеющих потому достаточного обоснования.

Значение ψ_t , равное 0,23 – 0,24, может быть рекомендовано предварительно для проекта модер-

Таблица 4

Дата	ψ_t	ζ						
		ШПП2	ШПП2 + 3	ШПП1	ШВП	КПП	КВП	ЭКО
Котел П-67 ст. № 2								
Май 2001 г.	0,2	0,012	0,0065	0,0038	0,0041	0,0097	0,011	0,0071
Котел П-67 ст. № 1								
1998 г.	0,21	0,026	0,014*	0,016	0,009	0,013	0,0097	0,0047
Март 2001 г.	0,22	0,024	0,0055*	0,011	0,0078	0,011	0,012	0,009

* ШПП3.

низации котла П-67 ст. № 3 до исследования более длительной рабочей кампании котла П-67 ст. № 2 на нагрузке, близкой к номинальной, с дополнительно отложенной в эксплуатационных условиях системой очистки экранов топки. (Это относится к проектам модернизации, при которых сохраняются традиционные принципы организации топочно-го процесса.)

Коэффициенты загрязнения ширм, указанные Сибтехэнерго и СибВТИ в исходных данных, могут быть приняты; они не меньше существующих опытных. А коэффициенты загрязнения КПП, КВП и ЭКО в этих данных существенно меньше опытных, причем, на нагрузке, ниже номинальной, и поэтому до получения иных обоснованных данных настоящим рекомендуются более высокие опытные значения: $\zeta_{\text{КПП}} = 0,013$; $\zeta_{\text{КВП}} = 0,012$; $\zeta_{\text{ЭКО}} = 0,009$. Принятие для проектирования более низких значений рекомендуется лишь после получения соответствующих результатов при опытном применении новых средств профилактической очистки этих пакетов на котлах П-67 ст. № 1, 2.

О показателях состояния до и после первого этапа реконструкции горелок котла П-67 ст. № 1 в 1990 г. Представляет интерес определение показателей состояния поверхности нагрева котла П-67 ст. № 1 до и после реконструкции горелок и тракта рециркуляции газов к ним в 1989–1991 гг. Была выполнена оценка величин этих показателей по рассмотренной ранее методике (программа "РЕВЕРС") по данным сопоставимых по нагрузке режимов, зафиксированных бригадой ЗиО и цехом наладки БГРЭС-1. Далее приведены относительные изменения этих показателей после I этапа (50% объема) реконструкции:

$h\psi_t = 1,49$; $h\zeta_{\text{ШПП2}} = 0,17$; $h\zeta_{\text{ШПП3}} = 0,44$;
 $h\zeta_{\text{ШПП1}} = 0,49$; $h\zeta_{\text{ШВП}} = 0,26$; $h\zeta_{\text{КПП}} = 1,21$;
 $h\zeta_{\text{КВП}} = 0,74$; $h\zeta_{\text{ЭКО}} = 1,25$, где

$h = \frac{\text{Режим "после"}(15.02.1991, N = 793 \text{ МВт}, n = 30)}{\text{Режим "до"}(12.12.1989, N = 800 \text{ МВт}, n = 8)}$.

При этом в режиме "после" значения показателей следующие: $\psi_t = 0,325$; $\zeta_{\text{ШПП2}} = 0,0008$; $\zeta_{\text{ШПП3}} = 0,0044$; $\zeta_{\text{ШПП1}} = 0,0042$; $\zeta_{\text{ШВП}} = 0,0021$; $\zeta_{\text{КПП}} = 0,0092$; $\zeta_{\text{КВП}} = 0,0049$; $\zeta_{\text{ЭКО}} = 0,0065$.

Значительное улучшение показателей состояния топочной камеры и ширм в результате реконструкции согласуется с данными 1991 г. Сибтехэнерго о снижении максимальной температуры в топочной камере на 50°C и более равномерном распределении температуры факела по ярусам горелок при снижении температуры газов на выходе из топки в результате этой реконструкции.

Вместе с тем, сопоставление с приведенными данными 1998 г. и 2000 г. показывает значительное ухудшение этих показателей в течение длительной эксплуатации котла П-67 ст. № 1.

Выводы

1. Получены значения показателей состояния поверхностей нагрева котла П-67 ст. № 2: коэффициент эффективности экранов топочной камеры ψ_t , коэффициенты загрязнения ширмовых и конвективных поверхностей ζ и относительные показатели аэродинамической чистоты φ конвективных поверхностей в период короткой кампании в 2001 г. после реконструкции части горелок и тракта рециркуляции газов к ним на нагрузке, близкой к номинальной, и при работе более 1 мес на предельной длительной нагрузке примерно 650 МВт до выполнения этой реконструкции.

2. Из сопоставления указанных показателей следует, что имеется определенный "резерв" для увеличения непрерывной длительности работы котла П-67 ст. № 2 при доле теплопроизводительности от номинальной – $\delta Q_{\text{кв(н)}} \approx 0,98$ ($N = 750 \text{ МВт}$ и $t_{\text{пп}} \approx 190^\circ\text{C}$) не менее чем до 26 сут., или до 30–40 сут. при $N = 720 \text{ МВт}$. Более точный прогноз возможен в случае продолжительности 1–1,5 мес опытной работы котла П-67 ст. № 2 с нагрузкой, близкой к номинальной. Этот резерв был получен, в основном, в результате реконструктивных работ на топочно-горелочном устройстве.

3. В период короткой рабочей кампании котла П-67 ст. № 2 в мае 2001 г. после включения системы водяной обдувки топочных экранов коэффициент их эффективности ψ_t возрастает в среднем на 13% – до $\psi_t \approx 0,25$.

4. До получения уточненных опытных данных, в том числе при использовании дополнительных средств очистки, рекомендуются следующие показатели состояния поверхностей нагрева для проекта модернизации котла П-67 ст. № 3: $\psi_t = 0,23$; $\zeta_{\text{ШПП2}} = 0,015$; $\zeta_{\text{ШПП3}} = 0,01$; $\zeta_{\text{ШПП1}} = 0,01$; $\zeta_{\text{ШВП}} = 0,008$; $\zeta_{\text{КПП}} = 0,013$; $\zeta_{\text{КВП}} = 0,012$; $\zeta_{\text{ЭКО}} = 0,009$.

5. Расчет показателей состояния поверхностей нагрева предложено проводить периодически путем использования программы "РЕВЕРС" с отслеживанием динамики их изменения, в том числе при изменении качества топлива, а также для оценки эффективности реконструкций узлов котла, режимных мероприятий, систем очистки с определением оптимального режима их включения и в оперативной работе вахтенного персонала.

Список литературы

- Демб Э. П., Петерс В. Ф. Опыт освоения котлов П-67 Березовской ГРЭС-1, предложения по их модернизации. – В сб.: Доклады Всероссийской научно-практической конференции "Проблемы использования канского-ачинских углей на электростанциях". Красноярск, СибВТИ, 2001.
- Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. М.: Энергия, 1973.

Конструкции котлов для сжигания твердых бытовых отходов и специфика их теплового расчета

Тугов А. Н., Изюмов М. А., Супранов В. М., кандидаты техн. наук

ВТИ – МЭИ

Технология термической переработки твердых бытовых отходов (ТБО) прошла развитие от печей небольшой мощности без утилизации тепла с примитивной очисткой продуктов сгорания от твердых частиц до мощных современных экологически безопасных установок, позволяющих вырабатывать тепловую и электрическую энергию. В процессе эволюции котлов изменялись и предъявляемые к ним технические требования. В настоящее время к котельным установкам, сжигающим ТБО, предъявляют следующие требования:

выдержка газообразных продуктов сгорания в котле при температуре более 850°C в течение 2 с и более;

организация процесса сжигания таким образом, чтобы концентрация продуктов неполного горения (главным образом, монооксида углерода CO) в дымовых газах не превышала 50 мг/м³ (в пересчете на 11%-ную концентрацию кислорода), а содержание горючих в шлаке составляло не более 3%;

использование автоматизированной системы управления процессом сжигания, включая постоянный мониторинг;

возможность сжигания отходов с широким диапазоном теплоты сгорания ТБО при минимальных удельных затратах, связанных с использованием дополнительного топлива и электроэнергии.

В зависимости от специфики состава ТБО к котлам могут предъявляться дополнительные требования, например, такие, как:

ограничение температуры на входе в конвективные поверхности (не более 750°C) по условиям минимизации шлакования этих поверхностей;

ограничение скорости газов в конвективных поверхностях нагрева (до 5 м/с) из-за высокой абразивности золы;

использование рабочей среды с низкими параметрами пара (давление – 1,3 – 4,0 МПа, температурой перегрева – 300 – 400°C) для предотвращения высокотемпературной коррозии пароперегревателей (при сжигании отходов с большим содержанием хлора и фтора);

высокая температура дымовых газов на выходе из котла (190°C и выше) для исключения низкотемпературной коррозии хвостовых поверхностей нагрева (для высокосернистых ТБО).

Исходя из указанных требований современные котлы по сравнению с ранее установленными на существующих отечественных заводах имеют ряд

характерных особенностей. Так, для увеличения времени пребывания дымовых газов в высокотемпературной зоне экраны первого газохода котлов футеруют. Низкий коэффициент тепловосприятия экранов первого газохода из-за футеровки, естественно, вызвал дефицит испарительных поверхностей, что предопределило четырехходовую вертикальную или горизонтальную компоновку котла с двумя первыми газоходами, как правило, свободными от конвективных поверхностей.

В качестве примера современных отечественных котлов вертикального типа можно привести спроектированные и изготовленные в конце 90-х годов котлы РКСМ-25/1,4-10 для г. Челябинска и КА-26/1,2-12,5 для спецзавода № 3 г. Москвы. Принципиальное различие этих котлов между собой заключается во взаимном расположении топочного устройства и котла-utiлизатора (КУ).

Примером котла горизонтального типа служит КУ, установленный на СЗ № 4 г. Москвы, где в качестве сжигательного устройства применена топка с вихревым кипящим слоем.

Описание конструкций указанных котлов приводится далее.

На [рис. 1](#) показан котел вертикального типа РКСМ-25/1,4-10, разработанный совместно ВТИ, СКБ ВТИ и АО Белэнергомаш и изготовленный для строящегося в г. Челябинске завода “Термоэкология” (проект наклонно-переталкивающей решетки выполнил Копейский машиностроительный завод).

Котел-utiлизатор совмещен с топочным устройством, над которым расположена камера догорания, образующая первый подъемный газоход котла. Из камеры догорания КУ дымовые газы поступают в опускной газоход, в нижней части которого находится четырехрядный фестон, образованный разводкой труб заднего экрана. Далее дымовые газы, пройдя поворотную камеру, поступают в подъемный третий конвективный газоход, в котором расположены один пакет пароперегревателя и три пакета экономайзера, а затем попадают в четвертый газоход, содержащий пять пакетов экономайзера. Экранные поверхности всех газоходов выполнены из цельносварных панелей труб диаметром 38/28 мм с шагом 75 мм.

Топочное устройство состоит из трехступенчатой наклонно-переталкивающей решетки (НПР), боковых стен и свода, которые выполнены нео-

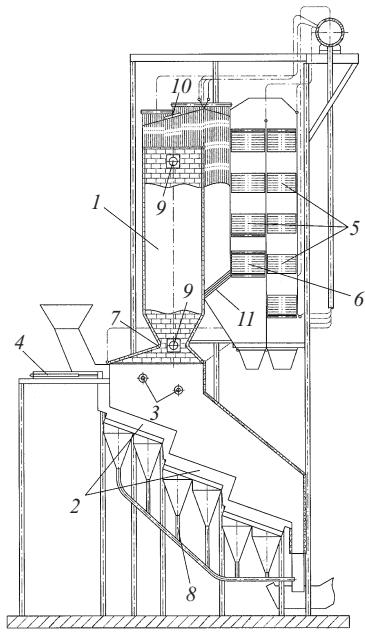


Рис. 1. Котел энерготехнологический РКСМ-25/1,4-10:

1 – камера догорания; 2 – наклонно-переталкивающая решетка; 3 – газовые горелки; 4 – питатель; 5 – экономайзер; 6 – пароперегреватель; 7 – сопла вторичного воздуха; 8 – система удаления провала; 9 – люк; 10 – взрывной клапан; 11 – фестон

хлаждаемыми. Система загрузки ТБО в топку включает в себя приемную воронку, загрузочную шахту и толкач-дозатор, обеспечивающий равномерную подачу отходов из шахты на решетку.

Под каждой ступенью решетки расположены бункеры провала, предназначенные для его сбора и удаления. Для организации горения через эти бункера подают первичный воздух, который далее, пройдя через специальные пазы в колосниках НПР, поступает под слой ТБО.

Вторичный воздух направляют в поток дымовых газов в районе пережима камеры догорания КУ через сопла, расположенные на фронтовой и на задней стенах.

Для растопки котла, стабилизации процесса горения, а также для поддержания температурного режима при останове котла используют газовые горелки, установленные на боковых стенах топочной камеры.

Топочное устройство и котел-utiлизатор имеют собственные каркасы. В узле стыка топки и КУ (район нижних коллекторов камеры догорания) происходит компенсация их тепловых расширений.

Котел РКСМ-25/1,4-10 в полном объеме удовлетворяет современным техническим и экономическим требованиям. Конфигурация котла и расположение сопл вторичного дутья позволяют добиться такого аэродинамического эффекта, при котором хорошо перемешанные продукты сгорания ТБО неизбежно проходят через зону максимальных температур, обеспечивая максимальное дожигание оксида углерода CO. Конфигурацией котла

создаются условия для термической деструкции полихлорированных дибензодиоксинов и дибензо-фuranов: температура в камере дожигания котла выше 850°C, время пребывания газов в зоне этой температуры не менее 2 с. В кotle при температурах выше 650°C осуществляется преимущественно продольное омывание дымовыми газами поверхности нагрева, что существенно снижает абразивное воздействие частиц золы на металл труб и на защитную оксидную пленку, а также налипание частиц продуктов горения на трубах. Для очистки поверхностей нагрева пароперегревателя и экономайзера применяется газоимпульсная очистка.

Основные технические характеристики котла РКСМ-25/1,4-10 представлены в таблице.

Топочное устройство котла РКСМ-25/1,4-10 составляет с котлом-utiлизатором единое целое. В качестве примера котла вертикального типа с выносным топочным устройством можно привести реконструированный котельный агрегат КА-26/1,2-12,5 на СЗ № 3 г. Москвы. Описание котла до реконструкции приводится в [1].

Проектом реконструкции котла предусматривается полная замена котла-utiлизатора и изменение конструкции топочного устройства (уменьшение свода, установка дополнительных газогорелочных устройств, изменение расположения сопл вторичного воздуха). Новый котел-utiлизатор (рис. 2), проект которого выполнен ОАО Белэнергомаш совместно с ВТИ, представляет собой параллелепипед, все пространственные углы которого образованы клеткой газоплотных вертикальных экранных поверхностей и горизонтальных коллекторов большого диаметра, который служит несущим каркасом для барабана котла и всей трубной системы. Топочные газы входят в котел сбоку и снизу из камеры смешения газов в первый вертикальный газоход котла (камеру догорания), футерованный на высоту около 8 м. КУ выполнен четырехходовым, ограждающие стены и потолок изготовлены из газоплотных мембранных панелей. В последнем газоходе котла расположены испарительные ширмы из труб диаметром 38/30 мм. За КУ установлен выносной двухступенчатый экономайзер, размещенный в отдельном газоходе на собственном каркасе. Испарительная система котла выполнена по одноступенчатой схеме испарения. Сепарация пара осуществляется в барабане, в верхней части которого расположен сепаратор из наклонных жалюзи с установленным за ними дырчатым листом. Ввод питательной воды от некипящего экономайзера производится через коллектор с ответвлениями, расположенный в водяном объеме барабана. Для очистки поверхностей нагрева от отложений в кotle установлены 10 газоимпульсных камер.

Котел-utiлизатор для головной технологической линии московского СЗ № 3 изготовлен на

ОАО Белэнергомаш. Проектно-технические характеристики КА-26/1,2-12,5 после реконструкции помещены в [таблице](#).

В 2003 г. в Москве на СЗ № 4 предполагается пустить в промышленную эксплуатацию три установки для сжигания ТБО в вихревом кипящем слое производительностью 13,5 т/ч по ТБО каждая. В состав технологической линии входят топка с вихревым кипящим слоем, котел-утилизатор горизонтального типа с размещенной на хвосте по ходу газов многоступенчатой системой газоочистки. Поставку основного оборудования осуществляла немецкая фирма "Holter ABT". Изготовление и проектирование котла-утилизатора выполнил Подольский машиностроительный завод (ЗиО) при участии ВТИ, СКБ ВТИ. Котел-утилизатор спроектирован газоплотным, с естественной циркуляцией, имеет радиационную камеру и горизонтальный газоход.

Радиационная камера КУ представляет собой вертикальную камеру, разделенную поверхностью нагрева (двухсветным экраном) на два хода по газу (опускной и подъемный), с организацией в нижней части бункера для отвода отсепарированной из дымовых газов золы.

Над подъемным газоходом расположен барабан, в котором размещаются два поверхностных теплообменника, предназначенных для регулирования температуры пара $t_{pe} = (310 + 5)^\circ\text{C}$ и уходящих дымовых газов $T_{yx} = (190 + 10)^\circ\text{C}$.

В нижней части соединения подъемного и горизонтального газоходов газоплотный экран наклонен внутрь подъемного газохода, образуя выступ ("нос"), что способствует более равномерному омыванию первых пакетов поверхностей нагрева, размещенных в горизонтальном газоходе.

В горизонтальном газоходе по ходу газов расположены:

трехрядный радиационно-конвективный испарительный коридорный пучок (защитный испаритель), выполненный из труб диаметром 57/49 мм с поперечным $S_1 = 120$ мм и продольным $S_2 = 120$ мм шагами труб;

два пакета прямоточно-противоточного пароперегревателя, собранные в коридорные пучки из труб диаметром 48/38 и $S_1 = S_2 = 120$ мм;

три пакета конвективного испарителя, имеющие коридорные пучки из труб диаметром 57/49 с $S_1 = S_2 = 120$ мм;

два пакета экономайзера, образующие коридорные пучки из труб диаметром 38/30 с $S_1 = 80$ мм и $S_2 = 120$ мм.

Боковые стены горизонтального газохода ограждены испарительными экранами вплоть до газоотводящего короба. Испарительные экраны горизонтального газохода, прилегающие к "холодному" пакету экономайзера, располагаются в зоне низких температур дымовых газов, исключающих возможность эффективного теплообмена, и поэтому отглушены от рабочей среды. Потолочные экраны отсутствуют, их роль выполняют горизонта-

Основные технические характеристики современных отечественных котлов, сжигающих ТБО

Параметр	Котел (котел-утилизатор)		
	PKCM-25/1,4-10 (E-25-1,4-300-OP)*	КА-26/1,2-12,5	КА-26/1,7-13,5
Завод-изготовитель	ОАО Белэнергомаш (решетка – Копейского машиностроительного завода)	ОАО Белэнергомаш (топочное устройство фирмы Volund, Дания)	АО "Подольский машиностроительный завод" (ЗиО) (топочное устройство фирмы Holter-ABB, Великобритания – Германия)
Местонахождение завода-потребителя	Завод "Термоэкология", г. Челябинск	СЗ № 3, г. Москва	СЗ № 4, г. Москва
Производительность агрегата по ТБО,** т/ч	10,0	12,5	13,5
Расход пара на выходе из котла**, т/ч	20 – 22	25 – 26	26 – 27
Тип котла-утилизатора	Вертикальный, совмещенный с топкой	Вертикальный, выносной	Горизонтальный, выносной
Давление пара на выходе из котла, МПа	1,4	1,2	1,7
Температура пара на выходе из котла, °С	280	t_s	310
Температура питательной воды на входе в экономайзер, °С	104	104	130
Температура дымовых газов на выходе из котла**, °С	220	225	190

* Обозначение в скобках указано по ГОСТ 3619-89.

** Технические характеристики приведены для расчетной теплоты сгорания ТБО $Q_i^r = 6900 \text{ кДж/кг}$.

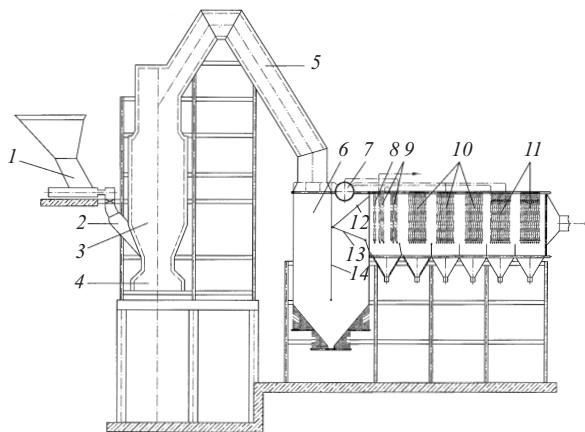


Рис. 2. Котельный агрегат (сжигательное устройство – котел-utiлизатор) для переработки ТБО в вихревом кипящем слое:

1 – загрузочное устройство с приемной воронкой; 2 – подача ТБО; 3 – надслоевое пространство; 4 – зона кипящего слоя; 5 – соединительный газоход; 6 – радиационная камера КУ; 7 – барабан; 8, 10 – испарительный пучок; 9 – паропререгреватель; 11 – экономайзер; 12 – наклонный защитный экран; 13 – фестон; 14 – двухсветный экран

льные участки крайних рядов труб конвективных пакетов.

Нижняя часть горизонтального газохода выполнена в виде металлических бункеров для отвода золы, из них два первых по ходу газов защищены теплоизоляционным материалом, четыре последующих защиты не имеют.

В разрывах между паропререгревателем и испарителем, а также между пакетами испарителей размещены специальные щиты, верхний край которых расположен на уровне нижних коллекторов пакетов. Щиты предназначены для уменьшения байпаса потока газов через нижнюю часть газохода, не заполненную трубами.

Для очистки поверхностей нагрева КУ от наружных отложений применяют встряхивающие устройства.

Жесткость и прочность экранных ограждений радиационной части и конвективной шахты КУ обеспечиваются поясами жесткости.

Технические характеристики котла СЗ № 4 г. Москвы приведены в [таблице](#).

Тепловой расчет упомянутых отечественных котлов-utiлизаторов выполнялся с использованием методик, представленных в [2]. При этом пришлось столкнуться с двумя существенными проблемами.

Первая из них заключается в том, что нормативный метод ориентирован в основном на энергетические котлы, причем, в большей степени – на энергетические котлы, реализующие факельное сжигание топлива в экранированных топках. Вторая проблема связана с отсутствием в [2] какого-либо исходного эмпирического материала по теп-

лообмену между продуктами сгорания ТБО и поверхностями нагрева.

В связи с этим уже на стадии подготовки к проведению тепловых расчетов приходилось решать ряд вопросов:

тепловые потери от механической неполноты сгорания q_4 определялись с учетом специфики состава золошлаковых остатков ТБО [3];

тепловые потери от наружного охлаждения q_5 из-за специфики конструкции котлов, сжигающих ТБО, оцениваются на основании предварительных расчетов, проводимых с учетом опыта эксплуатации подобных объектов;

коэффициенты загрязнения ε и тепловой эффективности ψ поверхностей нагрева котлов для сжигания ТБО принимались, исходя из анализа температурного режима поверхностей нагрева объектов, уже находящихся в эксплуатации (например, котла-utiлизатора СЗ № 3 г. Москвы до реконструкции). Для этого специально создавались адекватные расчетные модели.

Уже при создании адекватных моделей возникла потребность в проведении многовариантных тепловых расчетов. С одной стороны, это было вызвано необходимостью подбора коэффициентов ε и ψ , с другой – широким диапазоном изменения элементного состава и теплоты сгорания ТБО. Поэтому для проведения тепловых расчетов отечественных современных котлов (РКМ-25/1,4-10; КА-26/1,2-12,5; котла-utiлизатора для топки с вихревым кипящим слоем) авторами использовалась отраслевая программа “TRAKT”.

По сравнению с традиционными энергетическими паровыми котлами, на которые в основном ориентирована программа “TRAKT”, котлы для сжигания ТБО обладают рядом особенностей, поэтому пришлось разработать специальную методику использования программы для их теплового расчета [4]. Остановимся подробнее на основных ее положениях.

Как уже отмечалось, теплота сгорания Q_i^r ТБО меняется в широких пределах. При этом параметром, определяющим работу котла, является не расход теплоносителя (пара) заданных параметров на выходе из котла, а расход ТБО, определяемый, так называемой, диаграммой мощности [рис. 3](#). По этой диаграмме снижение расхода от номинального связано для ТБО ухудшенного состава с уменьшением высоты слоя на решетке, что обеспечивает горение ТБО с заданным качеством шлака (например, содержание горючих в шлаке должно быть менее 3%). При сжигании с высокой теплотой сгорания снижают производительность, исходя из требований надежности работы котла-utiлизатора (по условиям сепарации, шлакования и др.) и экологических требований (выдержка продуктов сгорания при $t > 850^\circ\text{C}$ течение 2 с).

Все тепловые расчеты котла проводят на заданный расход топлива, при этом в ходе многовариантных расчетов устанавливается температура продуктов сгорания на входе в котел-утилизатор и подбирается паропроизводительность котла, при которой обеспечиваются проектные параметры пара, а энталпия на выходе из барабана равна энталпии пара на линии насыщения при давлении в барабане.

В котлах для сжигания ТБО имеются экранированные газоходы, свободные от поверхностей нагрева. Реально при работе установки экраны этих газоходов воспринимают теплоту как конвекцией, так и излучением. При построении расчетной схемы для программы "TRAKT" имеется единственная возможность для моделирования такого экранирования – применение элемента "настенная поверхность нагрева", который может "воспринимать" теплоту только излучением. Поэтому при создании расчетных схем в таких газоходах размещались фиктивные конвективные пакеты с пренебрежимо малой величиной поверхности нагрева, фактически не воспринимающие теплоту, но по диаметру трубы и характеру омывания соответствующие экранам ограждения. Эти фиктивные пакеты имели статус основных, а экраны ограждения – дополнительных поверхностей нагрева. При проведении расчета по программе "TRAKT" коэффициент теплоотдачи от газов к стенке для основной поверхности, расположенной в газоходе, рассчитывается с учетом как конвективной, так и радиационной составляющих, поэтому таким образом удавалось смоделировать реальные условия теплообмена.

Современные отечественные котлы укомплектованы неэкранированными топками, т.е. фактически такая установка состоит из сжигательного устройства и котла-утилизатора. Программа "TRAKT" не позволяет моделировать котел без топки – в расчетной схеме обязательно должен присутствовать элемент "топка" или "фиктивная топка". Поэтому при расчетах таких котлов в схему газового тракта включалась фиктивная топка, а температура газов на выходе из нее поддерживалась на заданном уровне. Теплота, воспринятая стенами топки, сбрасывалась в специально предусмотренный в расчетной схеме фиктивный тракт. Хотя тепловосприятие топки в таких случаях обычно получается небольшое, все-таки желательно уточнять КПД котла-утилизатора при последующей обработке и систематизации результатов расчета.

В целом можно отметить, что программа "TRAKT" хорошо зарекомендовала себя и при расчете котлов, сжигающих ТБО. Однако в качестве рекомендации разработчикам программы можно отметить, что все-таки желательно иметь возможность расчета котла без топки. Это особенно актуально в современных условиях, когда широко вне-

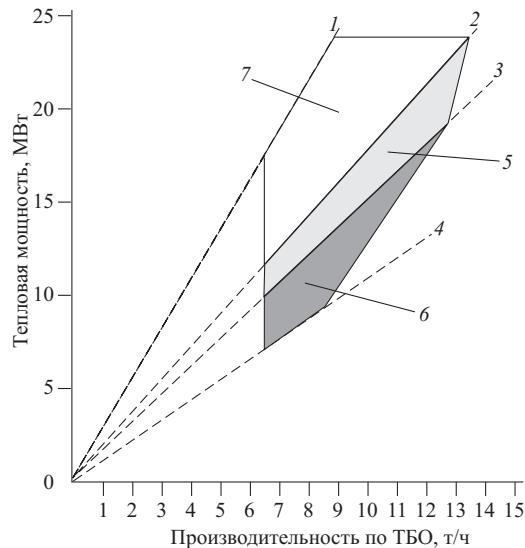


Рис. 3. Диаграмма мощности котла KA-26/1,2-12,5 (по данным фирмы Volund) при сжигании ТБО с теплотой сгорания:

1 – 10 500 кДж/кг; 2 – 6900 кДж/кг; 3 – 5900 кДж/кг; 4 – 4200 кДж/кг; 5 – $t = 175^{\circ}\text{C}$; 6 – $t = 260^{\circ}\text{C}$; 7 – $t = 120^{\circ}\text{C}$

дряются котлы-утилизаторы как для установок, сжигающих ТБО, так и для газотурбинных установок.

В заключение следует сказать, что в России на всех проектируемых, строящихся и реконструируемых в настоящее время заводах по переработке ТБО устанавливаются современные котлы, позволяющие, как показывают расчеты, максимально утилизировать энергию отходов (коэффициент полезного действия до 75%). В комплексе с многоступенчатой газоочисткой эти котлы удовлетворяют самым жестким экологическим требованиям. Проектные и измеренные экологические и технические показатели работы оборудования этих заводов не превышают нормативных значений, принятых в Европе [5], и тем самым не вызывают экологической опасности.

Список литературы

- Санитарная очистка и уборка населенных мест: Справочник / Под ред. Мирного А. Н. М.: АКХ им. К. Д. Памфилова, 1997.
- Тепловой расчет котельных агрегатов. (Нормативный метод). С.-Пб.: НПО ЦКТИ, 1998.
- Тугов А. Н., Дик Э. П., Соболева А. Н. Особенности расчета тепловых потерь от механической неполноты сгорания твердых бытовых отходов. –Энергетик, 2001, № 9.
- Изюмов М. А., Супранов В. М., Тугов А. Н. Особенности теплового расчета мусоросжигательных котлов на ПЭВМ с применением программы "TRAKT"/ Международный форум информатизации-2001: Доклады международной конференции "Информационные средства и технологии", 16 – 18 октября, 2001. М.: Изд-во "Станкин", 2001, т. 3.
- Комплекс работ по освоению и наладке процессов термической переработки твердых бытовых отходов / Тугов А. Н., Литун Д. С., Эскин Н. Б. и др. – Электрические станции, 2001, № 7.

Варианты модернизации ЦНД турбин большой мощности АО ЛМЗ¹

Лазарев Л. Я., Соколов В. С., Фадеев В. А., Чижов В. В., кандидаты техн. наук

Московский энергетический институт (Технический университет)

Положительные результаты использования фирмой АВВ радиально-осевых ступеней совместно с тангенциальным подводом пара в цилиндры мощных паровых турбин [1] позволяют надеяться, что и отечественные производители паровых турбин не останутся в стороне от данного технического решения. В [2] отмечается, что проведенные ВТИ совместно с машиностроительными заводами разработки показали дальнейшее повышение экономичности и надежности блоков сверхкритического давления, возможно, и за счет применения радиально-осевых ступеней с использованием тангенциального подвода пара в ЦВД, ЦСД, ЦНД. В данной статье рассматривается использование указанного технического решения на примере ЦНД мощных паротурбинных установок АО ЛМЗ.

Анализ конструкций энергетических турбин позволил сделать вывод о существовании противоречия между осевым направлением течения в проточной части турбины и радиальным направлением подвода и отвода потока в цилиндрах. Это приводит к усложнению конструкции и технологии изготовления турбин. Кроме того, снижается надежность и появляются дополнительные потери энергии в подводящих патрубках, разделителе потоков и в первых осевых ступенях проточной части цилиндров. Эти потери связаны с тем, что:

поток, поступающий в осевую ступень из патрубка через стесненное радиальное пространство, неравномерен в осевом и радиальном направлении; эта неравномерность потока глубоко проникает в проточную часть ЦНД, оказывая неблагоприятное воздействие на эффективность последующих рядов лопаток;

неподвижный разделитель потока, занимая значительное пространство в центре цилиндра (500 – 800 мм), не обеспечивает вход потока в осевую ступень (при относительно малых скоростях пара 60 – 100 м/с) без существенной радиальной составляющей скорости;

изменение осевых зазоров от тепловых смещений ротора, которое на отдельных режимах в ЦНД турбин АЭС может достигать 40 мм и более, приводит к существенному изменению расчетной конфигурации проточной части и к изменению характеристик ее составных элементов;

имеют место протечки пара через уплотнения под диафрагмами первых осевых ступеней, а так-

же под разделителем потока, деформирующие структуру потока в прикорневой части рабочих каналов первой и последующих осевых ступеней и снижающие их эффективность.

Эти явления в немалой степени способствуют тому, что ЦНД крупных турбин ТЭС, на долю которых приходится 30 – 35%, а в ЦНД турбин АЭС – до 65% вырабатываемой всей турбиной мощности, остаются наименее экономичной частью всего турбоагрегата.

Существование этих проблем на протяжении многих лет привлекало внимание конструкторов и исследователей. В 60-х годах прошлого века на ЛМЗ обсуждались предложения по применению двухпоточной радиально-осевой ступени (ДРОС), заменяющей по две ступени в каждом потоке. Авторы [3, 4] в своих работах указали на основные недостатки существующих входных отсеков цилиндров паровых турбин, привели характеристики различных вариантов спроектированных и испытанных моделей ДРОС с рабочими колесами открытого, полуоткрытого и “закрытого” типа, доказали, что применение ДРОС – это принципиально новое решение, значительно повышающее эксплуатационные показатели работы турбин. Учитывая обнадеживающие результаты экспериментальных и теоретических исследований и после сравнения конструктивных вариантов этих ступеней, на НТС Минтяжмаша было рекомендовано начать разработку опытно-промышленной установки как с ДРОС, так и радиально-осевой ступени по схеме МЭИ в ЦНД [5]. Однако для ДРОС остаются нерешенными вопросы технологии изготовления рабочего колеса, повышения его динамической надежности, возможных воздействий коррозионной среды.

Концерн АВВ в те годы внедрил в конструкции проточных частей ЦНД паровых турбин тангенциальный подвод пара в цилиндры с использованием ступени с радиальным сопловым аппаратом и осевым рабочим колесом [1]. Конструкция этих ступеней основана на известных технических решениях [6, 7]. По результатам исследований фирмы АВВ применение такой ступени в ЦНД турбины большой мощности совместно с дополнительными мероприятиями по модернизации входного участка привело к повышению КПД цилиндра на 2 – 3%.

Аналогичным решением, значительно повышающим эффективность цилиндров паровых турбин, является ступень РСАОК, предложенная

¹ В порядке обсуждения. Ред.

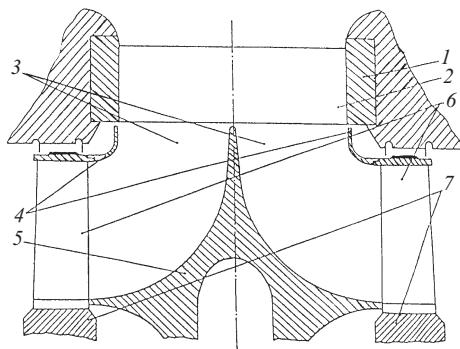


Рис. 1. Ступени РСАОК по схеме МЭИ

МЭИ в конце 50-х годов, состоящая из радиально-соплового аппарата (РСА), осевого рабочего колеса (ОРК) и кольцевого радиально-осевого канала (КРОК), расположенного между ними (рис. 1). Такая ступень – ступень РСАОК (радиальный сопловой аппарат и осевое колесо) по проведенным проработкам удачно компонуется с последующими осевыми ступенями – в цилиндрах высокого, среднего и низкого давления многих отечественных турбин.

Основным отличием схем МЭИ и АВВ является геометрия внутреннего (разделителя потоков) и внешнего обвода радиально-осевого канала. Если в схеме АВВ практически отсутствуют профилированные радиальные участки, то в схеме МЭИ они имеются (достаточно протяженные) и способствуют более организованному повороту потока из радиального направления в осевое.

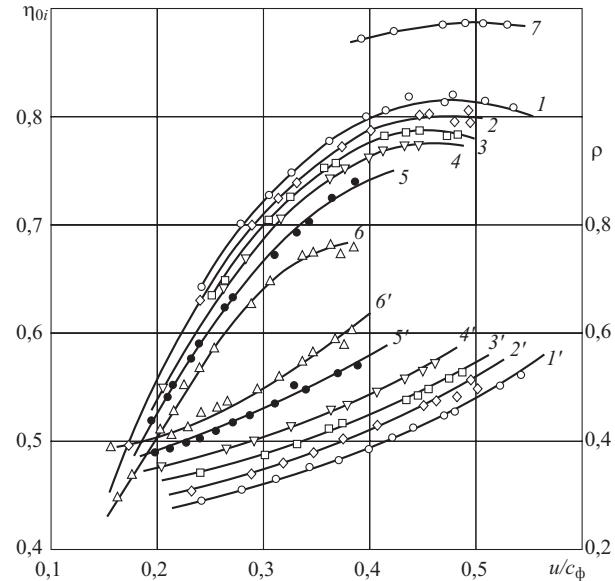
Ступень РСАОК по схеме МЭИ (рис. 1) работает следующим образом: рабочее тело подводится к радиальному сопловому аппарату 1, ускоряется и получает закрутку в окружном направлении в каналах, образованных сопловыми лопатками 2, проходит кольцевой канал 3, образованный криволинейными образующими бандажа 4 и разделителем потока 5, где получает дополнительное ускорение, меняет свое радиальное направление на осевое и отдает кинетическую энергию валу, проходя через межлопаточные каналы первых осевых ступеней 6. Причем, разделитель потока 5 жестко соединен как с ротором турбины, так и дисками 7 рабочего колеса.

Такая конструкция обеспечивает повышение экономичности за счет:

более организованного течения потока в профилированном по заданному закону канале с минимальными потерями энергии;

использования сил трения закрученного потока о поверхности кольцевого канала, так как эти силы направлены в сторону вращения и создают дополнительный врачающийся момент на роторе;

формирования более равномерного поля скоростей и углов потока на входе в рабочие лопаточные венцы, что уменьшит потери в рабочих решетках.

Рис. 2. Зависимость КПД η_{oi} и степени реактивности ρ от отношения скоростей u/c_ϕ при различных значениях отношения давлений $\varepsilon_2 = P_2/P_0$:

η_{oi} , ρ соответственно: 1, 1' – при $\varepsilon_2 = 0,715$; 2, 2' – при $\varepsilon_2 = 0,670$; 3, 3' – при $\varepsilon_2 = 0,630$; 4, 4' – при $\varepsilon_2 = 0,570$; 5, 5' – при $\varepsilon_2 = 0,430$; 6, 6' – при $\varepsilon_2 = 0,360$; 7 – КПД относительный внутренний по параметрам отражения

Серия экспериментов, проведенная на модельной однопоточной ступени с малой высотой лопаток и неоптимизированными геометрическими параметрами [8], подтвердила достаточно высокую эффективность ступеней: максимальные значения КПД по параметрам торможения составили $\eta_{oi} = 0,87 \div 0,88$ (рис. 2).

Очевидно, что такая ступень не уступает по надежности обычной осевой ступени и примененная в проточной части турбины положительно решает недостатки традиционного входного участка в ЦНД.

Используя экспериментальные данные и тепловые расчеты проточной части на примере унифицированного ЦНД турбин мощностью 300, 500 и 800 МВт производства ЛМЗ, в МЭИ была выполнена конструкторская проработка двух основных вариантов модернизации и совершенствования ЦНД:

“малая” модернизация для повышения технико-экономических показателей турбин, ранее изготовленных и установленных на электростанциях;

“глубокая” модернизация – проектирование и разработка новых усовершенствованных ЦНД для турбин мощностью 300 МВт и более, которые будут выпускаться заводом.

При проведении “малой” модернизации предполагается: турбинная ступень типа РСАОК срабатывает такой же теплоперепад, что и в первой осевой ступени исходного варианта ЦНД; геометрические характеристики рабочего колеса первой осевой ступени остаются без изменения и внут-

ренний обвод вращается. В связи с сокращением осевых габаритов первой ступени по сравнению с исходным вариантом, примерно на 115 мм в каждом потоке, возможны следующие варианты изменения проточной части:

не изменяя осевые зазоры между ступенями, а, следовательно, и углы меридионального раскрытия γ проточной части, увеличить осевой размер диффузора на 115 мм;

оставив на месте последнюю ступень, несколько раздвинуть промежуточные ступени в сторону первой ступени с целью уменьшения углов меридионального раскрытия проточной части.

С целью улучшения течения за второй ступенью осевое расстояние между второй и третьей ступенью увеличено на 20 мм. При этом предполагается повышение КПД третьей ступени за счет лучшей организации отбора пара за второй ступенью. Для уменьшения угла меридионального раскрытия диафрагмы последней ступени осевое расстояние между ней и рабочим колесом последней ступени увеличено на 95 мм. Сохранив перекрышку такой же величины, как в исходном варианте, удалось уменьшить угол меридионального раскрытия диафрагмы последней ступени с 50 до 36°. Благодаря этому ожидается увеличение КПД последней ступени на 1–2%. Указанные изменения проточной части возможны при незначительных изменениях внутреннего корпуса и ротора ЦНД.

Расчеты ступени типа РСАОК в рамках “глубокой” модернизации проводились при следующих дополнительных условиях:

радиально-осевая ступень срабатывает теплоперепад первой и второй ступени исходного варианта ЦНД, что достигается увеличением среднего диаметра рабочего колеса с 1499 до 1910 мм;

корневой диаметр всех ступеней увеличен по сравнению с исходным до 1730 мм;

внутренний обвод разделителя потока также вращается.

Сохраняя высоту рабочей лопатки последней ступени как в исходном варианте, т.е. 960 мм, нецелесообразно существенно уменьшать высоту лопаток предыдущих ступеней, так как это приведет к увеличению угла раскрытия проточной части, и, следовательно, к увеличению потерь энергии. Выгоднее, увеличив корневые диаметры, и, примерно, сохранив высоты лопаток, спроектировать их на новые значения отношения скоростей u/c_ϕ (u – окружная скорость колеса; c_ϕ – фиктивная скорость), степени реактивности ρ и угла входа потока в рабочие лопатки β_1 . При этом происходит увеличение выходной площади последней ступени, снижая потери энергии с выходной скоростью.

Несмотря на то, что высота рабочей лопатки радиально-осевой ступени получилась меньше, чем в исходном варианте, за счет сокращения числа ступеней и осевого размера новой первой ступени можно существенно снизить раскрытие проточной части (угол $\gamma_{\text{п}} = 35^\circ$). Увеличение осевых расстояний между ступенями позволит более рационально организовать отборы пара и условия входа потока в ступени.

Экономичность входных отсеков ЦНД еще больше увеличится во всем диапазоне изменения нагрузок при использовании улиточных входных патрубков. Кроме того, использование улиточного подвода позволит существенно уменьшить габариты входного патрубка за счет увеличения уровня скоростей пара в нем [3].

Выводы

- Проведенные экспериментальные исследования и конструкторская проработка показали целесообразность использования радиально-осевых ступеней типа РСАОК МЭИ в ЦНД паровых турбин как для повышения экономичности, так и надежности.

- При замене первой и второй осевых ступеней ЦНД на ступень типа РСАОК МЭИ появляется дополнительное пространство внутри цилиндра, которое может быть использовано для уменьшения осевых размеров цилиндра турбины или для повышения экономичности за счет улучшения характеристик выхлопной части турбины и уменьшения углов раскрытия меридионального обвода проточной части.

Список литературы

- Лейзерович А. Ш. Новые разработки концерна АВВ на паротурбинных ТЭС Германии. – Электрические станции, 1999, № 12.
- Шварц А. Л., Авруцкий Г. Д. Применение сверхкритических параметров пара на мощных энергоблоках России. – Электрические станции, 2000, № 12.
- Александров К. К., Фролов В. В. Двухпоточные радиально-осевые ступени для мощных турбин. – Энергетическое оборудование. НИИИНФОРМТЯЖМАШ, 1975, № 22.
- Биржаков М. Б., Литинецкий В. В. Радиально-осевые ступени мощных турбин. Л.: Машиностроение, 1983.
- Кириллов И. И. Опытно-промышленная установка с двухпоточной радиально-осевой ступенью в ЦНД. – Энергомашстройение, 1984, № 5.
- Пат. 526805 (Германия). Leitschaufel – Anordnung für axial beaufschlagte Doppelstrom-Dampfturbinen.
- Пат. 545414 (Швейцария). Первая ступень двухпоточной паровой турбины.
- Игнатьевский Е. А., Лазарев Л. Я., Фадеев В. А. Экспериментальное исследование турбинной ступени с радиальным сопловым аппаратом и осевыми рабочими лопатками. – Изв. вузов. Энергетика, 1983, № 4.

Некоторые проблемы карбидного анализа

Артамонов В. В., канд. техн. наук, Красноперова Д. Е., инж., Артамонов В. П., канд.хим. наук

ОАО “Евроазиатская Энергетическая Корпорация” (Казахстан)

В металле теплоэнергетического оборудования, длительное время работающего в условиях повышенных температур под напряжением, происходят необратимые изменения в микроструктуре металла, в том числе и перераспределение легирующих элементов между твердым раствором и карбидами, приводящие к ухудшению прочностных характеристик металла [1 – 3]. Поэтому основополагающий в системе теплоэнергетики руководящий документ [4] предписывает проводить фазовый (карбидный) анализ сталей, т.е. определять содержание легирующих элементов в карбидах при исследовании металла контрольных вырезок поверхностей нагрева и паропроводов.

Методика фазового анализа изложена в [5]. Поскольку в теплоустойчивых сталях легирующие элементы, в частности, хром и молибден, распределены между твердым раствором и карбидами, начало фазового анализа состоит в разделении (изолировании) этих двух фаз. Предлагаются два способа разделения фаз – электролитический и химический.

Основываясь на собственном многолетнем опыте проведения карбидного анализа, а также учитывая опыт ряда тепловых электростанций Казахстана в этой области, отметим некоторые трудности, возникающие у практических работников при выполнении электролитического и химического разделения фаз.

Электролитическое разделение (изолирование) фаз перлитных сталей состоит в анодном растворении стального образца в растворе-электролите состава (в граммах на дециметр в кубе): хлористый калий 75, лимонная кислота 5. Электролиз ведут при анодной плотности тока 0,02 – 0,05 А/см². При таких условиях электролиза на аноде растворяется, т.е. переходит в электролит только твердый раствор, а карбиды не растворяются и выпадают в осадок.

Предлагаемый в [5] электролизер в виде керамического стакана неудобен в обращении, так как в ограниченном объеме стакана необходимо разместить не только цилиндрический катод из нержавеющей стали, но и коллониевый мешочек, укрепленный стеклянными кольцом и каркасом. В электрохимической технологии известен принцип совмещения корпуса электролизера и одного из электродов [6]. Поэтому мы отказались от керамического стакана и отдельного катода, совместив функции того и другого в одной емкости, изготовив ее из листовой (0,5 мм) стали 12Х18Н12Т.

Объем емкости 1 дм³, сварные швы выполнены аустенитными электродами. Эта емкость служит одновременно и электролизером, и катодом – токо-подвод от отрицательной клеммы выпрямителя крепится непосредственно к корпусу емкости. Стальной электролизер удобен еще и тем, что теплопроводность стали значительно выше теплопроводности керамики.

При дифференцированном фазовом анализе стали X18H12T используют метод двух электролитов, причем в первом электролите электролиз ведут при плотности тока 0,7 А/см² [5]. Столь высокие плотности тока вызывают сильный разогрев электролита за счет джоулева тепла. Металлический корпус облегчает охлаждение электролита, тем более, что в данном случае легко организовать охлаждение с помощью, так называемой, водяной рубашки, т.е. двойного стального корпуса электролизера [6].

При электролитическом разделении фаз стали 12Х1МФ необходимо поддерживать температуру электролита в пределах 10 – 16°C, а для “мелкодисперсных” осадков 0°C [5]. Отсюда следует, что занимающиеся карбидным анализом работники лабораторий металлов электростанций и специализированных ремонтных организаций должны знать, карбидные частицы каких размеров являются “мелкодисперсными” или, напротив, не являются таковыми. Более того, эти работники, еще не приступая к анализу, т.е. заранее должны знать хотя бы ориентировочно, частицы какого размера получатся из данного конкретного образца. По-видимому, размер частиц карбидного осадка будет при прочих равных условиях зависеть от степени коагуляции карбидов, которая, в свою очередь, будет определяться исходной микроструктурой, эквивалентной температурой эксплуатации, наработкой и другими факторами. Только заранее имея сведения по дисперсности карбидного осадка, который только еще предстоит получить, можно выполнить предписание методического указания [5] в части температуры электролита, с установления которой в принципе и начинается электролитическое разделение фаз, т.е. карбидный анализ в целом.

Наконец, на первый взгляд, очень простой вопрос: “Как определять дисперсность?” К сожалению, из [5] ответы на эти вопросы получить нельзя. Все это вызывает у практических работников некоторые затруднения. По этой причине нами проведены микроскопические исследования кар-

бидных осадков, полученных электролитически из контрольных вырезок ширмовых пароперегревателей котлов типа БКЗ-420 (Павлодарские ТЭЦ-1 и 2) и ПК-39 (Ермаковская ГРЭС) при разных наработках – от 90 до 250 тыс. ч. Оказалось, что независимо от типа котла и наработки карбидный осадок всегда имеет ярко выраженный полидисперсный состав – в одном и том же осадке размер частиц осадка находится в диапазоне от 0,05 до 20 мкм, т.е. в одном и том же осадке присутствуют частицы, которые заведомо можно отнести к “мелодисперсным” – 0,05 мкм, и частицы, по-видимому, не являющиеся таковыми, – 20 мкм.

Полидисперсность карбидных осадков ставит вопрос о выборе температуры электролита в свете рекомендаций [5] – это, с одной стороны. С другой стороны, поддержание температуры электролита 10 – 16°C и тем более 0°C в течение электролиза (2 – 3 ч по [5]) усложняет аппаратурное оформление процесса разделения фаз. В связи с этим нами проведены опыты по определению влияния температуры электролита на содержание молибдена в карбидном осадке. При этом образцы вырезали из одной и той же трубы (сталь 12Х1МФ) ширмового пароперегревателя, имеющего наработку 160 тыс. ч. Условия электролиза (размер образцов, состав электролита, анодная плотность тока) были одинаковы во всех опытах и полностью соответствовали требованиям [5]. Результаты опытов представлены в таблице.

Данные таблицы показывают, что содержание молибдена в карбидных осадках, полученных электролитически согласно [5] при температурах 10 и 16°C и при температурах 20 и 25°C, находятся в пределах допускаемых расхождений между результатами анализа [5].

Следовательно, вполне правомерно электролитическое разделение фаз проводить при комнатной температуре, под которой понимается 15 – 25°C [7]. Это обстоятельство позволило отказаться от системы охлаждения электролита, т.е. упростить процесс получения карбидного осадка и тем самым несколько снизить трудоемкость и материоемкость карбидного анализа.

В условиях, когда специализированная организация в ремонтную кампанию проводит ремонт одновременно не нескольких ТЭС, анализу подлежит большое число контрольных вырезок. Несмотря на указанные ранее усовершенствования

электролитическое разделение фаз все-таки остается громоздким в аппаратурном оформлении и весьма трудоемким процессом. В этом отношении предпочтительнее более простое в осуществлении химическое разделение фаз. Химическое разделение фаз основано на избирательном действии разбавленной кислоты (серной или азотной) на твердый раствор и карбиды легирующих элементов. В этом случае в жидкую фазу также переходит твердый раствор, а карбиды не растворяются и выпадают в осадок [5].

Независимо от способа разделения фаз – электролитического или химического – полученный карбидный осадок отфильтровывают, промывают, затем подсушивают вместе с фильтром, озолят при температуре 500 – 550°C и сплавляют с пирокислым калием. Полученный сплав выщелачивают и проводят определение содержания легирующих элементов в растворе, образовавшемся после выщелачивания сплава.

Однако операции подсушки, озоляния, сплавления и выщелачивания длительны и трудоемки. Кроме того, операции озоляния и сплавления энергоемки, требуют специального оборудования и увеличивают длительность анализа.

Нами разработан и успешно применяется на протяжении ряда последних лет усовершенствованный вариант карбидного анализа перлитных сталей при химическом способе разделения фаз. При контроле металла пароперегревателей, паропроводов и пароперепускных труб является обязательным химический анализ стали, в результате которого, кроме прочих элементов, определяется общее содержание (т.е. и в твердом растворе, и в карбидах) карбидообразующих элементов, в частности, хрома и молибдена. Параллельно с определением в одной навеске стружки общего содержания элементов две другие навески растворяют по методике [5], т.е. так, чтобы феррит растворился, а карбиды (хрома и молибдена соответственно) не растворились бы и выпали в осадок. Усовершенствование заключается в том, что фильтр с промытым карбидным осадком, в отличие от рекомендаций [5], отбрасывают, т.е. в дальнейшей работе не используют, а анализу подвергают фильтрат, содержащий легирующие элементы, перешедшие в него в результате растворения только твердого раствора. Содержание хрома и молибдена в карбидном осадке рассчитывают по разнице между общим содержанием легирующих элементов в пробе и содержанием этих же элементов в фильтрате, используя один и тот же стандартный образец для контроля точности результатов анализа.

Типовая инструкция [4] при контроле поверхностей нагрева предписывает определять фазовый состав металла, а при контроле паропроводов – содержание легирующих элементов в карбидах. Поскольку и в том, и в другом случае не указывается, каких именно элементов, практические работники

Temperatura, °C	Содержание молибдена в карбидном осадке, абсолютный %		
	Опыт 1	Опыт 2	Опыт 3
10	0,14	0,13	0,15
16	0,15	0,13	0,15
20	0,14	0,12	0,13
25	0,13	0,13	0,15

понимают под этим прежде всего хром и молибден. Такое понимание требования типовой инструкции следует и из прочтения методического указания [5]. Вместе с тем, согласно [8] один из методов определения эквивалентной температуры эксплуатации для последующего расчета остаточного ресурса пароперегревателей базируется на содержании молибдена в карбидном осадке, и, следовательно, определять содержание хрома в карбидном осадке не требуется. Однако в [3, 9, 10] рекомендуется определять эквивалентную температуру эксплуатации только по содержанию хрома в карбидном осадке, поскольку, по мнению авторов [3, 9, 10], содержание молибдена в карбидном осадке нестабильно. Например, в [10] сказано: "...что касается содержания молибдена и ванадия в карбидах, то значительный разброс этих значений не дает возможности использовать их в целях диагностики". Наш же опыт карбидного анализа свидетельствует об обратном – больший разброс, выходящий за пределы доверительного интервала, дает содержание хрома в карбидах, тогда как результаты анализа по молибдену всегда находятся в доверительном интервале, т.е. статистически более достоверны. Поэтому при выполнении фазового анализа мы всегда определяем содержание в карбидах и хрома, и молибдена, как того требует [4], но определение эквивалентной температуры эксплуатации пароперегревателей проводим по содержанию молибдена, но не хрома.

Существенным недостатком карбидного анализа является его высокая трудоемкость, что особенно характерно для классического карбидного анализа с электролитическим разделением фаз. Химическое разделение фаз по изложенному ранее способу, исключающему операции подсушивания, озоления, сплавления и выщелачивания, заметно снижают трудоемкость, которая, однако, остается все-таки довольно высокой.

Кроме того, к недостаткам карбидного анализа можно отнести и тот факт, что это разрушающий метод контроля – для его выполнения необходимо в обязательном порядке выполнять контрольные вырезки. Вариант карбидного анализа безобразцовым методом, когда электролиз ведут в, так называемой, лунке, выполненной непосредственно на поверхности контролируемого узла [11], недостаточно точен и может быть использован только для ориентировочной оценки содержания легирующих элементов в карбидах.

По указанным причинам целесообразны исследования по дальнейшему совершенствованию методики классического карбидного анализа с целью снижения его трудоемкости. Другим направлением исследования может стать выяснение возможности применения неразрушающих методов конт-

роля, например рентгеновских, для анализа перераспределения легирующих элементов между твердым раствором и карбидами в процессе эксплуатации перлитных сталей.

Выводы

1. Методическое указание [5] следует уточнить в части дисперсности карбидного осадка и взаимосвязи дисперсности и температуры электролита при электролитическом разделении фаз перлитных сталей.

2. Карбидный анализ может быть усовершенствован за счет исключения операций подсушки, озоления, сплавления и выщелачивания без ухудшения точности результатов анализа.

3. Независимо от способа разделения фаз трудоемкость карбидного анализа весьма высока. В связи с этим целесообразны дальнейшие исследования по совершенствованию методики карбидного анализа с целью снижения его трудоемкости.

4. Представляет практический интерес разработка принципиально новых и прежде всего неразрушающих методов контроля перераспределения легирующих элементов между твердым раствором и карбидами.

Список литературы

1. Крутасова Е. И. Надежность металла теплоэнергетического оборудования. М.: Энергоатомиздат, 1981.
2. Гофман Ю. М. Оценка работоспособности металла энергооборудования ТЭС. М.: Энергоатомиздат, 1990.
3. Бугай Н. В., Березина Т. Г., Трунин И. И. Работоспособность и долговечность металла теплозергетического оборудования. М.: Энергоатомиздат, 1994.
4. РД 10-262-98. Типовая инструкция по контролю и продлению срока службы металла основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций. М.: ОРГРЭС, 1999.
5. РД 34.17.414-95. Методические указания по химическому и физико-химическому фазовому анализам металла энергооборудования тепловых электростанций. М.: ВТИ, 1995.
6. Стендер В. В. Прикладная электрохимия. Харьков: ХГУ, 1961.
7. ГОСТ 28473-90. Чугун, сталь, ферросплавы, хром, марганец металлические. Общие требования к методам анализа.
8. РД 34.17.452-98. Методические указания о порядке проведения работ при оценке остаточного ресурса пароперегревателей котлов электростанций. М.: ВТИ, 1998.
9. Березина Т. Г., Бугай И. В., Трунин И. И. Диагностирование и прогнозирование долговечности металла теплоэнергетических установок. Киев: Техника, 1990.
10. Березина Т. Г. Изменение структуры, свойств и накопление поврежденности при ползучести в теплоустойчивых сталях. Челябинск: ЧФ ПЭИ ПК, 1998.
11. Неразрушающие методы контроля металлов на тепловых электростанциях/Савкин С. В., Цюпка П. Н., Дармиц М. П., Ляминчев А. И. М.: Энергия, 1974.

Практические результаты внедрения пароводокислородной очистки и пассивации котлов с естественной циркуляцией

Манькина Н. Н., канд. техн. наук, Журавлев Л. С., Кирилина Н. Н., Семенова О. В., Загретдинов И. Ш., инженеры

ВТИ – РАО “ЕЭС России”

Современный уровень развития науки и техники требует от энергетики применения на электростанциях экологически чистых, бессточных и неэнергоемких технологий по эксплуатации и консервации оборудования.

Технологии очистки и консервации оборудования уделяется особое внимание, так как в настоящее время на электростанциях длительное время котлы, турбины и другое оборудование находятся в резерве и несут полную нагрузку только с наступлением зимнего максимума.

На электростанциях в настоящее время с целью консервации оборудования достаточно широко применяются такие технологии, как консервация ингибиторами, например М-1, октадециламином (ОДА) и др. Перечисленные технологии обеспечивают достаточно надежную консервацию оборудования на длительный период, но они основаны на использовании различных химических реагентов, не всегда безопасных в применении.

Кроме того, для вывода оборудования из законсервированного состояния по такой технологии требуется длительное время для того, чтобы вывести из тракта консервирующий реагент и стабилизировать показатели водно-химического режима на величинах, нормируемых в ПТЭ.

Поэтому следует уделить особое внимание тем технологиям консервации, которые не требуют использования химических реагентов для защиты оборудования электростанций при выводе его в резерв. В качестве такой экологически чистой, не содержащей в своей основе реагентов, можно рассмотреть разработанную в ВТИ технологию пароводокислородной очистки и пассивации оборудования.

Пароводокислородная очистка и пассивация (ПВКО и П) разработана в ВТИ в 1979 г. и нашла достаточно широкое применение на электростанциях с прямоточными и барабанными котлами для очистки и пассивации внутренних поверхностей нагрева. Впервые эта технология была внедрена на ТЭЦ-25 Мосэнерго в 1980 г.

В настоящее время пароводокислородная очистка и пассивация внедрена на многих электростанциях с барабанными котлами как среднего, так и высокого давления. Технология внедрена на Липецкой ТЭЦ, Владимирской ТЭЦ, Череповецкой ГРЭС, ТЭЦ-7 Ленэнерго, Данковской ТЭЦ, Смоленской ТЭЦ и на ряде других ТЭЦ.

На всех перечисленных станциях технология пароводокислородной обработки была применена для очистки и пассивации внутренних поверхностей нагрева оборудования во время его эксплуатации.

Перед ПВКО и П проводился анализ состояния внутренних поверхностей нагрева на определение количества и состава отложений для разработки технологии с учетом свойств накипи и ее количества.

Исследование отложений на внутренних поверхностях нагрева котлоагрегата проводится с целью корректировки регламента проведения пароводокислородной обработки, что обеспечивает достаточную эффективность очистки до 50 – 70% и глубокую пассивацию металла.

Для того, чтобы проверить качество проведенной обработки, на каждом объекте проводился контроль за показателями водно-химического режима энергоблока (котла) до и после проведения ПВКО и П, а также были сделаны вырезки образцов внутренних поверхностей нагрева. На вырезанных образцах определялось остаточное количество отложений для оценки эффективности очистки, а также исследовалась стойкость защитной кислородной пленки, полученной в результате воздействия больших концентраций кислорода (1,5 – 5 г/кг в паре) на поверхности нагрева.

Опыт проведения эксплуатационной пароводокислородной очистки и пассивации показывает, что на электростанциях с барабанными котлами отпадает необходимость проведения кислотных промывок, которые негативно сказываются на состоянии металла экранных труб.

Показателен опыт проведения ПВКО и П на Смоленской ТЭЦ-2, где при значительной исходной загрязненности было принято решение не проводить предварительное кислотное травление.

После совместного обсуждения проблемы со Смоленскэнерго и Смоленской ТЭЦ-2 в ВТИ была разработана технология для проведения данной обработки на котле ст. № 1.

При разработке технологии было учтено, что загрязненность внутренних поверхностей экранных труб, по данным ТЭЦ-2, и по данным ВТИ, загрязненность труб, вырезанных в июле 1998 г., составила от 418 до 908 г/м².

Исследование состава отложений по данным ТЭЦ-2 показало, что отложения состоят из окси-

дов железа (примерно 50%), фосфата кальция (примерно 40%) и металлической меди (до 6%).

Перед началом обработки котел был отмыт обессоленной водой до значения электропроводности в промывочной воде 3,5 мкСм/см и затем введен в работу с параметрами: $P_0 = 85 \div 95$ кгс/см², $t_{\text{пп}} = 400^\circ\text{C}$, $t_{\text{пв}} = 220^\circ\text{C}$, $D_{\text{пп}} = 80 \div 90$ т/ч со сбросом среды через продувку пароперегревателя. Непрерывная продувка была открыта на максимальную производительность при данном режиме работы на котле.

В процессе пароводокислородной обработки проводился отбор проб для контроля за содержанием железа, меди, кремниевой кислоты и жесткости в питательной воде, в котловой воде (соленого и чистого отсеков), в насыщенном и перегретом паре.

Одновременно определялась концентрация кислорода в питательной воде, насыщенном и перегретом паре, концентрация кислорода во время проведения ПВКО и П находилась в пределах до 2,3 г/кг.

Максимальные значения контролируемых показателей качества котловой воды во время обработки составляли:

в соленом отсеке барабана: 30 560 мкг/кг железа, 670 мкг/кг меди, 3320 мкг/кг кремниевой кислоты и жесткость 5000 мкг-экв/кг;

в чистом отсеке барабана: 3440 мкг/кг железа, 436 мкг/кг меди, 2080 мкг/кг кремниевой кислоты и жесткость 6900 мкг-экв/кг.

В целом по результатам химконтроля во время проведения пароводокислородной обработки котла можно сделать вывод, что эффективно проведенный водообмен котловой воды и присутствие достаточного количества кислорода предотвратили повторное осаждение продуктов коррозии на внутренних поверхностях нагрева. Это было подтверждено проведенным анализом остаточного содержания отложений на образцах, вырезанных после ПВКО.

Определение остаточного количества отложений было выполнено в ВТИ и Смоленскэнерго. Остаточное количество отложений на трубах чистого отсека составляет 240 – 270 г/м²; на трубах соленого отсека 124 – 179 г/м²; на трубах пароперегревателя 97 – 180 г/м²; на трубах водяного экономайзера первой ступени 91 – 281 г/м²; на трубах водяного экономайзера второй ступени 124 – 141 г/м².

Таким образом, при обработке было удалено 50 – 60% отложений, что является хорошим показателем эффективности обработки и позволяет осуществлять дальнейшую эксплуатацию котла без проведения химической очистки.

В ВТИ был проведен анализ коррозионной стойкости защитных оксидных пленок на внутрен-

них поверхностях нагрева после проведения пароводокислородной обработки. Коррозионная стойкость защитной пленки превышает 30 мин наблюдения, что соответствует высшей коррозионной стойкости.

Интересен опыт проведения пароводокислородной обработки котла среднего давления БКЗ-50-39Ф Данковской ТЭЦ, где очистка проводилась по комбинированной схеме путем внедрения парокислородной технологии при погашенной топке для обработки водяного экономайзера и с последующей растопкой котла для проведения пароводокислородной очистки и пассивации экранных поверхностей и пароперегревателя.

Начальная загрязненность труб составляла для водяного экономайзера максимально 1176 г/м², для экранных труб максимально 557 г/м². На внутренней поверхности труб водяного экономайзера имелись язвины глубиной 2 – 3 мм. Отложения состояли в основном из оксидов железа: на трубах водяного экономайзера до 98%, а на экранных трубах 68 – 79%. На экранах трубах имелось до 22% фосфата кальция.

Учитывая значительную загрязненность труб водяного экономайзера и изъязвленность их внутренней поверхности, сотрудниками ВТИ было предложено проведение парокислородной очистки и пассивации водяного экономайзера. С этой целью персонал Данковской ТЭЦ произвел подвод стороннего пара к водяному экономайзеру с двух сторон трубами диаметром 32/26 мм, давлением до 23 кгс/см², температурой на входе 400°C с расходом 6 – 12 т. Исходя из ранее перечисленных условий: высокая загрязненность, изъязвленность внутренней поверхности и низкая, не более 20 м/с, скорость пара, было принято решение считать эту обработку экспериментальной.

Водокислородная обработка экранной системы проводилась при давлении на котле 36 кгс/см², температуре 243°C с расходом питательной воды на котел 13 – 17 т. Пароперегреватель обрабатывался собственным паром с кислородом.

В течение всей парокислородной и пароводокислородной очистки и пассивации внутренних поверхностей нагрева котла БКЗ-50-39Ф концентрация кислорода в паре поддерживалась в пределах до 2,4 г/кг. Во время обработки для контроля процесса очистки и пассивации поверхностей внутренних поверхностей нагрева производился контроль качества рабочей среды.

На выходе из экономайзера жесткость максимально достигла 0,3 мг-экв/кг, а в основном составляла 0,005 мг-экв/кг, содержание железа максимально составило 9000 мкг/кг. В чистом отсеке содержание железа достигало значения 5100 мкг/кг, меди 252 мкг/кг, а жесткость была на уровне 0,3 – 0,4 мг-экв/кг. В соленом отсеке со-

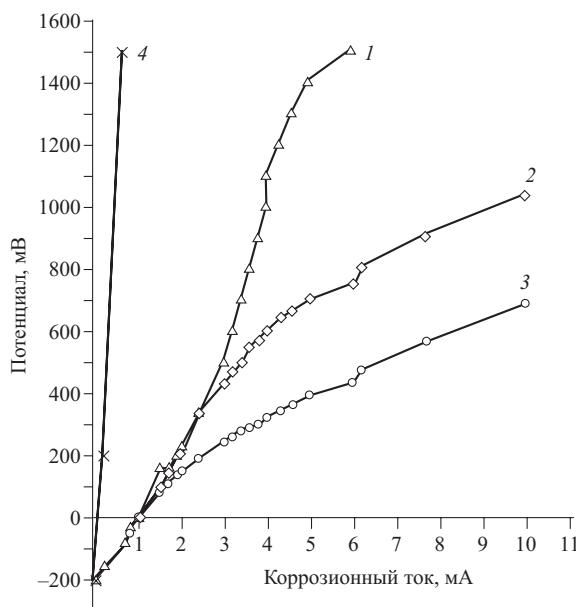


Рис. 1. Поляризационные кривые для образцов труб котла БКЗ-50-39Ф ст. № 1 Данковской ТЭЦ:

1, 2, 3 – соответственно водяной экономайзер, образец трубы чистого отсека, образец трубы соленого отсека до проведения пароводокислородной очистки; 4 – чистый отсек после проведения ПВКО и П

держание железа было максимально 6040 мкг/кг, меди 202 мкг/кг, а жесткость 0,3 – 0,4 мг-экв/кг. В насыщенном паре содержание железа достигало значения 315 мкг/кг, а в перегретом – до 765 мкг/кг.

После проведения пароводокислородной очистки и пассивации сделаны вырезки образцов труб. Коррозионная стойкость образцов составляла более 10 мин, до полного высыхания капли агрессивного раствора. Таким образом, на внутренней поверхности труб образована коррозионно-стойкая оксидная пленка высшей коррозионной стойкости, согласно существующей шкале. Язвины, имевшиеся на внутренней поверхности труб водяного экономайзера, также были запасивированы.

В результате проведения пароводокислородной обработки котла среднего давления Данковской ТЭЦ максимальное количество отложений на внутренней поверхности нагрева экранной системы составило 391 мкг/кг.

По результатам проведения обработки можно сделать выводы, что для увеличения эффективности следует предусмотреть в дальнейшем необходимость увеличения как расхода стороннего пара, так и увеличить расход питательной воды до 50% номинального.

Помимо капельного метода коррозионная стойкость внутренней поверхности труб была проверена снятием поляризационных кривых. Поляризационные кривые для входного и выходного участ-

ков труб экономайзера показаны на рис. 1, из которого видно, что коррозионные токи для образцов труб, вырезанных с внутренних поверхностей нагрева котла, до проведения пароводокислородной обработки достигают 10 мА, а после проведения обработки коррозионный ток составил 0,5 мА, при наложении потенциала 1000 мВ.

Таким образом, в результате проведения обработки на внутренних поверхностях нагрева была создана надежная защитная пленка под оставшимися отложениями и одновременно произошла частичная очистка внутренних поверхностей нагрева котлоагрегата.

В соответствии с технологией, разработанной ВТИ и рабочей программой, утвержденной главным инженером Ефремовской ТЭЦ, в период с 7 по 9 июня 2000 г. были проведены эксплуатационная пароводокислородная очистка, пассивация и консервация (ПВКО, П и К) внутренних поверхностей нагрева барабанного котла БКЗ-160-100 ст. № 9. При разработке технологии было учтено, что загрязненность внутренних поверхностей нагрева экранных труб по данным ТЭЦ (май 2000 г.) составляла 150 – 290 г/м².

Перед началом обработки котел был отмыт обессоленной водой и затем введен в работу с параметрами: $P_6 = 80 \div 100 \text{ кгс/см}^2$; $t_{\text{пп}} = 430 \div 460^\circ\text{C}$; $t_{\text{пв}} = 215^\circ\text{C}$; $D_{\text{пв}} = 75 \div 85 \text{ т/ч}$. Сброс пара осуществлялся через продувку пароперегревателя. Непрерывная продувка была открыта на максимальную производительность при данном режиме работы на котле.

В процессе ПВКО, П и К производился отбор проб для контроля за содержанием железа, меди, кремниевой кислоты и жесткости в питательной воде, в котловой воде (соленого и чистого отсеков), в насыщенном и перегретом паре. Одновременно в течение всей обработки производился контроль за концентрацией кислорода в питательной воде при обработке водяного экономайзера, в насыщенном и перегретом паре во время проведения каждого этапа ПВКО, П и К.

Концентрация кислорода на всех этапах обработки находилась в пределах 1,6 – 8,5 г/кг. Наиболее объективным показателем концентрации кислорода является его содержание в перегретом паре. Содержание кислорода в перегретом паре составляло 5,0 – 9,5 г/кг в зависимости от места ввода кислорода.

Во время проведения пароводокислородной обработки внутренних поверхностей нагрева (водяного экономайзера) периодически наблюдалось увеличение содержания оксидов железа в котловой воде до 3300 мкг/кг в чистом отсеке и до 9100 мкг/кг в соленом отсеке, что свидетельствует об удалении продуктов коррозии с внутренней поверхности труб. Помимо увеличения концентра-

ции продуктов коррозии наблюдалось увеличение содержания и других примесей.

Содержание кремниевой кислоты в котловой воде находилось в пределах: 2250 – 550 мкг/кг в чистом отсеке; 3600 – 1100 мкг/кг в соленом отсеке.

Содержание меди в котловой воде составляло 37 – 2,5 мкг/кг в чистом отсеке и 200 – 2,5 мкг/кг в соленом отсеке. Содержание солей жесткости в котловой воде находилось в пределах 400 – 8,0 мкг-экв/кг в чистом отсеке и в пределах 10 000 – 90,0 мкг-экв/кг в соленом отсеке.

Отдельно следует отметить тот факт, что перед проведением пароводокислородной очистки, пассивации и консервации котел длительное время находился в резерве и это могло привести к резкому увеличению концентрации примесей при воздействии значительных концентраций кислорода на отложения во время проведения технологии. Поэтому в рабочую программу при составлении были внесены необходимые мероприятия, которые учитывали возможность столь значительных выбросов по содержанию примесей в рабочей среде котлоагрегата.

С целью предотвращения возможности повторного осаждения и прикипания отслоившихся продуктов коррозии производился интенсивный водообмен в кotle с помощью учащенной периодической продувки, а также был задействован аварийный слив из барабана котла.

В целом по результатам химического контроля во время проведения пароводокислородной очистки, пассивации и консервации котла можно сделать вывод, что эффективно проведенный водообмен котловой воды с помощью периодической продувки и аварийного слива из барабана котла позволил удалить основную часть смытых с внутренней поверхности труб загрязнений.

После проведения ПВКО, П и К были вырезаны образцы из следующих поверхностей нагрева: из фронтового, заднего и боковых экранов, водяного экономайзера и пароперегревателя, на которых проводилось исследование остаточного количества отложений на внутренних поверхностях труб после проведения обработки. Количество рыхлого налета, состоящего из окисленных продуктов коррозии в виде магемита, составило примерно 15 – 50 г/м², т.е. незначительную величину.

Остаточное общее количество отложений на экранах поверхностях составляет 160 – 190 г/м²; в водяном экономайзере второй ступени – 160 г/м²; в пароперегревателе (холодный пакет) 240 – 270 г/м².

Выполнен анализ коррозионной стойкости защитной пленки на присланных образцах труб после пароводокислородной очистки, пассивации и консервации и установлено, что образованная защитная пленка обладает высшей коррозионной

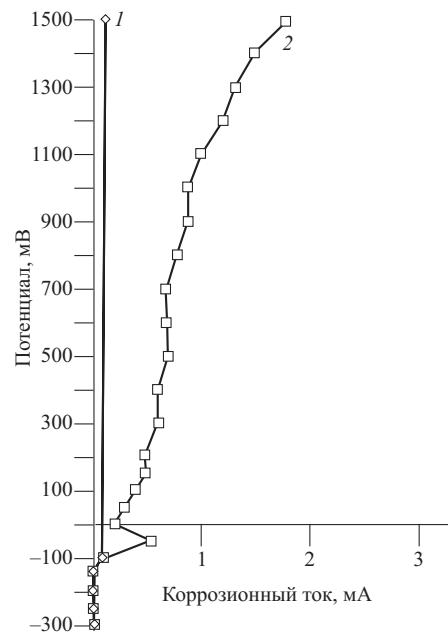


Рис. 2. Поляризационные кривые образцов экранных труб котла ст. № 9 Ефремовской ТЭЦ после проведения ПВКО, П и К:

1 – для образца экранной трубы 16, фронтовой экран, правый блок; 2 – для образца экранной трубы 25, правый боковой экран, задний блок

стойкостью (более 30 мин выдержки капли агрессивного индикатора на внутренней поверхности трубы после снятия коричневого рыхлого налета). Высшая коррозионная стойкость соответствует выдержке раствора индикатора без изменения окраски в течение 5 мин.

Результаты проведенных исследований коррозионной стойкости защитной пленки, созданной в результате проведения ПВКО, П и К, показаны на рис. 2, из которого видно, что коррозионные токи при наложении потенциала практически отсутствуют; так, коррозионный ток составляет при наложении потенциала ± 1500 мВ от 0,1 до 1,8 мА для образца экранной трубы 16 фронтового экрана правого блока и трубы 25 правого бокового экрана заднего блока соответственно.

Кроме этого, поляризационные кривые в начальной области наложения потенциала практически не отклоняются от оси. Коррозионный ток для обоих образцов практически равен нулю.

Исходя из полученных результатов можно сделать вывод о том, что созданная защитная пленка под оставшимися отложениями обеспечивает необходимую защиту металла от коррозионных процессов.

Опыт проведения пароводокислородных очисток, пассивации и консервации внутренних поверхностей нагрева барабанных котлов показывает, что даже при значительной (до 700 г/м²) загрязненности поверхностей нагрева можно обеспечить как частичную очистку, так и надежную защиту

поверхностей нагрева котлов во время эксплуатации, резерва и в условиях частых пусков и остановов.

Помимо сказанного в результате проведения ПВКО, П и К на внутренних поверхностях нагрева создается надежная защитная пленка, которая позволяет выводить котел в резерв без проведения дополнительных технологий консервации.

Для того, чтобы обеспечить надежную сохранность оборудования при выводе его в резерв, необходимо осуществлять периодический контроль качества защитных пленок на поверхностях нагрева. Для этого желательно производить периодические вырезки образцов для проведения исследований защитных свойств образованных оксидных пленок.

Выводы

1. В результате ПВКО, П и К на всех внутренних поверхностях нагрева котла образуется коррозионно-устойчивая защитная пленка высшей коррозионной стойкости.

2. Проведение ПВКО, П и К на всех внутренних поверхностях нагрева котла обеспечивает частичную очистку поверхностей нагрева.

3. В результате проведения пароводокислородной очистки, пассивации и консервации обеспечивается надежная пассивация поверхностей нагрева котла путем создания защитной пленки, которая обеспечивает надежный водный режим и надежную эксплуатацию котла в различных режимах работы.

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

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВОМ

Методы и информационные технологии управления инвестиционными проектами электроэнергетических компаний

Ильюша А. В., доктор техн. наук, Романовский С. П., инж.

Государственный университет управления – АО Мосэнерго

Осуществление эффективной инвестиционной политики в электроэнергетических компаниях с позиций современного стратегического управления предполагает не только тщательное планирование и обоснование инвестиционного портфеля, но и непрерывное управление его реализацией с фактически непрерывной итерацией всех финансово-экономических расчетов и обоснований бизнес-планов конкретных инвестиционных проектов, выполненных ранее на стадии формирования инвестиционного портфеля. Это обусловлено тем, что инвестиционная деятельность, будучи важнейшей составляющей современного бизнеса вообще, учитывая дорогостоящий, исключительно «весомый» и достаточно инерционный характер принимаемых в электроэнергетике стратегических решений, требует непрерывного отслеживания хода реализации проектов, оперативного регулирования и управления маневрированием в использовании имеющихся ресурсов. Это, на современном этапе ведения бизнеса, разумеется, немыслимо без использования компьютерных технологий и соответствующих специализированных программно-вычислительных и управляющих комплексов, составляющих в той или иной совокупности высокоэффективные интегрированные системы управления производством (ИСУП), так называемые, корпоративные системы. Далее приведен краткий анализ состояния и основных особенностей информационных систем управления бизнесом, подготовленный по материалам Интернет-сайтов ведущих мировых компаний.

Основные этапы широкого внедрения корпоративных информационных систем (КИС) обычно принято связывать с достаточно определенными периодами. В 80-е годы прошлого века получили широкое развитие автоматизированные рабочие места (АРМ), позволявшие с помощью отдельных персональных компьютеров ускорить обработку однотипных операций в тех или иных подразделениях – чаще всего в бухгалтерии или на складе.

Затем в 90-е годы получило начало применение систем управления материальными и производственными ресурсами (производственным планиро-

ванием и управлением учетом) предприятия в целом (системы класса MRP и ERP). Однако системы класса ERP по-прежнему являлись инструментом рядовых работников, непосредственных исполнителей.

В конце 90-х годов началось применение систем управленческого планирования и контроля (MPC – Management Planning and Control). Системы MPC позволяют структурировать и автоматизировать основные процессы управления, увеличить обоснованность и точность финансовых планов, прогнозов и бюджетов, одновременно обеспечивая отчетами по их исполнению, и представляют широкие возможности оперативной корректировки первоначальных бюджетов согласно изменяющимся обстоятельствам.

MPC-системы предназначены для современных руководителей, желающих получить широкие возможности повышения эффективности управления посредством:

оперативного процесса составления, изменения и обоснования бюджетов как предприятия в целом, так и всех его подразделений, основанного на взаимосвязанном бюджетировании всех этапов производственной деятельности;

многовариантного анализа и прогноза развития событий по принципу “что если”;

своевременной консолидации финансовых и количественных данных при сколь угодно сложной организационной структуре предприятия или группы предприятий, в том числе, в холдинге и финансово-промышленной группе;

оперативного предупреждения об отклонениях от плановых показателей с возможностью незамедлительного анализа причин;

самостоятельного, без привлечения технических специалистов, использования высшим руководством прогнозных и аналитических возможностей системы;

широкого вовлечения сотрудников предприятия в процесс достижения корпоративных целей за счет применения двунаправленной технологии бюджетирования: директор – руководитель по-

дразделения – исполнитель – руководитель подразделения – директор.

MPC-системы не заменяют собой программы учета или производственные системы планирования ресурсов (APM, MRP и ERP). Напротив, они дополняют используемые компаниями программы, интегрируя их в единый комплекс.

Флагманом производства MPC-систем является на сегодняшний день компания Comshare Inc. (USA). Отличительными чертами MPC-систем производства этой компании являются невысокая стоимость, наличие корпоративной методологии внедрения, обеспечивающей успешное внедрение не более чем за три месяца (в типовых случаях – за месяц) и легкий в освоении интерфейс, доступный даже для неподготовленных пользователей.

Американская корпорация Comshare Inc., интересы которой на российском рынке представляет фирма КОРУС Консалтинг, в конце 2001 г. начала проект по внедрению системы управленческого планирования и контроля Comshare MPC в крупнейшей газовой компании США Atmos Energy Corporation (штат Техас).

Стратегия роста Atmos путем слияний небольших компаний привела к тому, что на предприятии появилось множество различных, не связанных между собой систем бюджетирования и отчетности, а используемая ранее в Atmos система перестала справляться с возложенными на нее функциями. В результате тщательного анализа рынка современных технологий бюджетирования, финансового планирования, консолидации и анализа специалистами Atmos было выбрано программное обеспечение Comshare MPC. Поддерживающий Web-технологии программный продукт Comshare MPC будет внедрен в центральном офисе Atmos и в пяти подразделениях компании, охватывающих территорию одиннадцати штатов. Специально разработанный модуль позволяет Comshare MPC успешно функционировать с ERP-системой Oracle Applications, уже действующей в Atmos. Разумеется, в данном секторе высокотехнологичного бизнеса идет довольно жесткая конкуренция, способствующая буквально взрывному характеру его развития. Так, по данным [1] крупнейшие компании Microsoft и российская IBS (последняя является партнером первой с золотым сертификатом) выступили с инициативой продвижения в компании среднего масштаба комплекса программных продуктов средней ценовой категории, сформированного по принципу отбора всего лучшего в своем классе.

Предлагаемый потребителям набор включает: систему для управления финансово-хозяйственной деятельностью Navision Attain;

CRM-систему Siebel MME (MidMarket Edition);

системы финансово-экономического планирования Adaytum ePlanning и Comshare MPC;

системы анализа данных и управленческой отчетности на базе VS SQL Server 2000.

Система управления предприятием Navision Axapta класса ERP предназначена для автоматизации средних и крупных производственных и торговых предприятий. Navision Axapta основана на применении новейших технологий, которые позволяют предприятию быстро, эффективно и с минимальными затратами реагировать на любые требования рынка.

Легкая в освоении и удобная в использовании и настройке система Navision Axapta позволяет построить на предприятии ту информационную систему управления, которая соответствует его отраслевой и индивидуальной специфике.

Основанная на применении самых современных IT-технологий и достижений в области бизнес-менеджмента Navision Axapta позволяет современному предприятию оставаться на переднем крае развития бизнеса. Поддержка электронного бизнеса, полное соответствие современным процедурам управления стандарта ERP, управление производством по стандартам MRP II, уникальные методы взаимодействия с клиентами и бизнес-партнерами определили выбор американского журнала Accounting Today, который назвал Navision Axapta одной из пяти программ, которые полностью изменят методы ведения бизнеса в новом тысячелетии.

Navision Axapta является первой в мире ERP-системой, полностью ориентированной для работы в Интернет, предлагая широкие возможности в области автоматизации территориально распределенных компаний (холдингов, корпораций, представительств, СП и др.). Архитектура системы позволяет организовать одновременную работу десятков удаленных пользователей с настраиваемыми правами доступа. Средства публикации Navision Axapta позволяют автоматически отслеживать изменения в базе данных и немедленно публиковать обновленные данные на Web-странице. Модуль “дистанционного обслуживания клиентов” (CSS) обеспечивает организацию электронной торговли по схеме Business-to-Business (B2B) с открытием полноценного электронного магазина и автоматической обработкой заказов клиентов. Navision Axapta реализует принципиально новый подход к концепции деятельности предприятия, предоставляя клиентам и партнерам возможность стать полноправным участником всех бизнес-процессов предприятия.

Navision Axapta отличается интуитивно понятным интерфейсом: оформление меню и инструментальных панелей, синтаксис поисковой системы и терминология позаимствованы из пакета Microsoft Office. Это существенно сокращает время освоения системы и снижает затраты на сопровождение. Наличие логотипов гарантирует безошибочную работу Navision Axapta с системами

Windows NT, 95, 98 и Windows 2000 Professional/Server, поддержку стандартов BackOffice и совместимость с пакетом Microsoft Office. Navision Axarta работает под MS SQL Server и Oracle.

Navision Axarta является динамически масштабируемой системой. С ростом компании допускается увеличение числа пользователей и объема базы данных, а также включение дополнительной функциональности вплоть до установки новых модулей. Поддержка современной трехуровневой модели клиент/сервер дает возможность работать на персональных компьютерах с ограниченной производительностью, что позволяет существенно снизить затраты на компьютерное оборудование и увеличить гибкость системы. Система может быть реализована в рамках обычной двухуровневой модели. Данная схема предпочтительна для компаний или отделений с небольшим числом рабочих станций.

Уникальные возможности Navision Axarta обусловлены применением в системе новейших средств разработки. Язык X⁺⁺ создан компанией Navision (ранее Damgaard) специально для разработки корпоративных информационных систем. Он оптимизирован на описание тех процессов, которые призвана поддерживать система Navision Axarta. Технология MorphX не только облегчает внедрение и настройку системы, она снимает проблему безболезненного переноса индивидуальных дополнений на новые версии системы. В системе Navision Axarta существенно сокращаются затраты на обновление за счет использования объектно-ориентированной технологии программных слоев. Доработки и модификации Navision Axarta, сделанные дистрибутором, дилером и специалистами заказчика, хранятся в отдельных слоях. Это позволяет параллельно безопасно развивать систему всеми участниками ее разработки. При переходе на новую версию автоматически вычленяются и переносятся различия между прежней и новой версиями. Благодаря новым технологиям Navision

Axarta предприятие может предложить клиентам высокий уровень обслуживания клиентов с рекордно низкими затратами на его поддержание. Результатом является скорейший возврат вложений в информационные технологии и неоспоримое преимущество перед конкурентами, основанное на применении новейших знаний и ориентированных на бизнес-процесс методиками организации производства. Основными модулями системы Navision Axarta являются: финансы; торговля и логистика; производство; электронная коммерция; управление персоналом; проекты; управление взаимоотношениями с клиентами (CRM – Customer Relationships Management); управление знанием (KM – Knowledge Management); управление логистическими цепочками (SCM – Supply Chain Management) и др.

В [таблице](#) приведена сравнительная оценка системы Navision Attain с другими аналогичными системами, имеющимися на рынке ИСУП.

Учитывая исключительную важность управления инвестиционными проектами, ведущими разработчиками программных комплексов и ИСУП в целом разработан также ряд методов и систем, позволяющих на современном уровне решать и вопросы второй стадии планирования и управления проектами.

Под проектом в практике инвестиционной деятельности в настоящее время, как известно [2 – 4], понимается в самом общем виде процесс изменений или процесс перевода некоторой системы или объекта из одного состояния в другое, направленный на достижение определенных целей и сопровождающийся расходованием тех или иных ресурсов и материальных средств. Существуют, конечно, и некоторые другие определения понятия проекта, однако с позиций настоящей работы и принятого здесь анализа информационных технологий для управления инвестиционными (прежде всего) проектами представляют следующие основные соображения, которые предложил

Интегрированные системы управления предприятием (ИСУП)	Типичный портрет предприятия-заказчика
SAR/R3, Oracle Applications, BAAN, J. D. Edwards	Наличие корпоративных центров управления От 50 до нескольких тысяч пользователей Количество транзакций ограничено только возможностями аппаратного обеспечения
Navision Attain, Scala, SunSystems, Platinum	1 – 300 пользователей До 10 000 000 транзакций в год Финансовый, налоговый и управленический учет Поддержка территориально распределенных услуг Масштабируемость
“1С: Предприятие”, ACCPAC	1 – 20 пользователей До 1 000 000 транзакций в год
“Парус”	Требуется только российская бухгалтерия Отсутствует территориальная распределенность

руководитель отдела программистов компании ArtStyle Р. Алиев.

Проекты выполняются в течение конечного периода времени. Они временные. У них есть более или менее четко выраженные начало и конец. Проект заканчивается, когда достигнуты его основные цели. Значительная часть усилий при работе с проектом направлена именно на обеспечение того, чтобы проект был завершен в намеченное время. Для этого готовятся графики, показывающие время начала и окончания заданий, входящих в проект. Отличие проекта от производственной системы заключается в том, что проект является однократной, не циклической деятельностью.

Серийный же выпуск продукции не имеет заранее определенного конца во времени и зависит лишь от наличия и величины спроса. Когда исчезает спрос, производственный цикл кончается.

Производственные циклы в чистом виде не являются проектами. Однако в последнее время проектный подход все чаще применяется и к процессам, ориентированным на непрерывное производство, например, проекты увеличения производства до указанного уровня в течение определенного периода, исходя из заданного бюджета, или выполнение определенных заказов, имеющих договорные сроки поставки.

Проект как система деятельности существует ровно столько времени, сколько требуется для получения конечного результата. Концепция проекта, однако, не противоречит концепции фирмы или предприятия и вполне совместима с ней. Напротив, проект часто становится основной формой деятельности фирмы.

Проекты – мероприятия, в известной степени, неповторимые и однократные. Вместе с тем, степень уникальности может сильно отличаться от одного проекта к другому. Если ведется строительство энергоблока и возводится уже не первый по счету однотипный энергоблок, степень уникальности этого проекта достаточно невелика.

Основные же источники уникальности могут быть заложены в специфике конкретной производственной ситуации – в расположении энергообъекта и окружающего ландшафта, в особенностях поставок материалов и комплектующих, в новых субподрядчиках.

С другой стороны, если разрабатывается уникальное оборудование или технология, то речь идет о задаче весьма уникальной. Делается то, что никогда раньше не делалось. Поэтому прошлый опыт может в данном случае лишь ограниченно подсказывать, чего можно ожидать при выполнении проекта, он полон риска и неопределенности.

Если попросить менеджера описать, как он понимает свою основную задачу в выполнении проекта, то, скорее всего, он ответит: “Обеспечить выполнение работ”. Это, действительно, главная задача руководителя. Но если задать тот же вопрос

более опытному менеджеру, то можно услышать и более полное определение главной задачи менеджера проекта: “Обеспечить выполнение работ в срок, в рамках выделенных средств, в соответствии с техническим заданием”. Именно эти три момента: время, бюджет и качество работ находятся под постоянным вниманием руководителя проекта. Их также можно назвать основными ограничениями, накладываемыми на проект.

Таким образом, под управлением проектом, с формально математической точки зрения (если можно так выразиться), подразумевается деятельность, направленная на реализацию проекта с максимально возможной эффективностью при заданных ограничениях по времени, денежным средствам (и ресурсам), а также качеству конечных результатов проекта (документированных, например, в техническом задании).

За 30 с лишним лет, в течение которых применяется технология управления проектами, был разработан целый ряд методик и инструментов, призванных помочь руководителям проектов управлять этими ограничениями. Для того, чтобы справиться с ограничениями по времени, используются методы построения и контроля календарных графиков работ.

Для управления денежными ограничениями используются методы формирования финансового плана (бюджета) проекта и, по мере выполнения работ, соблюдение бюджета отслеживается, с тем, чтобы не дать затратам выйти из-под контроля.

Для выполнения работ требуется их ресурсное обеспечение и существуют специальные методы управления человеческими и материальными ресурсами (например, матрица ответственности, диаграммы загрузки ресурсов).

Из трех основных ограничений最难的 всего контролировать ограничения по заданным результатам проекта.

Проблема заключается в том, что задания часто трудно и формулировать, и контролировать. Для решения данных проблем используются, в частности, методы управления качеством работ.

В соответствии с общепринятыми принципами управления проектами считается, что эффективное управление сроками работ является ключом к успеху по всем трем показателям. Временные ограничения проекта часто являются наиболее критичными. Там, где сроки выполнения проекта серьезно затягиваются, весьма вероятными последствиями являются перерасход средств и недостаточно высокое качество работ. Поэтому в большинстве методов управления проектами основной акцент делается на календарном планировании работ и контроле за соблюдением календарного графика. Именно эти принципы и заложены в основные, существующие в настоящее время на рынке ИСУП программные продукты для автоматизированного управления инвестиционными проектами.

С экономической точки зрения управление – это воздействие на два основных фактора: время и стоимость, а основными фазами управления проектами являются планирование и контроль. При этом фаза планирования включает следующие основные стадии:

- определение целей проекта;
- определение организации (команды) проекта;
- определение работ и их объемов;
- расчет сроков;
- задание ресурсных потребностей и возможностей;
- определение сметы;
- предоставление информации;
- анализ, оптимизация и утверждение директивного (целевого) плана.

В свою очередь, фаза контроля процесса реализаций проекта включает:

- отслеживание выполнения работ и фактических затрат;
- сравнение текущего расписания и данных по затратам с директивным графиком;
- анализ и контроль выполнения.

Одним из лидеров разработки программных продуктов для управления проектами является компания Primavera (USA), авторизированным дилером которой на российском рынке является компания PMSoft. Программные продукты Primavera охватывают весь спектр потребностей управления проектами: планирование, управление ресурсами, финансово-стоимостный контроль, предоставление отчетной информации в виде типовых или оригинальных документов, управление контрактами, анализ рисков и контроль выполнения.

Один из самых распространенных в мире продуктов для календарно-сетевого планирования, позволяющих автоматизировать процессы планирования и контроля работ для небольших проектов (группы проектов), когда число работ не превышает 10 000, является SureTrak Project Manager. Он включает набор мастеров – специальных программных средств, облегчающих самостоятельное построение проектов на основе имеющихся шаблонов, типовых структур и форм.

Если его возможности окажутся недостаточными из-за ограничений на число работ или необходимости перехода на корпоративную, многопользовательскую работу, можно использовать наработанные данные в профессиональных продуктах Primavera Project Planner или Primavera Project Planner for the Enterprise.

Программные продукты фирмы Primavera уже применяются рядом ведущих российских компаний для управления своим бизнесом. Так, в АО Юганскнефтегаз НК ЮКОС реализован пилотный проект по внедрению системы Primavera для управления обустройством Приобского месторождения. Используются эти программные продукты

для управления проектами и в ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть.

Управление проектами настолько важная и чрезвычайно быстро развивающаяся область корпоративных информационных систем, что даже крупнейшая в мире корпорация Microsoft ведет свои собственные разработки в этом направлении. В частности, Microsoft® Project 2000 – шестая версия приложения для операционной системы Windows®, являющегося наиболее популярным на сегодняшний день средством управления проектами. Выпуск Microsoft® Project 2000 знаменует собой новый этап в развитии систем управления проектами, предлагаемых корпорацией Microsoft.

С приложением Microsoft Project работают пользователи самых разных категорий – от рядовых офисных сотрудников до профессиональных менеджеров проектов; их число по всему миру превышает в настоящее время 5 млн. чел.

Microsoft Project 2000 позволяет осуществлять совместное планирование и контроль проектов. Microsoft Project 2000 – универсальное средство планирования для организаций.

Дополнительное приложение Microsoft Project Central тесно интегрировано с Microsoft Project 2000. Microsoft Project Central – это веб-средство для совместной работы, обеспечивающее возможность взаимодействия участников проекта и доступ к данным с любых компьютеров, даже если на них не установлено приложение Microsoft Project 2000.

Среди несомненных мировых лидеров должна быть названа и система управления промышленными базами данных Oracle. Центральным компонентом современных информационных систем (ИС) выступает надежный, мощный, производительный сервер баз данных. Корпорация Oracle в течение более десяти лет является общепризнанным лидером в области построения промышленных баз данных. Флагманский продукт корпорации – СУБД Oracle – удовлетворяет всем требованиям, предъявляемым при построении промышленных информационных систем. Ядром СУБД является сервер базы данных, который поставляется в одном из четырех вариантов в зависимости от масштаба информационной системы.

Для проектов информационных систем крупного и среднего масштаба предлагается корпоративная редакция сервера – Enterprise Edition. Standard Edition позиционируется как сервер масштаба рабочей группы, по своим функциональным возможностям и своему составу он вполне может выступать и как центральный сервер БД в масштабе небольшой организации. Персональная редакция (Personal Edition) предназначена для использования одним пользователем при эксплуатации разработанного на базе Oracle приложения либо для разработки приложения, которое затем будет пере-

несено на корпоративную редакцию Oracle Database.

Помимо собственно средств проектирования и разработки, описанных ранее, корпорация Oracle предоставляет разработчикам и проектировщикам специальный метод разработки прикладных программных систем на заказ (Custom Development Method – CDM). Он оформлен как консалтинговый продукт CDM Advantage и опирается на методологию структурного проектирования. По сути, CDM Advantage является методологическим руководством для всех, кто разрабатывает прикладные программные системы с использованием Oracle9i Developer Suite [5], а сам процесс проектирования и разработки тесно связан с Oracle Designer и Oracle Forms.

CDM Advantage включает и методологию управления проектами (PJM). Эта методология определяет контрольные точки для управления качеством и процесса реализации внутри этапов проекта, а также позволяет координировать выполнение проектных работ, объединенных общей задачей. Целью данной методологии является такая организация работ, в рамках которой все аспекты проекта могут быть спланированы, проконтролированы и интегрированы с использованием различных составляющих методологии Oracle. В рамках методологии PJM проект сначала правильно планируется и затем контролируется по стоимости, срокам и качеству на протяжении всего жизненного цикла, вплоть до финальной процедуры приемки, согласованной с клиентом и пользователями.

Среди отечественных разработчиков программного обеспечения для создания корпорационных информационных систем следует назвать, прежде всего, компанию “Про-Инвест ИТ”, разработавшую для управления бизнесом программный комплекс Pro-Invest Business Office.

Программы компании “Про-Инвест ИТ” стали в России стандартом “де-факто” в области инвестиционного, финансового анализа и бизнес-планирования. Сегодня они охватывают широкий спектр управленческих и аналитических задач. Более 4000 экспертов в 3500 российских компаниях являются пользователями этих программных продуктов.

Более 100 вузов и учебных центров ведут обучение финансовому анализу с применением программ Pro-Invest Business Office. Основными программными продуктами этого комплекса являются следующие.

Audit ExpertTM – выполняет автоматическое преобразование данных российской бухгалтерской отчетности в аналитические таблицы, соответствующие требованиям международных стандартов бухгалтерского учета (IAS). Осуществляет переоценку баланса и вычисляет финансовые показатели, характеризующие различные стороны деяте-

льности предприятия, наглядно представляя их динамику и степень отклонения от оптимальных значений. Возможности консолидации отчетности нескольких предприятий, их ранжирование и возможность прогноза делают систему незаменимой для сравнительной оценки компаний и создания систем финансового мониторинга. Результаты анализа автоматически импортируются в качестве исходных данных в систему финансового планирования Project ExpertTM.

Marketing ExpertTM – система помогает оценить реальное положение компании на рынке, провести сравнительный анализ ее сбытовой деятельности с конкурентами, сформировать оптимальную структуру сбыта. Система позволяет определить доходность и прибыльность различных сегментов рынка и товаров; долю рынка компании, темпы роста дали рынка.

Вы можете задать необходимый вам уровень прибыльности и Marketing ExpertTM рассчитает стоимость товаров, необходимую для достижения указанного уровня.

Разработанный с применением Marketing ExpertTM стратегический план маркетинга используется для прогнозирования объемов сбыта в программе Project ExpertTM.

С Project ExpertTM можно создавать проекты любой сложности – от расчета окупаемости нового оборудования до оценки эффективности диверсификации деятельности предприятия. Project ExpertTM можно применять в рамках единичного предприятия и в рамках холдинга: система позволяет управлять движением средств между проектами холдинга и прогнозировать общие для группы проектов показатели эффективности. Бизнес-план, созданный в Project ExpertTM, соответствует международным стандартам: в основу системы положена методика UNIDO по оценке инвестиционных проектов и методика финансового анализа, определенная международными стандартами IAS.

Информационно-аналитическая система Sales ExpertTM предназначена для управления сбытовой деятельностью компании. В ее базе данных хранится вся необходимая информация о клиентах и проведенной с ними работе на всех этапах сделок, от первых переговоров до оплаты и поставки товара. Система Sales ExpertTM помогает в любой момент получать точные данные об объемах продаж, представленные в любом необходимом разрезе (по отделам, менеджерам, группам товаров, регионам, отраслям и другим признакам), и контролировать работу менеджеров.

Система Forecast ExpertTM может с высокой степенью надежности предсказать будущий объем продаж или доходов компании, спрос на услуги или изделия, курсы валют, акций или фьючерсов, остатки денежных средств на счетах, другие значимые показатели. Forecast ExpertTM позволяет даже не искушенным в области математической

статистики пользователям получать достоверные прогнозы в области финансов, производства, маркетинга. Использование системы в финансовом планировании и управлении снижает риски принимаемых решений и подсказывает пути достижения максимальной прибыли.

Как видим, сегодня на рынке программного обеспечения корпоративных информационных систем имеется довольно большое разнообразие программных продуктов, в том числе и для управления проектами. Сегодня в ряде региональных электроэнергетических компаний внедряются в производственную практику системы управления "Парус", например на Кольской АЭС, Костромской ГРЭС, в Татэнерго [6, 7], которые, если судить по данным таблицы, позиционируются на рынке не как самое современное и эффективное программное обеспечение информационных систем управления.

Важнейшей особенностью оценки эффективности инвестиционных проектов в электроэнергетике выступает необходимость выполнения расчетов в виде многовариантных итерационных процедур, предусматривающих не только определение общепринятых в мировой практике показателей эффективности инвестиционных проектов, таких, как чистый дисконтированный доход (ЧДД), внутренняя норма доходности (ВНД), индекс доходности и сроки окупаемости инвестиций, но и соответствующую их стыковку с жесткими ограничениями тарифов на энергию в переходный период развития экономики России, с целью обеспечения условий окупаемости инвестиций и создания привлекательных условий для инвестирования энергетических проектов.

Оценка финансово-коммерческой эффективности составляющих комплексного инвестиционного портфеля электроэнергетической компании может производиться двумя основными способами: путем прямого счета, когда при заданных ценах (тарифах) на выпускаемую продукцию, объемах продаж и условиях финансирования определяются критерии эффективности инвестиционных проектов, которые сопоставляются затем с известными пороговыми значениями, характеризующими граничный уровень эффективности проектов, и с помощью обратного расчета, когда при заданных

уровнях критериев эффективности и условиях финансирования проектов определяются значения ценового (тарифного) потока, обеспечивающего выполнение заданных значений критериев эффективности, с последующим их сопоставлением с существующими и прогнозируемыми на перспективу тарифами рынка продаж.

В целом же эффективная инвестиционная политика в электроэнергетических компаниях с позиций современного стратегического управления предполагает тщательное планирование и обоснование инвестиционного портфеля и непрерывное управление его реализацией. Решение этой управленческой задачи должно осуществляться путем адекватной интеграции расчетно-аналитических методов и программных комплексов финансового анализа и управленческих программных продуктов, реализующих методы календарно-сетевого планирования инвестиционных проектов и методы автоматизированного формирования, анализа и представления оперативной информации о ходе и качестве осуществления составляющих инвестиционного портфеля компании. Для управления проектами наиболее универсальными и широко применяемыми в настоящее время являются программные продукты типа MPC (Management Planning and Control) фирмы Comshare Inc. (США) и Microsoft Project 2000, допускающие как автономное использование, так и ту или иную степень интеграции в рамках всей корпоративной информационно-управляющей системы компании.

Список литературы

1. Монахова Е. Борьба за midmarket переходит в новую страницу. – PC WEEK, 2002, № 10.
2. Справочное пособие / Под ред. Мазура И. И. и Шапиро В. Д. М.: Высшая школа, 2001.
3. Путеводитель в мир управления проектами: Пер. с англ. / Под ред. Эткинда Ю. Л. Екатеринбург: УГТУ, 1998.
4. Гаврилов Н. Н., Карамзина Н. С. Анализ и управление проектами. Практический курс: Учебное пособие. М.: Изд-во Рос. экон. акад., 2000.
5. Резниченко А. Первый Oracle AppsForum в СНГ. – PC WEEK, 2002, № 14.
6. Богатова Т. «Парус» будет работать в атомной энергетике. – PC WEEK / RE, 2002, № 11.
7. Богатова Т. Приятно быть президентом успешной компании.– PC WEEK / RE, 2002, № 14.

Интеграция информационной системы передачи и хранения ремонтных заявок с экспертной системой их режимной проработки

Головинский И. А., канд. физ.-мат. наук, Горбунова Л. М., канд. техн. наук, Жилевич А. Б., инж., Любарский Ю. Я., доктор техн. наук

ОАО ВНИИЭ – ЦДУ ЕЭС России

Задача комплексной автоматизации оперативной передачи и проработки ремонтных заявок. Оперативное планирование ремонтов электроэнергетического оборудования по заявкам от эксплуатационных предприятий является одной из важных задач диспетчерского управления в энергосистемах, энергообъединениях и в ЕЭС России. Оперативная проработка поступающих заявок на вывод оборудования в ремонт или в резерв и на ввод его в работу сопряжена со значительными трудозатратами персонала технологических служб диспетчерских управлений. Автоматизация этого процесса направлена на ускорение обработки заявок, повышение ее качества, снижение затрат ручного труда и содействие повышению профессионального уровня специалистов.

Актуальность автоматизации обработки заявок выявлена давно [1 – 3], однако практический эффективное решение было получено не сразу. Задача комплексной автоматизации передачи, сортировки, учета и оперативной технологической проработки заявок решалась поэтапно. На первом этапе независимо друг от друга были разработаны:

система удаленной передачи, сортировки и отображения заявок ЗАЯВКА;

экспертная система оперативной режимной проработки заявок ЭСОРЗ.

Система ЗАЯВКА была разработана в ЦДУ ЕЭС России под руководством А. Б. Жилевич, внедрена и успешно эксплуатируется в ЦДУ ЕЭС, ОДУ Центра и Северо-Запада (эксплуатировалась также в ОДУ Северного Кавказа) для связи с нижестоящими уровнями оперативного управления. Система ЭСОРЗ, разработанная во ВНИИЭ под руководством Ю. Я. Любарского, была апробирована в Службе оптимизации электрических режимов (СОЭлР) ЦДУ ЕЭС России, а затем в ОДУ Центра. Для промышленного внедрения ЭСОРЗ необходимо было обеспечить автоматизированный ввод в нее данных по заявкам из системы ЗАЯВКА и передачу из ЭСОРЗ в систему ЗАЯВКА результатов проработки заявок.

Одна из трудностей сопряжения системы ЗАЯВКА с системой ЭСОРЗ заключалась в существенном различии методов управления базами данных, реализованных в системе ЗАЯВКА, и методов искусственного интеллекта, использованных в

ЭСОРЗ. Поскольку две системы разрабатывались независимо одна от другой, структуры и форматы их данных не были согласованы. При разработке механизма сопряжения необходимо было заново осуществить структурный анализ обрабатываемой информации и выработать более общие структуры данных, которые позволяли бы интерпретировать данные обеих систем.

Методы интеграции систем ЗАЯВКА и ЭСОРЗ. Системы ЗАЯВКА и ЭСОРЗ функционируют на платформе MS DOS. Первая реализована средствами системы управления базами данных СУБД Clipper, вторая – средствами интеллектуальной инструментальной системы МИМИР. Их объединение, включающее механизмстыковки, получило название АСОРЗ – автоматизированная система обработки ремонтных заявок.

Для сопряжения требовалось обеспечить совместимость структур данных в заявках, передаваемых из системы ЗАЯВКА в ЭСОРЗ, со структурами данных ЭСОРЗ. При этом некоторые поля заявки, имеющие простую структуру, – такие, как вид заявки, ее номер, категория, предприятие-заявитель, даты начала и окончания заявляемого ремонта и некоторые другие – по существу уже были формализованы. Их форматы и допустимые множества значений в системе ЗАЯВКА поддерживались и контролировались программно. Основная трудность формализации была связана с описанием оборудования, заявленного к выводу в ремонт. В одной заявке может быть указано несколько элементов оборудования, относящихся к разным энергообъектам. Для каждого устройства могут задаваться специальные ограничения (“кратковременно”, “без включения на ночь” и др.). Могут присутствовать различные пояснения, комментарии. Требовалось разработать строго формализованный, поддающийся автоматической обработке и вместе с тем понятный человеку язык адекватного представления этой информации. Разработка формального языка предполагает создание его словаря в базе данных, а также программ для ведения словаря и для его использования. Словарь языка описания оборудования должен содержать названия всех энергообъектов и устройств, какие могут упоминаться в заявках, а также специальные термины типа “кратковременно”, “без вклю-

заявка 23 (3) : 5 10 0 г 4 .00 – 6 10 0 г 15 .00	
плановая	
вывод	
ВЛ 500 Балашовская вост.	
-СЕЧ: ВЛ500 НВАЭС-Борино и Балаш зап с отп у шин НВАЭС на Север	
ОГР.НА ВР.ОП: 1200	
-СЕЧ: Балашовские ВЛ у шин ПС Балашов	к Влг.эн
ОГР.НА ВР.ОП: 1000	
-СЕЧ: Балашовские ВЛ и БАЭС-Трубная	к Влг.эн
ОГР.НА ВР.ОП: 1400	ОГР.НА ВР.ЗАЯВ: 1400
отключаются выключатели :	
Липецкая	
ВВ-1 500 Бал.вост	
ВВ-2 500 Бал.вост	
отключаются выключатели :	
Балашовская	
ВВ-1 500 Бал.вост	
ВВ-2 500 Бал.вост	

Рис. 1. Пример режимных указаний, сформированных экспертной системой ЭСОРЗ

чения на ночь” и др. Кроме словаря, определяющего лексику языка, необходимо сформулировать грамматические правила, определяющие синтаксис языка.

На терминальных пунктах ввода заявок словарь и грамматика используются при составлении описания выводимого оборудования. В службе, осуществляющей проработку заявок с использованием ЭСОРЗ, словарь и грамматика необходимы для расшифровки описания оборудования и передачи этого описания в ЭСОРЗ.

Совместная работа систем ЗАЯВКА и ЭСОРЗ происходит следующим образом. В пунктах ввода заявок производится заполнение карт заявок при помощи программ системы ЗАЯВКА, в базу данных которой добавлен словарь. Редактор карт заявок модифицирован разработчиками системы ЗАЯВКА таким образом, чтобы обеспечить структурирование описания оборудования в заявке в соответствии с правилами грамматики формального языка.

Заполненная карта заявки преобразуется в формат унифицированного макета для передачи заявок и отправляется по каналам связи в адрес вышестоящего энергопредприятия. На месте получения содержание макета конвертируется снова в формат базы данных ЗАЯВКА и дальше принятая заявка проходит всю технологическую цепочку ее рассмотрения технологическими службами и лицами, принимающими решения. Все эти операции выполняются над всеми заявками, безотносительно к системе ЭСОРЗ. На этапе рассмотрения заявки службой электрических режимов все заявки на линии электропередачи и электротехническое оборудование (автотрансформаторы, секции шин, резакторы, выключатели, трансформаторы напряжения) обрабатываются программой расшифровки описания оборудования и конвертируются в фор-

мат входного интерфейсного файла для последующего ввода в ЭСОРЗ.

Заявка, находящаяся во входном интерфейсном файле, вводится в базу данных ЭСОРЗ по команде технолога. База данных ЭСОРЗ содержит описание топологии электрической сети, данные о состоянии выключателей и оборудования, а также массив разрешенных и действующих заявок. При помощи ЭСОРЗ специалист по электрическим режимам осуществляет в режиме диалога анализ (проработку) заявки. ЭСОРЗ сопоставляет обрабатываемую заявку с режимными инструкциями, а также с текущим и прогнозируемым (с учетом других, уже разрешенных заявок) состоянием оборудования. Как результат проработки ЭСОРЗ выводит в выходной интерфейсный файл режимные указания по заявке, а также сообщает технологу дополнительную информацию (например, о положении выключателей в сети) для принятия решения. Режимные указания формируются системой ЭСОРЗ в компактном, логически структурированном виде, удобном для технолога (рис. 1), и пересылаются в базу данных системы ЗАЯВКА. Сохраняется также возможность режимной проработки заявки “вручную”, без использования ЭСОРЗ.

После проработки заявки технологическими службами и согласования ее со смежными и вышестоящими энергопредприятиями решение по заявке утверждается главным диспетчером или его заместителем. Принятое по заявке решение (“разрешить”, “отказать”, “открыть”, “продлить” и др.) вводится в базу данных ЭСОРЗ для обеспечения правильности проработки следующих заявок с учетом прогнозируемого состояния оборудования.

Программный интерфейс систем ЗАЯВКА и ЭСОРЗ, включая словарную подсистему, разработала М. Г. Даниелян.

Формализация языка описания оборудования в заявках. Формализация языка описания оборудования в заявках основана на методах структурной лингвистики [4, 5]. Она осуществлялась путем уточнения лексики и грамматики языка. Лексика (множество лексем) языка описания оборудования в заявках – это названия объектов (электростанций и подстанций) и устройств (ВЛ, автотрансформаторов, секций шин, реакторов, выключателей, трансформаторов напряжения), а также небольшое число специальных терминов – “кратковременно”, “без включения на ночь”, “с присоединением” и др. К лексике можно отнести также разделители – знаки препинания. Грамматика языка определяет допустимые сочетания разных типов лексем. В поле описания оборудования может быть помещена также неформализованная пояснительная информация (комментарий), не требующая ввода в ЭСОРЗ. Она отделяется от формализованного текста специальным разделителем.

Словарь языка описания оборудования состоит из пяти разделов: энергообъекты, ВЛ, оборудование по энергообъектам, ключевые слова, разделители. В словарь включаются диспетчерские наименования энергообъектов и оборудования, а также варианты диспетчерских наименований – синонимы. Наименования ВЛ вводятся как в раздел ВЛ, так и в раздел оборудования по энергообъектам. Это вызвано тем, что название линии в заявке может быть введено без указания объектов, с которыми эта линия связана, а связи линий с объектами определены в ЭСОРЗ. Каждая запись о наименовании энергообъекта или оборудования в словаре содержит ссылку на описание соответствующего энергообъекта или оборудования в базе данных ЭСОРЗ.

Для формализации грамматики языка описания оборудования разработчиками был проанализирован массив из нескольких сотен реальных заявок с целью выявления основных правил, фактически применяемых на практике составителями заявок. Выявленные грамматические правила определили стандарт заполнения поля описания оборудования в заявках. Этот стандарт поддерживается программными модулями интегрированной системы АСОРЗ. В усовершенствованном редакторе карт заявок правила грамматики используются при заполнении поля описания оборудования на терминальном пункте первичного ввода заявок. В диспетчерском управлении, осуществляющем проработку заявок, грамматические правила используются в модуле расшифровки поля описания оборудования перед вводом принятой заявки в ЭСОРЗ.

Основные грамматические правила языка описания оборудования в заявках следующие:

после наименования энергообъекта ставится двоеточие, за которым следует перечисление наименований оборудования через запятую;

ПС МИХАЙЛОВСКАЯ: АТ-2 500/220, 2 СЕК II СШ 500 (КРАТКОВРЕМ) 1НА 1 ЧАС 30 МИН *

Рис. 2. Пример формализованного описания оборудования в заявке

список оборудования по одному энергообъекту заканчивается точкой с запятой, если за ним следует описание другого энергообъекта и его оборудования;

названия ВЛ, для которых не указаны энергообъекты, отделяются точкой с запятой;

ключевые слова заключаются в круглые скобки;

комментарий помещается в конце поля описания оборудования и отделяется от формализованного текста обратной косой чертой; конец описания указывается знаком *.

Пример заполнения поля описания оборудования в заявке показан на [рис. 2](#).

Программа-редактор поля описания оборудования позволяет составителю заявки выбирать из соответствующих разделов электронного словаря названия объектов и устройств, а также ключевые слова и разделители. За счет этого исключается возможность появления в заявке ошибочных названий объектов и оборудования. Редактор автоматически расставляет знаки препинания там, где они заведомо необходимы. Это уменьшает вероятность синтаксических ошибок.

Опыт внедрения и эксплуатации АСОРЗ.

Итоги и перспективы. Внедрение системы АСОРЗ началось в 1996 г. на передаче заявок из МЭС Центра в ОДУ Центра. На этапе ее опытной эксплуатации ряд усовершенствований внесли специалисты Службы оптимизации электрических режимов (СОЭлР) ОДУ Центра М. М. Мартыненко, О. В. Черкасова, Т. В. Канаева. С 1998 г. система введена в промышленную эксплуатацию в ОДУ Центра для оборудования 750 – 500 – 330 кВ и частично 220 кВ и работает по настоящее время. Создана база данных словаря АСОРЗ по объектам и оборудованию ОЭС Центра, включающая 70 объектов и около 2000 элементов оборудования.

Заявки, поступающие от подстанций МЭС Центра в диспетчерскую службу МЭС Центра по телефонной связи, вводятся там в формализованном виде в базу данных системы ЗАЯВКА. Затем они передаются диспетчеру ОДУ Центра, который передает их для рассмотрения в технологические службы. Служба оптимизации электрических режимов производит проработку заявок при помощи ЭСОРЗ. Формализованный ввод заявок, направляемых в ОДУ Центра, внедрен также в энергосистемах ОЭС Центра.

Разработанный в АСОРЗ стандарт формализованного описания оборудования в заявках с 1998 г. внедряется на предприятиях Мосэнерго. К настоящему времени он внедрен на большинстве ПЭС Мосэнерго. Заявки, поступающие в Мосэнерго из

ПЭС, подвергаются проработке вручную по оперативному состоянию оборудования, и после ввода в них оперативных указаний пересыпаются далее в ОДУ Центра для режимной проработки с использованием ЭСОРЗ.

Успешный опыт интеграции системы ЗАЯВКА с системой ЭСОРЗ и практической эксплуатации интегрированной системы в течение ряда лет в ОЭС Центра служит убедительным примером эффективности применения методов искусственного интеллекта в сложных информационно-управляющих системах электроэнергетики.

Полный цикл разработки и внедрения в промышленную эксплуатацию всех составляющих комплекса АСОРЗ, включавший ряд этапов, начиная с постановки задач, занял немало лет, и поэтому сегодня промышленно функционирует программное обеспечение АСОРЗ на платформе MS DOS. Накопленный опыт позволяет осуществить интеграцию версий на платформе Windows систем ЗАЯВКА и ЭСОРЗ.

Помимо перехода на платформу Windows проблема автоматизации проработки оперативных ремонтных заявок заключает ряд других нереализованных перспектив, в том числе:

подключение к системе ЗАЯВКА экспертных систем СЭЗАР и ЭСКАН для проработки заявок на вывод релейных защит и каналов связи;

расширение географии внедрения АСОРЗ, в том числе на ЦДУ ЕЭС;

интеграция словарной подсистемы АСОРЗ с базами данных по оборудованию энергопредприятий разных уровней.

Список литературы

1. Экспертная система оперативного рассмотрения ремонтных заявок для АСДУ энергообъединениями / Любарский Ю. Я., Портной М. Г., Рабинович Р. С. и др. – Электрочесть, 1991, № 2.
2. Интеллектуальные системы для оперативного управления в энергообъединениях / Дьяков А. Ф., Любарский Ю. Я., Моршин Ю. И. и др. М.: Издательство МЭИ, 1995.
3. Жаркин В. Ф., Любарский Ю. Я. Автоматизированная система обработки ремонтных заявок. – Вестник ВНИИЭ-97. М.: ЭНАС, 1997.
4. Гладкий А. В., Мельчук И. А. Элементы математической лингвистики. М.: Наука, 1969.
5. Касевич В. Б. Элементы общей лингвистики. М.: Наука, 1977.

ИЗДАТЕЛЬСТВО ИнформЮнион

119331, г.Москва, Пр. Вернадского, д.29
тел.:(095) 131-00-89, 131-04-08

"Оптовая торговля - оптовые поставщики" - международный общероссийский справочник для руководителей предприятий и фирм, служб маркетинга и сбыта. Он содержит подробную информацию о 20000 предприятиях и фирмах (производственных и торговых), осуществляющих оптовые поставки различных товаров.

"Поставщики машин и оборудования" - крупнейший в России специализированный бизнес-справочник. Он охватывает практически весь рынок оборудования, техники, машин и приспособлений для всех отраслей промышленности. В нем содержится подробная информация о 13 000 юридических предприятиях и фирмах (производственных и торговых), которые занимаются поставками разных видов оборудования.

www.i-union.ru

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Методика экспресс-расчета потерь электроэнергии в сетях 0,4 кВ

Кушнарев Ф. А., Хлебников В. К., кандидаты техн. наук

ОАО Ростовэнерго – Южно-Российский государственный технический университет

Технологический расход электроэнергии (ТРЭ) – потери электроэнергии в сетях 0,4 кВ районов электрических сетей (РЭС) энергосистем обычно рассчитывают статистическим методом [1–4], в основе которого лежит расчет ТРЭ в линиях 0,4 кВ, входящих в выборку (объемом 150–400 линий [2]), или применяют регрессионные зависимости [2, 4]. Эти методики обычно позволяют определять относительную величину годового ТРЭ в сети 0,4 кВ. При расчете относительного годового ТРЭ в отдельной линии из выборки в [1] рекомендуют использовать связь между потерями мощности и потерей напряжения в линии в режиме максимальной нагрузки, т.е. определять интегральный показатель режима по результатам одного измерения изменяющихся параметров режима.

Контроль балансов электроэнергии в энергосистеме, определение очагов повышенных технических и коммерческих потерь требуют выполнения ежемесячных расчетов ТРЭ с учетом фактического приема электроэнергии в сети 0,4 кВ РЭС. В полной мере задачи расчета ТРЭ в этих условиях могут быть решены с использованием базы данных автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии. Для этого необходима разработка специализированного программно-информационного обеспечения.

Оценочные экспресс-расчеты ежемесячного ТРЭ в сети 0,4 кВ могут быть выполнены по данным о приеме энергии при представлении сети одной среднестатистической линией или несколькими характерными линиями. В первом случае электрическая сеть представляется среднестатистической линией длиной L километров и с числом участков n .

Таблица 1
Характеристики выборки линий 0,4 кВ

РЭС	Число ТП $n_{\text{пп}}$	Число линий $n_{\text{л}}$	$n_{\text{л}}/n_{\text{пп}}$	Суммарная длина линий $L_{0,4}$, км	Число участков линий $n_{\text{уц}}$	Средняя длина линий L , км	$n_{\text{уц}}/n_{\text{л}}$
РЭС 1	44	94	2,14	132,38	295	1,41	3,14
РЭС 2	34	68	2,00	66,66	168	0,98	2,47
РЭС 3	56	117	2,07	168,94	440	1,46	3,79
РЭС 4	40	93	2,33	101,59	328	1,09	3,53
Итого	174	371	2,13	469,57	1231	1,27	3,32

стков n . ТРЭ в среднестатистической линии определяют методом средних нагрузок по ежемесячному отпуску активной электроэнергии W_a в линию с учетом коэффициента формы графика нагрузки и неравномерности нагрузки фаз.

Анализ 371 схемы линий 0,4 кВ нескольких РЭС показал, что в среднем линия 0,4 кВ содержит 3 участка, выполненных проводами А-25 (табл. 1).

Положим, что эти участки имеют равную длину $l = L/3$ и нагрузка потребителей равномерно распределена вдоль участков линии (см. рисунок).

С учетом принятых допущений ток в любой точке X линии определяется следующим образом:

$$i = \begin{cases} -\frac{I_g}{3l} X + I_g, & 0 \leq X \leq l \quad \text{для участка № 1;} \\ \frac{1}{3} \left(-\frac{I_g}{3l} X + I_g \right) & 0 \leq X \leq l \quad \text{для участков № 2, 3,} \end{cases} \quad (1)$$

где I_g – среднемесячный ток на головном участке линии.

Потери мощности на первом участке определяются по формуле

$$\Delta P_1 = r_0 \int_0^l \left(-\frac{1}{3} \frac{I_g}{l} X + I_g \right)^2 dX = \frac{19}{81} I_g^2 L r_0, \quad (2)$$

где r_0 – погонное сопротивление линии.

Для участков № 2, 3 соответственно

$$\Delta P_2 = \Delta P_3 = r_0 \int_0^l \left(-\frac{I_g}{l} X + I_g \right)^2 dX = \frac{1}{81} I_g^2 L r_0. \quad (3)$$

Потери мощности в среднестатистической линии

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_1 + 2\Delta P_2 \approx 0,26 I_g^2 L r_0. \quad (4)$$

Средний ток головного участка линии определим по значению энергии W_a , отпущененной в среднестатистическую линию за период T ,

$$I_g^2 = \frac{W_a^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{cp})}{T^2 U_{cp}^2}, \quad (5)$$

где U_{cp} – среднее за расчетный период напряжение в ТП на шинах 0,4 кВ; $\operatorname{tg} \varphi_{cp}$ – средневзвешенное значение $\operatorname{tg} \varphi$ за расчетный период.

Относительный ТРЭ в среднестатистической линии

$$\Delta W_{\%} = \frac{0,26W_a(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{cp})Lr_0k_{\phi}^2k_{\text{нер}}}{TU_{cp}^2} \cdot 100\%, \quad (6)$$

где k_{ϕ}^2 – квадрат коэффициента формы тока на головном участке линии; $k_{\text{нер}}$ – коэффициент, учитывающий неравномерность загрузки фаз линии и потери в нулевом проводе.

Согласно [1, 3] можно принять $k_{\phi}^2 = 1,3$; $k_{\text{нер}} = 1,2$.

Считая, что $\operatorname{tg} \varphi_{cp} = 0,75$, а $U_{cp} = 0,38$ кВ, получим относительное значение ежемесячного ТРЭ в рассматриваемой модели линии 0,4 кВ

$$\Delta W_{\%} = 0,6W_aL. \quad (7)$$

Уточнение соотношений для оценочных расчетов ТРЭ может быть получено при раздельном учете ТРЭ в линиях с различным числом участков (табл. 2).

Значительную долю (не менее 30%) общего числа линий 0,4 кВ занимают линии без отпаек, т.е. магистральные линии. Среди магистральных линий следует выделить линии с нагрузкой (в основном, бытовой), равномерно распределенной вдоль линии, и линии с сосредоточенной нагрузкой производственных потребителей в конце линии. 56,1% линий имеют 3 участка и более, а 43,9% линий имеют число участков меньше 3 (в том числе 10,0% – магистрали с нагрузкой в конце линии). Магистральные линии и линии с несколькими участками имеют различную протяженность. Для рассматриваемой выборки линий 0,4 кВ (см. табл. 1, 2) средняя длина магистральной линии с нагрузкой в конце линии равна 0,14L, магистральной линии с распределенной нагрузкой – 0,56L, а линии с числом участков 3 и более – 1,32L. Здесь L – средняя длина линии по РЭС.

Ток в любой точке X магистральной линии с распределенной нагрузкой

$$i = -\frac{I_r}{L}X + I_r, \quad 0 \leq X \leq L. \quad (8)$$

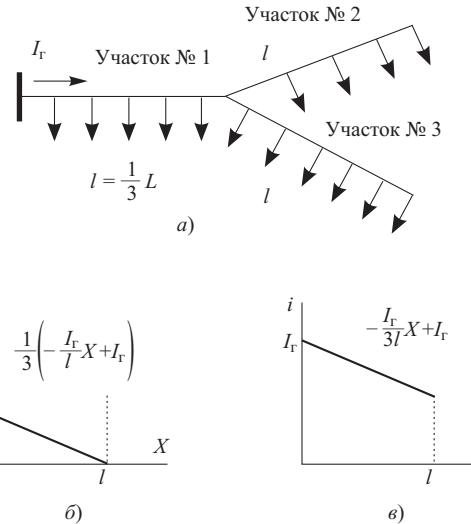
Выполнив преобразования, аналогичные рассмотренным ранее, получим выражение для определения относительного ежемесячного ТРЭ в магистральных линиях с распределенной нагрузкой

$$\Delta W_{\text{маг.р}} = 0,97W_aL. \quad (9)$$

Ежемесячный относительный ТРЭ в магистральной линии с нагрузкой в конце линии

$$\Delta W_{\text{маг.с}} = 2,94W_aL. \quad (10)$$

Величина ТРЭ в выбранной модели линии с тремя участками (см. рисунок) будет меняться при



Среднестатистическая линия:

a – схема линии; *б* – эпюра токораспределения вдоль участка № 2 (3); *в* – эпюра токораспределения вдоль участка № 1

перемещении точки подключения отпайки (участок № 3) вдоль магистрали (участки № 1 и 2). В пределе может быть получена магистральная линия длиной L , ТРЭ в которой определяется по выражению (9).

При перемещении точки подключения отпайки в сторону шин КТП в пределе может быть получена схема из двух радиальных линий. ТРЭ в этом случае будет равен сумме ТРЭ в каждой из радиальных линий. Примем, что суммарная длина двух радиальных линий – величина постоянная.

$$l_1 + l_2 = L.$$

Обозначим

$$k = l_1/L = (L - l_2)/L.$$

Величина k может изменяться от 0 до 1. С учетом этого получим выражение для определения суммарного абсолютного значения ТРЭ (в мегаватт-часах) в двух радиальных линиях

$$\Delta W_{\Sigma} = 0,0097 \left\{ (kW_a)^2 kL + [(1-k)W_a]^2 (1-k)L \right\}. \quad (11)$$

Таблица 2
Относительное число линий (в процентах) 0,4 кВ с различным числом участков

РЭС	Число участков линии				
	1	2	3	4	5 и более
РЭС 1	33,0	11,7	12,8	19,2	23,3
РЭС 2	52,9	11,8	22,1	–	13,2
РЭС 3	32,8	3,5	21,6	10,3	31,9
РЭС 4	35,5	2,2	19,4	8,6	34,4
Итого	37,2	6,7	18,9	10,2	27,0

Из уравнения (11) следует, что при $k = 0$ и $k = 1$ получим выражение для расчета абсолютного значения ТРЭ в магистральной линии

$$\Delta W_{\Sigma} = 0,0097 W_a^2 L. \quad (12)$$

Определим минимальное значение ТРЭ в схеме из двух радиальных линий из условия

$$\frac{d\Delta W_{\Sigma}}{dk} = 0,0097 \left[3k^2 - 3(1-k)^2 \right]^2 W_a^2 L = 0. \quad (13)$$

Отсюда получим, что $k = 0,5$, а минимальное значение относительного ТРЭ

$$\Delta W_{\Sigma\%} = 0,24 W_a L. \quad (14)$$

В среднем относительная величина ТРЭ в среднестатистической линии 0,4 кВ при изменении точки подключения отпайки может быть определена по формуле

$$\Delta W_{\Sigma\%}^{\text{cp}} = \frac{0,97 + 0,24}{2} W_a L = 0,61 W_a L. \quad (15)$$

Это выражение достаточно хорошо совпадает с выражением (7).

С ростом числа участков линии относительная величина ТРЭ будет снижаться при неизменной общей длине линии.

Обобщая соотношения для расчета ТРЭ в линиях с несколькими участками по выражению (7) и в магистральных линиях по формулам (9), (10) с учетом приведенных данных об относительном числе и длине тех и других линий, получим выражение для оценочных расчетов ТРЭ в линиях 0,4 кВ

$$\begin{aligned} \Delta W_{\%} = & \frac{27,2}{100} 0,97 W_a \cdot 0,56 L + \frac{10,0}{100} 2,94 W_a \cdot 0,14 L + \\ & + \frac{62,8}{100} \cdot 0,6 W_a \cdot 1,32 L = 0,69 W_a L. \end{aligned} \quad (16)$$

Далее приведены результаты (в процентах) расчета ТРЭ экспресс-методом и статистическим

методом [1] по данным о приеме энергии в сеть 0,4 кВ за 1999 – 2000 гг.

	Экспресс-метод	Статистический метод
РЭС 1	6,52	6,13
РЭС 2	2,02	2,25
РЭС 3	6,48	6,38
РЭС 4	6,22	5,35

Результаты (в процентах) расчетов ежемесячного ТРЭ по районам электросетей и предприятию (ПЭС) в целом экспресс-методом следующие:

	Июнь	Июль	Август
РЭС 1	4,80	4,81	4,72
РЭС 2	1,27	1,63	1,41
РЭС 3	3,49	3,57	3,67
РЭС 4	2,51	2,50	2,50
ПЭС	3,32	3,42	3,35

Для сопоставления был определен ТРЭ статистическим методом по результатам замеров, выполненных в летний период 2000 г., ТРЭ по ПЭС в этом случае равен 3,58%.

Приведенные результаты показывают, что предложенный экспресс-метод расчета ТРЭ имеет приемлемую точность и может быть использован для расчетов ежемесячного и годового ТРЭ в сетях 0,4 кВ РЭС и ПЭС по данным о приеме энергии в эти сети.

Список литературы

1. Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. И 34-70-030-87. М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.
2. Поспелов Г. Е., Сыч Н. М. Потери мощности и энергии в электрических сетях / Под ред. Поспелова Г. Е. М.: Энергоатомиздат, 1981.
3. Железко Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. М.: Энергоатомиздат, 1989.
4. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / Воротницкий В. Э., Железко Ю. С., Казанцев В. Н. и др. М.: Энергоатомиздат, 1983.

О резервировании основных защит блоков генератор – трансформатор на электрических станциях

Сивокобыленко В. Ф., доктор техн. наук, Гребченко Н. В., канд. техн. наук

Донецкий государственный технический университет

Блоки генератор – трансформатор электрических станций (ТЭС, АЭС) являются основными элементами электрических систем. Поэтому вопросам их релейной защиты уделяется большое внимание [1 – 3]. Согласно [1] на этих элементах должны предусматриваться основные и резервные защиты, обеспечивающие отключение коротких замыканий в режимах ближнего и дальнего резервирования. В зарубежной практике (США, Франция и др.) для таких объектов, как правило, предусматривается не менее двух комплектов каждого типа защит, выходные реле которых воздействуют на отдельные катушки отключения коммутационных аппаратов, для питания которых предусматриваются два независимых источника оперативного тока [2].

На блочных электростанциях стран СНГ уровень резервирования существенно ниже, хотя также предусматриваются два независимых источника оперативного тока (один на ОРУ – общий и второй в машзале – на 1 – 2 блока). Однако для питания разных защит одного элемента эта возможность не используется, и, как правило, ограничиваются подачей питания на основные и резервные защиты от разных автоматических выключателей, подключенных к одной аккумуляторной батарее. Как показывает опыт эксплуатации, при таком подходе при выходе из строя одного из источников оперативного тока и возникновении КЗ в питающей системе или системе собственных нужд (с.н.) возможна системная или общестанционная авария с тяжелыми последствиями. Например, на одной из ТЭС Украины с блоками 300 МВт при КЗ на двигателе с.н. 6 кВ произошла потеря оперативного постоянного тока. В результате продолжительного КЗ произошло повреждение шести ячеек КРУ с.н. 6 кВ, рабочего трансформатора собственных нужд 20/6 кВ, главного блочного трансформатора с возникновением пожара; были также отключены еще два блока 300 МВт, все линии 110 кВ ТЭС, а также несколько линий прилегающей сети. Подобные аварии периодически происходят и на других электрических станциях. Таким образом, опыт эксплуатации блочных ТЭС и АЭС указывает на необходимость совершенствования принятого подхода к осуществлению релейной защиты энергоблоков с целью предотвращения развития аварий и возможности их перехода в системные, а также для уменьшения объема повреждения оборудования при КЗ.

В настоящее время согласно [1] на всех блоках генератор – трансформатор ТЭС и АЭС в качестве основных защит от внутренних повреждений основного оборудования блока установлены дифференциальные защиты генератора, блочного трансформатора и рабочего трансформатора с.н., ошиновки на стороне высшего напряжения ВН, а в качестве резервной – дифференциальная защита блока, охватывающая все указанное оборудование, в том числе и частично рабочий трансформатор с.н., если трансформаторы тока (ТТ) на ответвлении к нему не используются для резервной дифференциальной защиты блока. Кроме указанных защит, установлены также резервные защиты от внутренних и внешних симметричных и несимметричных КЗ в оборудовании блока и в сети ВН и с.н. 6 кВ [1, 3].

Поставим задачу усовершенствования существующих защит блоков таким образом, чтобы при выходе из строя одного из источников оперативного тока и возникновении КЗ на генераторном напряжении, на ошиновке блока ВН и сети ВН или в системе с.н. 6 кВ осуществлялось отключение блока основными или резервными защитами, чтобы предотвратить повреждение его оборудования и развитие аварии.

Отметим, что в сложившейся практике дифференциальная защита ошиновки ВН и цепи управления выключателя ВН блока подключаются к аккумуляторной батарее (АБ) на ОРУ (источник оперативного тока ИОТ2), а остальные защиты и цепи управления выключателя между генератором и блочным трансформатором (при его наличии) – к АБ блока (ИОТ1). Управление автоматом гашения поля (АГП) в цепи ротора осуществляется от ИОТ1, но также имеется возможность гашения поля ротора непосредственно от контактов выходных реле защит блока по цепям возбуждения.

С учетом изложенного авторами разработан способ резервирования защит блока, состоящего из генератора, блочного трансформатора, трансформаторов собственных нужд и секций с.н. 6 кВ. Он предназначен для применения на блоках ТЭС и АЭС, в первичной схеме которых отсутствует или установлен предназначенный для отключения тока КЗ выключатель между генератором и блочным трансформатором. Способ основан на использовании резервной дифференциальной защиты блока повышенной чувствительности (ЧДЗБ). Оперативные цепи этой защиты подключаются к другому

независимому источнику оперативного тока по отношению к тому, который используется для питания основных защит блока, например, подключается к аккумуляторной батарее, установленной на ОРУ (ИОТ2). ЧДЗБ позволяет надежно защитить оборудование блока при потере оперативного тока на основных защитах блока, а также при всех возможных распространениях повреждения из-за возникновения КЗ: в системе с.н. 6 кВ, в рабочих трансформаторах системы с.н., трансформаторах возбуждения, в генераторе и блочном трансформаторе.

Это достигается за счет того, что цепи переменного тока ЧДЗБ подключаются со стороны высокого напряжения (ВН) блока к встроенным во вводы блочного трансформатора трансформаторам тока и к ТТ, установленным со стороны нулевых выводов генератора. При этом к защите не подключаются ТТ, установленные на генераторном напряжении со стороны ответвлений к трансформаторам собственных нужд. В дифференциальную цепь защиты включается чувствительный токовый орган, выполненный на токовом реле с торможением, например, типа ДЗТ-11. Тормозная обмотка этого реле подключается к ТТ со стороны генератора и предотвращает срабатывание реле при внешних КЗ на стороне ВН блока. В основу разработанной защиты ЧДЗБ положен дифференциальный-токовый принцип.

На [рис. 1](#) и [2](#) приведена принципиальная схема ЧДЗБ. Для защиты ЧДЗБ используются отдельные обмотки соответствующих ТТ, а при их отсутствии может быть рассмотрен вопрос использования токовых цепей существующей дифзащиты блока, в которой дополнительно устанавливаемые токовые реле типа ДЗТ включаются последовательно с реле основной дифференциальной защиты блока (на [рис. 1](#) показана пунктиром). Защита ЧДЗБ имеет значительно большую чувствительность, чем основная защита. ЧДЗБ отстроена по времени на ступень селективности от защиты питающих вводов секций 6 кВ с.н. Она действует на отключение выключателей ВН блока $Q1$, гашение поля генератора и на выходные реле защит блока.

Для схем без выключателей в цепи генератора (см. [рис. 1, 2](#)) при КЗ на генераторном напряжении, в блочном трансформаторе или на его стороне ВН защита ЧДЗБ действует на отключение всего блока и гашение поля генератора без выдержки времени, а при КЗ в системе с.н. 6 кВ – с выдержкой времени порядка 0,7 с, которая принимается такой же, как у дистанционной защиты или МТЗ на стороне ВН рабочего трансформатора с.н. Последнее достигается за счет того, что защита ЧДЗБ содержит два пусковых органа минимального напряжения. Один из них подключен к трансформатору напряжения, установленному со стороны выводов низшего напряжения блочного трансформатора. Уставка срабатывания этого органа принима-

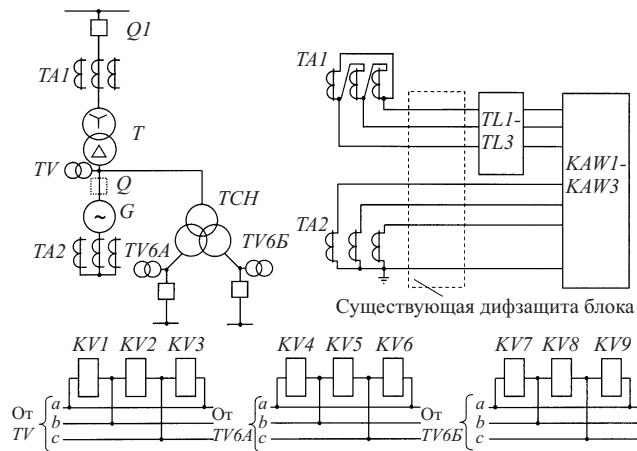


Рис. 1. Цепи переменного тока ЧДЗБ

ется равной порядка $0,75U_{\text{ном}}$ и выбирается из условия отстройки от напряжения на выводах НН блочного трансформатора при трехфазном КЗ на выводах НН трансформатора с.н. с коэффициентом надежности 1,3. При таком подходе обеспечивается надежное срабатывание защиты ЧДЗБ при КЗ на стороне ВН блочного трансформатора. Второй орган минимального напряжения, с целью отстройки от режимов самозапуска двигателей с.н. секций 6 кВ, подключается к трансформаторам напряжения, установленным со стороны выводов каждой из обмоток 6 кВ одного (двух) рабочего трансформатора с.н. Уставка реле минимального напряжения этого органа принимается порядка $0,5U_{\text{ном}}$.

Для предотвращения срабатывания ЧДЗБ от токов включения блочного трансформатора в качестве выходных в ЧДЗБ применяются промежуточные реле со временем срабатывания порядка 0,06–0,08 с.

Ток срабатывания защиты ЧДЗБ (реле $KAW1 - KAW3$) выбирается исходя из величины тока трехфазного КЗ на шинах одной из секций собственных нужд 6 кВ в минимальном режиме системы путем деления последнего на коэффициент чувствительности порядка 1,5. При этом ток срабатывания ЧДЗБ должен на 8–10% превышать ток срабатывания максимальной токовой защиты или ток, соответствующий срабатыванию дистанционной защиты ВН трансформатора с.н.

Для выравнивания МДС в плечах защиты токовые реле ЧДЗБ могут быть подключены через повышающие или понижающие автотрансформаторы тока $TL1 - TL3$.

Для схем блоков с выключателем в цепи генератора в оперативных цепях защиты ([рис. 3](#)) имеют место следующие особенности. Действие защиты ЧДЗБ при КЗ в системе с.н. 6 кВ остается таким же, как указано ранее. При КЗ в генераторе или в блочном трансформаторе на его сторонах ВН и НН защита действует без выдержки времени

только на отключение выключателя Q и гашение поля G . Если при этом КЗ было в генераторе, то напряжение на выводах НН блочного трансформатора восстанавливается и обеспечивается питание с.н. от рабочих трансформаторов с.н., а действие защиты ЧДЗБ прекращается. Если КЗ было в блочном трансформаторе, то действием защиты с выдержкой времени порядка 0,25 с, отстроенной от времени отключения выключателя Q и восстановления напряжения, отключается весь блок.

Для действующих электрических станций может быть рассмотрен вопрос о подключении токовых цепей разработанной ЧДЗБ к токовым цепям существующих дифференциальных защит блоков (рис. 1), которые выполнены с использованием ТТ со стороны нулевых выводов генератора (TA_2) и со стороны ВН блока ТТ, встроенных в блочный трансформатор (TA_1). При этом необходимо проверить допустимость увеличения нагрузки на ТТ, а также оценить степень понижения надежности существующей дифзащиты блока. Основная дифференциальная защита блока может быть выполнена, например, на реле типа РНТ, а ЧДЗБ – на реле $KAW_1 - KAW_3$ типа ДЗТ.

Ток срабатывания ЧДЗБ определяется из условия отстройки от тока КЗ на шинах 6 кВ с.н. При этом для выравнивания токов в плечах защиты в нормальном режиме необходимо установить повышающие автотрансформаторы тока $TL_1 - TL_3$ типа АТ-31. Торможение в защите ЧДЗБ используется для отстройки от внешних КЗ на стороне ВН. Пусковые органы минимального напряжения на реле напряжения $KV_1 - KV_6$ предотвращают работу защиты при самозапуске двигателей.

Далее в качестве примера приведем расчет уставок ЧДЗБ для блока 300 МВт, подключенного к шинам ОРУ 330 кВ с ТТ с коэффициентами трансформации $k_{TA} = 2000/1$ со стороны 330 кВ и $k_{TA} = 12000/5$ со стороны нулевых выводов генератора. Для выравнивания токов в плечах дифференциальной защиты ЧДЗБ устанавливаются со стороны трансформаторов тока на 330 кВ повышающие автотрансформаторы тока типа АТ-31 с коэффициентом трансформации

$$k_{TL} = \frac{w_{1-2}}{w_{1-11}} = \frac{486}{66} = 7,36,$$

где w_{1-2} и w_{1-11} – числа витков соответственно первичной и вторичной обмоток АТ.

Вторичные токи в плечах защиты в нормальном режиме:

со стороны генератора

$$I_{2HH} = \frac{I_{\text{ном}}}{k_{TA}} = \frac{10200}{12000/5} = 4,25 \text{ A};$$

на стороне ВН трансформатора блока

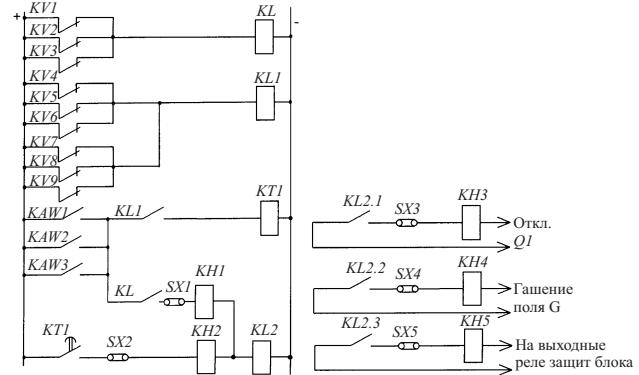


Рис. 2. Цепи постоянного тока ЧДЗБ

$$I_{2BH} = \frac{I_{\text{ном}} U_{\text{номHH}} k_{cx} k_{TL}}{U_{\text{номВН}} k_{TA}} = \frac{10200 \cdot 20\sqrt{3} \cdot 7,36}{347 \cdot 2000/1} = 3,74 \text{ A},$$

где k_{cx} – коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ и реле.

Расчет тока срабатывания ЧДЗБ выполним исходя из минимального значения тока КЗ в сети 6 кВ и обеспечения коэффициента чувствительности защиты по току срабатывания не ниже 1,5, например, $K_q = 1,57$. Тогда при минимальном токе трехфазного КЗ на шинах собственных нужд 6 кВ, равном 9,39 кА по данным Донбассэнерго, ток срабатывания защиты при отсутствии торможения составит со стороны 6, 20, 330 кВ:

$$I_{\text{сраб}}^{6\text{kV}} = \frac{9,39}{1,57} = 6 \text{ kA};$$

$$I_{\text{сраб}}^{20\text{kV}} = \frac{9,39 \cdot 6,3/20}{1,57} = 1,89 \text{ kA};$$

$$I_{\text{сраб}}^{20\text{kV}} = \frac{1890}{12000/5} = 0,787 \text{ A};$$

$$I_{\text{сраб}}^{330\text{kV}} = \frac{9,39 \cdot 6,3/347}{1,57} = 0,108 \text{ kA};$$

$$I_{\text{сраб}}^{330\text{kV}} = \frac{108\sqrt{3}}{2000/1} = 0,094 \text{ A}.$$

Необходимое число витков на обмотках реле ДЗТ-11/3 при магнитодвижущей силе срабатывания $F_{cp} = 100 \text{ B} \cdot \text{A}$ со стороны 20 кВ составит

$$w_{20} = \frac{F_{cp}}{I_{2\text{сраб}}^{20\text{kV}}} = \frac{100}{0,787} = 127;$$

со стороны 330 кВ с учетом автотрансформаторов тока

$$w_{330} = \frac{F_{cp}}{I_{2\text{сраб}}^{330\text{kV}} k_{TL}} = \frac{100}{0,094 \cdot 7,36} = 144,5.$$

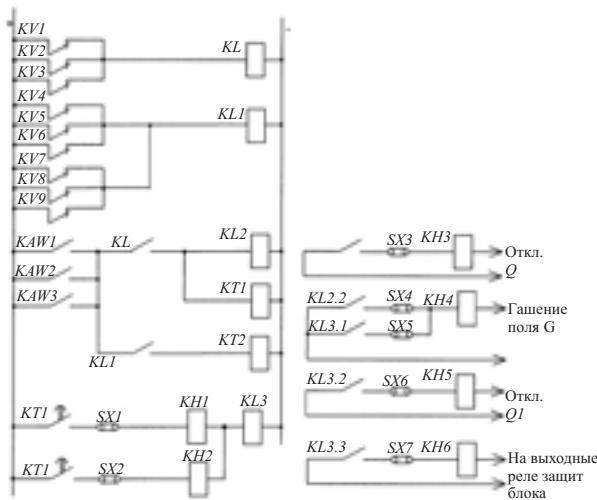


Рис. 3. Цепи постоянного тока ЧДЗБ (при наличии выключателя Q в цепи генератора)

При внешнем КЗ на стороне 330 кВ вторичный ток

$$I_{2\text{BH}}^k = 3,3I_{\text{ном}} \frac{k_{\text{cx}} k_{TL}}{k_{TA}} = 3,3 \cdot 588 \frac{\sqrt{3} \cdot 7,36}{2000/1} = 12,35 \text{ A.}$$

Тогда при погрешности трансформаторов тока 10% ток небаланса в рабочей обмотке составит

$$I_{\text{нб}} = 0,1I_{\text{к330}} = 0,1 \cdot 12,35 = 1,23 \text{ A}$$

и будет создавать в рабочей обмотке магнитодвижущую силу МДС

$$F_p = 1,23w_p = 1,23(17+127) = 177 \text{ A.}$$

Торможение должно надежно превышать эту МДС с коэффициентом надежности $k_h = 1,6$, т.е. $1,6 \cdot 177 = 283 \text{ A.}$

Тогда по тормозной характеристике ДЗТ-11/3 [4] в режиме минимального торможения находим требуемую для несрабатывания реле тормозную МДС, которая должна быть не менее $F_t = 310 \text{ A.}$

$$w_T = \frac{F_t}{I_t} = \frac{310}{12,35} = 25.$$

Необходимое число витков рабочей обмотки (144) устанавливается на первой рабочей обмотке (зажимы 1–2) реле ДЗТ-11/3 (общая часть 92 + 35) и на третьей рабочей обмотке, включаемой во вторичную цепь ТА со стороны 330 кВ (зажимы 6 – 9 5 + 12 витков). В нормальном режиме в общей части рабочей обмотки защиты протекает разность токов, равная $4,25 - 3,74 = 0,51 \text{ A}$, т.е. меньше, чем длительно допускает первая рабочая обмотка – 1 А. В третьей рабочей обмотке в нормальном режиме протекает ток 3,74 А, а допустимый для нее ток – 8 А. Ток в тормозной обмотке (3,74 А) в нормальном режиме не превышает допустимого – 8 А. Схема включения реле фазы A

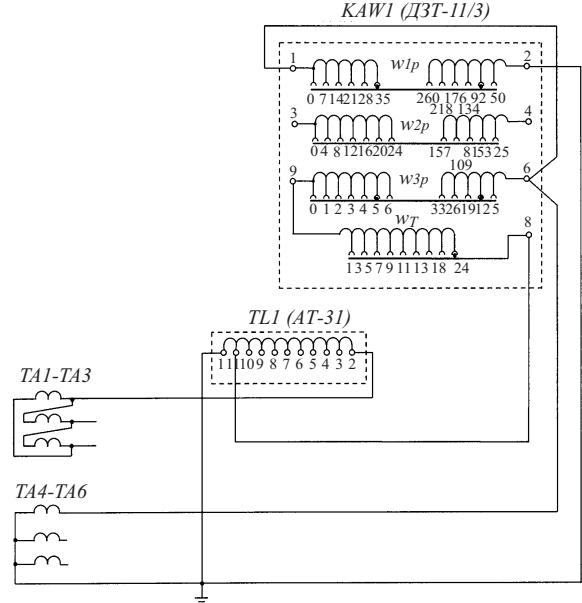


Рис. 4. Схема включения токового реле фазы A защиты ЧДЗБ

типа ДЗТ-11/3 с установленными выбранными витками приведена на рис. 4.

Уставка пусковых органов минимального напряжения по стороне 6 кВ принимается из условия отстройки от режима одновременного группового самозапуска двигателей с.н. обеих секций 6 кВ

$$U_{\text{ср6кВ}} \leq \frac{U_{\text{с3.мин}}}{k_h k_B} = \frac{0,65 U_h}{1,1 \cdot 1,2} = 0,5 U_h.$$

Органы блокировки минимального напряжения одновременно предотвращают действие ЧДЗБ при обрыве токовых цепей дифференциальной защиты блока.

С целью предотвращения пуска защиты из-за высокой чувствительности к несимметричным КЗ пусковой орган выполнен на трех реле минимального напряжения, а не комбинированным.

Таким образом, в предложенной схеме дифференциальная защита блока выполняется двухступенчатой: с грубой (существующей) и чувствительной (дополнительной) ступенями. При этом грубая ступень защищает генератор G и блочный трансформатор T и не чувствительна к КЗ за трансформатором собственных нужд. Для нее используется источник оперативного тока № 1. Чувствительная ступень (ЧДЗБ) защищает те же элементы и рабочий трансформатор с.н. полностью, сборные шины 6 кВ и частично кабели, двигатели 6 кВ, трансформаторы 6/0,4 кВ, трансформатор системы возбуждения. Для нее используется источник оперативного тока № 2.

Применение ЧДЗБ позволяет надежно защищить оборудование блока при отсутствии оперативного тока блока при всех возможных распро-

странениях повреждения из-за возникновения следующих КЗ:

на стороне 6 кВ любой из секций с.н. и развитии КЗ, вызывающем понижение напряжения до уровня уставок пусковых органов минимального напряжения 6 кВ;

в трансформаторе системы возбуждения и развитии КЗ, вызвавшем понижение напряжения до уровня уставки пускового органа минимального напряжения 20 кВ;

в генераторе или блочном трансформаторе.

Защита ЧДЗБ выполнена на трех реле типа ДЗТ-11/3.

Выполнен монтаж, проведены наладка и испытания одного из вариантов защиты ЧДЗБ на блоке 300 МВт. В 1998 г. защита ЧДЗБ введена в опытную эксплуатацию. Оперативный ток на защиту подается от аккумуляторной батареи открытого распределительного устройства 330 кВ.

Выводы

1. Для предотвращения повреждения основного электрооборудования и с.н. мощных блоков ТЭС и АЭС при развитии аварий необходимо установить резервные защиты блоков генератор-

трансформатор, в зону действия которых должны входить также рабочие трансформаторы и сборные шины секций 6 кВ собственных нужд.

2. Предложенный вариант защиты ЧДЗБ, основанный на использовании дифференциальных реле с малым током срабатывания и с блокировкой минимального напряжения, не требует значительных затрат для его реализации в условиях эксплуатации и может быть выполнен персоналом электролабораторий.

3. Предложенная схема защиты ЧДЗБ пригодна для блоков ТЭС и АЭС независимо от наличия выключателя в цепи между генератором и блочным трансформатором.

Список литературы

1. Правила устройства электроустановок. М.: Энергоатомиздат, 1986.
2. Зильберман В. А., Шейнкман А. Г. О выполнении ближнего резервирования на блоках генератор – трансформатор с выключателями в цепи генераторов. – Электрические станции, 1990, № 2.
3. Вавин В. Н. Релейная защита блоков турбогенератор – трансформатор. М.: Энергоиздат, 1982.
4. Реле защиты / Алексеев В. С., Варганов Г. П., Панфилов Б. И., Розенблум Р. З. М.: Энергия, 1976.

ТРУБЫ
на одном складе в Москве

БЕСШОВНЫЕ
по ГОСТам 8732-78 8734-75
ТУ 14-3-190, ТУ 14-3-460

Наше спец. предложение

**ГОСТ 8732-78: D=32x3, 38x3, 42x4, 45x3,
48x4-6, 50x5, 60x5, 68x4...**

<p>Система скидок</p> <p>095</p> <p>Отгрузка труб по фактическому весу</p>	<p>737-80-91 737-53-79 785-22-17(19) 785-00-80(81) 730-37-29(31)</p>
--	---

ХимМашМЕТАЛ

www.xmm.ru

Офicialный дилер
ОАО Днепропетровский Трубный Завод

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Требования к вакуумной дугогасительной камере и специальным мерам для обеспечения надежного отключения заторможенных двигателей

Кадомская К. П., доктор техн. наук, Копылов Р. В., инж.

Новосибирский государственный технический университет

В настоящее время все более широкое применение в установках высокого напряжения находят вакуумные выключатели. Это обусловлено тем, что эти выключатели обладают рядом неоспоримых достоинств: малой массой и габаритами, простотой эксплуатации, пожаро- и взрывобезопасностью, экологической чистотой, существенно большим по сравнению с другими типами выключателей коммутационным ресурсом и др. Это обстоятельство привело к распространению этих выключателей в различных схемах с частыми коммутациями двигателей, в том числе и в сетях с.н. тепловых электрических станций.

Однако наличие стольких достоинств не может не предполагать и наличия некоторых недостатков. Таким недостатком у вакуумных выключателей является появление при отключении индуктивной нагрузки (электродвигателей, ненагруженных силовых трансформаторов) высоких уровней перенапряжений на отключаемом оборудовании. Наибольшие перенапряжения возникают при отключении первого полюса выключателя, так как именно в этом случае напряжение несимметрии сети максимально. В дальнейшем рассматривается отключение асинхронного заторможенного двигателя в типовой схеме сети с.н. электрической станции (рис. 1).

На перенапряжения, обусловленные срезом тока, влияют как параметры отключаемого присоединения: длина кабеля $l_{\text{каб}}$ и мощность двигателя $P_{\text{дв}}$, так и параметры вакуумного выключателя: ток среза i_0 , скорость восстановления электрической прочности межконтактного промежутка K , максимальная скорость прохождения высокочастотного

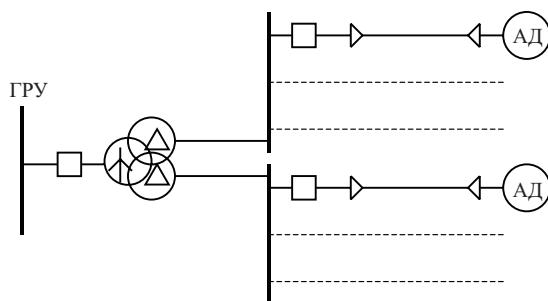


Рис. 1. Типовая схема собственных нужд

тока через нулевое значение, при котором еще происходит его обрыв di/dt .

Значения этих параметров, строго говоря, случайны и законы их распределения зависят от характеристик вакуумной камеры (материала контактов, отключаемого тока и др.). Ток среза для современных камер с вероятностью 0,95 не превышает 4,5 – 5,0 А. Если тип камеры неизвестен, для получения незаниженного результата целесообразно исходить из значения тока среза $i_0 \approx 7$ А. Для вакуумных камер производства “Таврида-Электрик” скорость восстановления электрической прочности межконтактного промежутка K имеет среднее значение 50 кВ/мс и изменяется в пределах от 20 до 80 кВ/мс. Для этих же камер допустимое среднее значение di/dt равно 100 А/мкс и изменяется в пределах от 40 до 160 А/мкс. Большое влияние на процесс оказывает время “зажигания” дуги t_0 – время между началом расхождения контактов и прохождением тока промышленной частоты через нулевое значение.

Уровни перенапряжений, возникающих при отключении вакуумного выключателя, зависят, в основном, от процесса “соревнования” между восстанавливающимся напряжением на контактах выключателя и растущей электрической прочностью

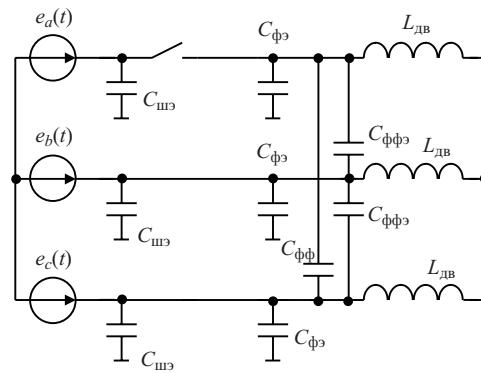


Рис. 2. Упрощенная схема замещения:

$C_{\phi\phi}$, $C_{\phi\phi\phi}$ – фазная и межфазная емкости отключаемого присоединения; $L_{\text{дв}}$ – индуктивность отключаемого двигателя; $C_{\text{шз}}$ – суммарная емкость на землю неотключаемых присоединений

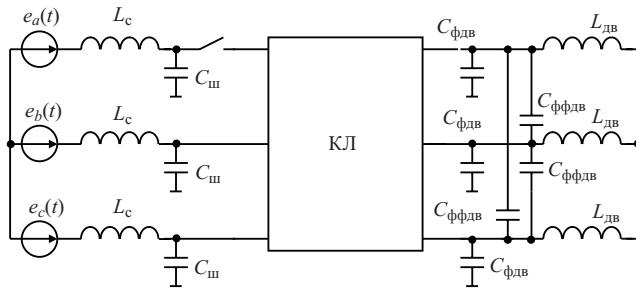


Рис. 3. Схема замещения сети с.н. при исследовании процессов, происходящих с повторными зажиганиями дуги в выключателе

межконтактного промежутка. Если восстановливающееся напряжение достигает электрической прочности межконтактного промежутка, то происходит его пробой. При больших значениях t_0 и K , а также при малом значении i_0 пробоя вакуумного промежутка не происходит и перенапряжения определяются лишь током среза в ВДК и параметрами схемы.

В последние годы опубликован ряд статей, рассматривающих различные аспекты обеспечения надежного отключения вакуумными выключателями индуктивной нагрузки [1 – 7]. Однако исследуемая проблема достаточно многогранна и ряд вопросов в упомянутых статьях не затрагивается. В частности, не анализируется зависимость вероятности повторных зажиганий дуги от параметров ВДК и коммутируемого присоединения. Не показаны также ниши преимущественного использования защитных аппаратов типа ОПН и RC-цепочки. В настоящей статье предпринята попытка решения этих вопросов.

Процессы при отключении тока промышленной частоты могут быть рассмотрены в схеме рис. 2.

При отсутствии повторных зажиганий дуги в ВДК напряжение как на двигателе, так и между контактами выключателя носит колебательный характер с частотой

$$f_k = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_3 C_3}},$$

где $L_3 = 1,5L_{\text{дв}}$ – эквивалентная индуктивность контура; C_3 – эквивалентная емкость контура

Таблица 1

Максимум перенапряжений на двигателе в зависимости от длины кабеля и мощности двигателя

$P_{\text{дв}}$, кВт	$U_{\text{двmax}}/U_{\phi m}$ при $l_{\text{каб}}$, м				
	40	100	250	500	800
250	3,39	2,73	2,25	1,99	1,85
750	2,41	2,17	1,96	1,84	1,74
2000	2,05	1,96	1,87	1,78	1,70

$$C_3 = C_{\phi} \left(2\eta + \frac{3\mu + 2}{3(\mu + 1)} \right); \mu = C_{\text{шэ}}/C_{\phi}; \eta = C_{\text{фф}}/C_{\phi},$$

Для реальных схем эта частота составляет 1 – 10 кГц. Максимум перенапряжений на двигателе можно определить как

$$U_{\text{двmax}} = U_{\phi m} \left[0,5 + \sqrt{1,5^2 + \left(\frac{i_0 Z_k^{(1)}}{U_{\phi m}} \right)^2} \right], \quad (1)$$

где $Z_k^{(1)} = \sqrt{\frac{1,5L_{\text{дв}}}{C_3^{(1)}}}$, $C_3^{(1)} = C_{\phi}(1 + 2\eta)$. В табл. 1 приведены максимумы перенапряжений на двигателе, рассчитанные по выражению (1) для тока среза 7 А при отключении первого полюса выключателя, в зависимости от длины кабеля и мощности двигателя.

Как видно из данных табл. 1, перенапряжения на двигателе тем больше, чем меньше длина кабеля и мощность двигателя. Уже при длинах кабеля менее 100 м и мощности двигателя менее 500 кВт перенапряжения на двигателе превышают электрическую прочность статорной изоляции (при осторожном подходе электрическую прочность статорной изоляции двигателя следует принимать равной ее испытательному напряжению при профилактических испытаниях около $2,75U_{\phi m}$).

Максимум перенапряжений на расходящийся контактах выключателя достигается через время, равное

$$t_m = \left(\pi - \arccos \frac{i_0}{I_m} \right) / (2\pi f_k);$$

где I_m – максимум отключаемого тока промышленной частоты, и составляет

$$U_{\text{выклmax}} = U_{\phi m} \left[1,5 + \sqrt{1,5^2 + \left(\frac{i_0 Z_k^{(1)}}{U_{\phi m}} \right)^2} \right].$$

Одновременно происходит рост электрической прочности межконтактного промежутка практически по линейному закону: $U_{\text{эл.пр}} = K(t + t_0)$. Если максимум напряжения на контактах оказывается меньше электрической прочности межконтактного промежутка в этот момент времени, то повторного пробоя в ВДК не происходит. Эти соображения позволяют определить вероятность повторного пробоя в зависимости от характеристик отключаемого присоединения и характеристик вакуумной камеры

$$p = 3 \left(\frac{U_{\text{выклmax}}}{K} - \frac{\pi - \arccos(i_{\text{cp}}/I_m)}{2\pi f_k} \right) / 0,01. \quad (2)$$

Таблица 2

Вероятность повторных пробоев p в зависимости от длины кабеля и мощности двигателя

$P_{\text{дв}}$, кВт	Вероятность p при $l_{\text{каб}}$, м			
	40	250	500	800
250	0,24	0,13	0,09	0,06
750	0,17	0,12	0,10	0,09
4000	0,14	0,13	0,12	0,11

В табл. 2 приведены вероятности повторных зажиганий в вакуумной камере в зависимости от длины кабеля и мощности двигателя при фиксированной скорости роста электрической прочности ($K = 20$ кВ/мс) и токе среза ($i_{\text{ср}} = 7$ А). В табл. 3 при фиксированных длине кабеля ($l = 250$ м) и мощности двигателя ($P_{\text{дв}} = 250$ кВт) приведены вероятности повторных зажиганий в зависимости от тока среза и скорости роста электрической прочности межконтактного промежутка K .

Из приведенных в табл. 2, 3 данных видно, что вероятность повторных зажиганий дуги в ВДК при токе среза $i_{\text{ср}} \geq 7$ А достаточно существенна.

Процессы при повторных зажиганиях дуги в выключателе. Если происходит повторное зажигание дуги в ВДК, то через выключатель протекает ток, содержащий в своем составе высокочастотную составляющую, частота которой в первом приближении

$$f_{\text{вч}} = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_{\text{k}}C_{\phi\phi}}},$$

где L_{k} – индуктивность кабеля; $C_{\phi\phi}$ – суммарная емкость на землю фазы кабеля и двигателя. Зависимость частоты $f_{\text{вч}}$ от параметров отключаемого присоединения приведена в табл. 4.

Из данных табл. 4 видно, что в некоторых схемах частота $f_{\text{вч}}$ достигает значений порядка 400 кГц, и в этом случае перенапряжения воздействуют не только на главную, но и на витковую изоляцию двигателя. Следовательно, для получения достоверных результатов кабель необходимо рассматривать как элемент с распределенными параметрами (рис. 3).

Таблица 3

Вероятность повторных пробоев p в зависимости от скорости роста электрической прочности и тока среза

K , кВ/мс	Вероятность p при $i_{\text{ср}}$, А		
	5	7	10
20	0,11	0,13	0,15
40	0,03	0,04	0,05
60	0,005	0,01	0,02

Примечание. $l_{\text{каб}} = 250$ м, $P_{\text{дв}} = 250$ кВт.

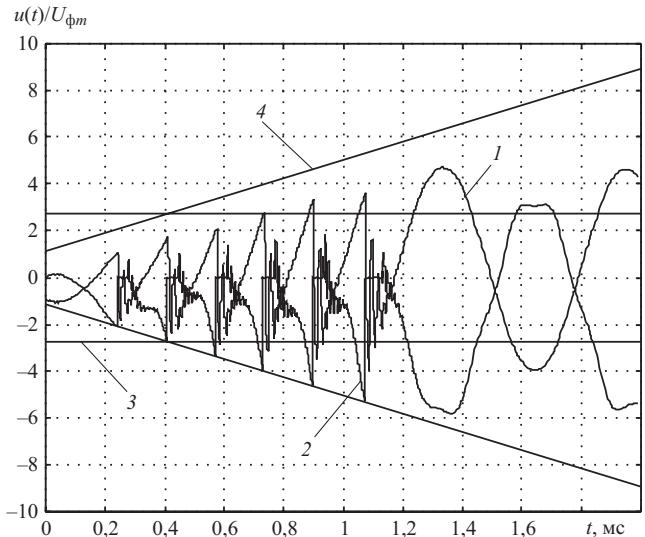


Рис. 4. Характерная осциллограмма процессов при отключении двигателя, сопровождающихся эскалацией перенапряжений:

1 – напряжение на двигателе; 2 – напряжение на выключателе; 3 – электрическая прочность изоляции двигателя; 4 – восстанавливающееся напряжение на контактах полюса выключателя

На рис. 4 показаны процессы при отключении присоединения с длиной кабеля 500 м и мощностью двигателя 500 кВт. Параметры вакуумной камеры принимались следующими: $K = 20$ кВ/мс, $i_{\text{ср}} = 7$ А, $t_0 = 300$ мкс. Максимальные перенапряжения на двигателе при этом составили 24,2 кВ ($4,7U_{\text{фм}}$). Предельная скорость прохождения высокочастотного тока через ноль, при котором происходит его обрыв, на значение перенапряжений практически не влияет.

Основное влияние на число повторных пробоев и максимумы перенапряжений оказывает скорость роста электрической прочности межконтактного промежутка K . При ее увеличении уменьшается как вероятность повторных зажиганий дуги в ВДК, так и сами кратности перенапряжений. Следует отметить, что такие характеристики ВДК, как t_0 и $i_{\text{ср}}$, оказывают влияние на вероятность повторных зажиганий дуги в ВДК, а следовательно, в конечном итоге, влияют и на кратности перенапряжений, возникающих при отключении вакуумного выключателя.

Таблица 4

Частота колебаний для присоединений с различными длинами кабелей и мощностью двигателей

$P_{\text{дв}}$, кВт	Частота колебаний $f_{\text{вч}}$, кГц, при $l_{\text{каб}}$, м			
	40	250	500	800
250	387	74	38	24
750	344	72	37	24
4000	268	66	36	15

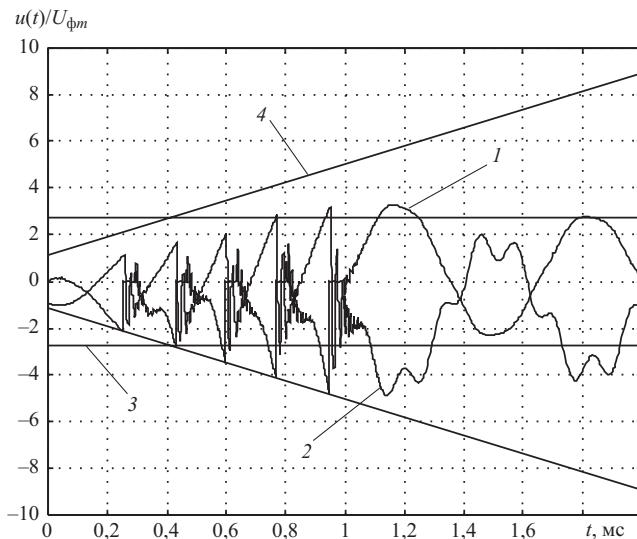


Рис. 5. Процесс при защите двигателя с помощью RC-цепочки:
обозначения см. на рис. 4

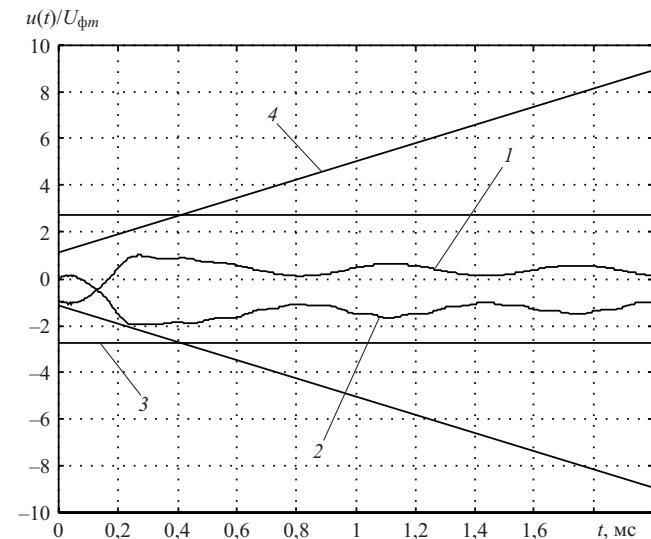


Рис. 6. Процессы при установке ОПН между контактами выключателя:
обозначения см. на рис. 4

Ограничение перенапряжений. Для обеспечения надежной эксплуатации изоляции двигателя необходимо предусмотреть ее защиту. Наиболее эффективными средствами защиты являются ограничители перенапряжений (ОПН) и защитные RC -цепочки. Обе эти меры имеют как достоинства, так и недостатки. Эффективность ОПН зависит не только от уровня ограничения, но и от места установки. Установка ОПН у выключателя со стороны присоединения при длинах кабеля более 100 м не позволяет снизить перенапряжения на двигателе до безопасного уровня. Так, при напряжении на аппарате типа MWK-6 (ABB УЭТМ), равном $2,7U_{\phi m}$, напряжение на двигателе составило $3,0U_{\phi m}$.

Установка ОПН у отключаемого оборудования позволяет ограничить опасные для основной изоляции двигателя перенапряжения до приемлемого уровня. Однако из-за высокочастотных процессов при повторных зажиганиях дуги в ВДК возможен выход из строя витковой изоляции двигателя. Применение RC -цепочки с параметрами $R = 200 \text{ Ом}$, $C = 0,3 \text{ мкФ}$ обеспечивает глубокое ограничение перенапряжений до уровня около $1,4U_{\phi m}$. Однако в случае малой скорости восстановления электрической прочности межконтактного промежутка и соответственно при повторных зажиганиях дуги оснащение двигателя RC -цепочкой не обеспечивает ограничения перенапряжений на главной изоляции двигателя до допустимого уровня. Это связано с тем, что эффективная настройка RC -цепочки одновременно на средней и высокой частотах невозможна.

На рис. 5 показан процесс отключения двигателя при его защите RC -цепочкой. Максимум пере-

напряжений на отключаемом оборудовании составил $3,8U_{\phi m}$. При оснащении двигателя RC -цепочкой также вероятен выход из строя и витковой изоляции.

Анализ сравнительной эффективности ОПН и RC -цепочки позволяет сделать вывод, что при отсутствии повторных зажиганий наиболее эффективно применение защитной RC -цепочки; при эскалации же перенапряжений целесообразно применение ОПН. Однако ни та, ни другая мера в ряде случаев не позволяет защитить витковую изоляцию двигателя, повреждение которой является основной причиной выхода двигателей из строя. Следует также отметить, что оснащение RC -цепочками большей части двигателей приводит к увеличению тока однофазного замыкания на землю.

Наиболее эффективной мерой ограничения перенапряжений может служить установка ОПН между контактами выключателя. В этом случае перенапряжения на отключаемом оборудовании снижаются до допустимого уровня при уменьшении вероятности многократных повторных зажиганий в 2–3 раза. На рис. 6 показаны процессы при установке ОПН типа MWK-5 между контактами выключателя ($P_{\text{дв}} = 500 \text{ кВт}$, $l_{\text{каб}} = 500 \text{ м}$, $K = 20 \text{ кВ/мс}$, $t_0 = 300 \text{ мкс}$, $di/dt = 100 \text{ А/мкс}$).

Выводы

1. Надежное отключение заторможенных двигателей вакуумными выключателями может быть осуществлено только при отсутствии повторных зажиганий дуги между расходящимися контактами выключателя. Это обстоятельство обусловлено

необходимостью обеспечения надежной эксплуатации не только главной, но и витковой изоляции электродвигателя. В статье приведена зависимость (2) вероятности повторных зажиганий дуги в выключателе от основных параметров дугогасительной камеры (тока среза и скорости восстановления напряжения на контактах ВДК K) и присоединения с двигателем (его мощности и длины кабеля). Согласно этой зависимости при токах среза, характерных для современных ВДК ($i_{ср} \leq 5$ А), исключить повторные зажигания дуги можно при $K \geq 40$ кВ/мс.

2. В случае отсутствия эскалации перенапряжений, обусловленной повторными зажиганиями дуги в ВДК, возможно, однако, появление опасных перенапряжений при отключении двигателей, связанных с шинами секций с.н. короткими кабелями ($l_{каб} \leq 100$ м). Эти присоединения можно оснащать защитными аппаратами типа ОПН или RC-цепочками. Однако наиболее эффективна установка ОПН между контактами выключателя.

Список литературы

1. Методика оценки перенапряжений, возникающих при отключении электродвигателей вакуумными выключателями / Демянчук В. М., Кадомская К. П., Тихонов А. А., Щавелев С. А. – Изв. вузов и энергетических объединений СНГ, Минск, 1994, № 5 – 6.
2. Базуткин В. В., Евдокунин Г. А., Халилов Ф. Х. Ограничение перенапряжений, возникающих при коммутациях индуктивных цепей вакуумными выключателями. – Электричество, 1994, № 2.
3. Беляков Н. Н., Кузьмичева К. И., Максимов В. М. Перенапряжения, инициируемые вакуумными выключателями, и их ограничение. – Вестник ВНИИЭ-97.
4. Защита электрооборудования собственных нужд электростанций от перенапряжений, вызываемых вакуумными выключателями / Аношин О. А., Барсуков А. И., Максимов Б. К. и др.– Электричество, 1997, № 9.
5. Евдокунин Г. А., Корепанов А. А. Перенапряжения при коммутации цепей вакуумными выключателями и их ограничение. – Электричество, 1998, № 4.
6. Greenwood A., Glinkowski M. Voltage escalation in vacuum switching operations. – IEEE Trans. on Power Delivery, 1988, vol. 3, № 4.
7. Glinkowski M., Gutierrez M. R., Braun D. Voltage escalation and reignition behavior of vacuum generator circuit breakers during load shedding. – IEEE Trans. on Power Delivery, 1997, vol. 12, № 1.



Выявление замыканий листов активной стали турбогенераторов электромагнитным методом

Поляков Ф. А., инж.

ОАО ВНИИЭ

В эксплуатации крупных турбогенераторов довольно часто встречаются случаи нарушения изоляции между листами электротехнической стали сердечника статора. Так как листы электрически накоротко соединены со стороны ярма статора стяжными призмами, то их замыкание ведет к возникновению электрического контура. При работе генератора по этому контуру протекают токи под действием ЭДС, наведенной основным магнитным потоком, что приводит к повышенному тепловыделению в месте дефекта. Мощность дополнительных потерь локального тепловыделения определяется величиной потока, сцепленного с контуром, и параметрами контура замыкания. При достаточно развитом дефекте ее значение может достигать весьма опасных величин и приводить к значительным перегревам, а в тяжелых случаях и к повреждению обмотки или "пожару железа" (см. рисунок).

Основными причинами появления замыканий листов активной стали являются:

нарушение технологии изготовления (заусенцы на кромке листов, перепрессовка, неравная толщина вентиляционных распорок);

забоины и зашлифовки, возникшие при ремонте (например, переклиновке пазов статора) или в эксплуатации из-за попадания посторонних ферромагнитных предметов;

разрушение межлистовой изоляции при вибрации листов (при ослаблении прессовки крайних пакетов активной стали);

тепловое старение лакового слоя листов;

оплавление активной стали при коротких замыканиях обмотки статора.

Особую опасность представляет разрушение изоляционных лаковых пленок из-за вибрации листов расщепленных крайних пакетов [1]. Значимость этой причины возрастает, так как в эксплуатации находится большое число мощных турбогенераторов с близким к расчетному или выработавшим расчетный срок службы. В эксплуатации наблюдались случаи, когда разрушение лаковой пленки листов активной стали зубцов крайних пакетов происходит в глубине 80 мм и более. Надежное восстановление межлистовой изоляции при повреждении на такой глубине без удаления стержней из соседних пазов практически невозможно. Поэтому в процессе проведения ремонтов актив-

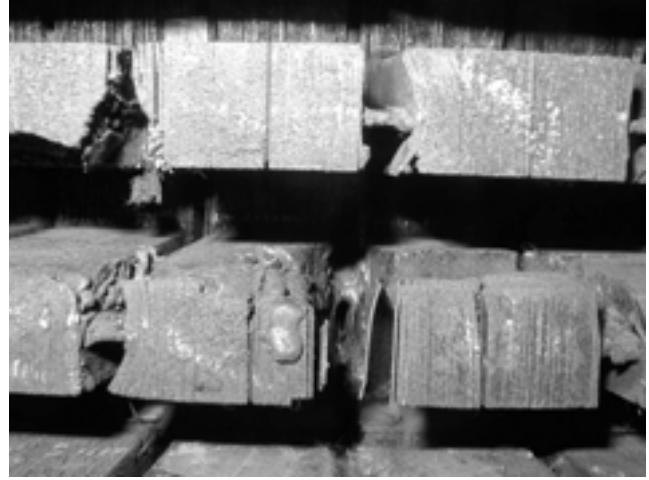
ной стали целесообразно использовать ультразвуковой метод контроля плотности прессовки для своевременного выявления и устранения ослабленных зубцов.

При работе турбогенераторов выявление местных замыканий, как правило, не происходит. Это связано с ограниченными возможностями штатного термоконтроля по выявлению локальных источников нагрева. Даже серьезное местное замыкание листов активной стали практически не может быть обнаружено термодатчиком, расположенным на расстоянии уже нескольких зубцовых делений. Причем, с увеличением интенсивности охлаждения зона чувствительности датчика уменьшается [2].

В настоящее время существуют два основных метода определения состояния межлистовой изоляции: испытания стали статора методом кольцевого намагничивания с рабочей индукцией ($1,0 - 1,4$ Тл) и электромагнитные испытания сердечника статора (ЭМК) [3]. В зарубежных странах последние получили сокращенное обозначение E1 CID [4]. Первый метод использует кольцевое намагничивание сердечника со значением индукции, близким к рабочим. Выявление мест замыканий происходит по температуре нагрева поверхности зубцов путем ощупывания вручную либо с применением тепловизионной техники. Достаточно серьезным недостатком данного метода являются трудности в выявлении замыканий, возникших в глубине активной стали (на уровне дна паза и глубже). В этом случае ощутимый нагрев на поверхности расточки возникает только при уже серьезно развитых повреждениях.

Электромагнитный метод испытаний также использует кольцевое намагничивание, однако при индукции, составляющей $2 - 5\%$ рабочей, что значительно снижает трудозатраты и упрощает использование метода [5]. Выявление дефектных зон происходит по искажению электромагнитного поля. На основании проведенных измерений оцениваются значения мощности дополнительных потерь P_d , выделяемой в зоне замыкания листов активной стали при работе генератора. Одним из важных достоинств ЭМК является возможность накапливать результаты, полученные при испытаниях, с целью оценки динамики процесса деградации межлистовой изоляции сердечника статора. Опыт более 150 проведенных обследований турбогенераторов на всех крупных турбогенераторах ОАО Мосэнерго, Костромской, Кармановской, Ириклинской, Череповецкой, Киришской, Сургутской и ряда других ГРЭС дает возможность утверждать, что ЭМК позволяет уверенно выявлять замыкания листов активной стали как на поверхности расточки, так и в глубине зубцовой зоны.

Рассмотрим основные физические явления, положенные в основу электромагнитного метода выявления локальных замыканий активной стали. В случае локального замыкания листов дефект мож-



но описать в виде одиночного контура с комплексным сопротивлением $Z = R + j\omega L$, где R – активное сопротивление, характеризующее мощность дополнительных потерь, а L – индуктивность, определяющая значение магнитного потока от тока I_d , протекающего в контуре дефекта.

Наличие дефекта межлистовой изоляции вызывает локальное изменение падения магнитного потенциала на одном пазу F на величину тока замыкания I_d . Падение магнитного потенциала в зоне дефекта F_d характеризуется модулем и фазовым сдвигом [6]

$$|F_d| = \frac{E \cos(\varphi + \alpha)}{Z \operatorname{tg} \beta} \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \beta}; \quad (1)$$

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{E \cos(\varphi + \alpha)}{F Z + E \sin(\varphi + \alpha)}, \quad (2)$$

где $\varphi = \operatorname{arctg} (\omega L / R)$, $\omega = 2\pi f$ – круговая частота; E – ЭДС, наводящаяся в контуре при проведении испытаний; β – угол дополнительных потерь; α – фазовый угол, возникающий между током намагничивания I_h и магнитным потоком Φ вследствие гистерезисных потерь и потерь от вихревых токов в сердечнике.

Мощность дополнительных потерь при заданной (рабочей) индукции может быть определена как

$$P_d = \frac{E_b^2 F \sin \beta \cos \varphi}{E \cos(\alpha + \varphi + \beta)}, \quad (3)$$

где E_b – ЭДС, наводящаяся в контуре при заданной индукции.

Таким образом, изменение падения магнитного потенциала участка зависит от комплексного сопротивления контура замыкания Z . Как изменение модуля, так и изменение фазы падения магнитного потенциала можно рассматривать в качестве диагностических параметров при выявлении дефектных участков.

Для оценки влияния параметров контура и местоположения зоны дефекта на диагностические параметры был проведен расчет магнитного поля в зоне замыкания. Точный аналитический расчет распределения электромагнитного поля для различного местоположения зоны замыкания листов в пакете активной стали затруднен необходимостью рассматривать трехмерную область анизотропной среды со сложной геометрией, а также малой пригодностью конечных формул для дальнейшего анализа. Поэтому исследование магнитного поля проводилось численными методами для отдельных составляющих, что позволило свести задачу к рассмотрению двухмерных полей.

Полагая характеристику намагничивания активной стали прямолинейной, поток контура дефекта по принципу суперпозиции можно представить как сумму трех потоков, охватывающих контур дефекта,

$$\Phi_d = \Phi_{do} + \Phi_{dc} + \Phi_{dg}, \quad (4)$$

где Φ_{do} – поток, замыкающийся по окружности сердечника (по пути основного потока при кольцевом намагничивании); Φ_{dc} – поток, проходящий через соседние листы, а также вентиляционные каналы и замыкающийся по соседним пакетам; Φ_{dg} – поток, проходящий только в плоскости замкнутых листов в непосредственной близости от дефекта (при замыкании в глубине активной стали).

Такое представление магнитного потока позволяет провести расчет магнитного поля методом конечных разностей в области дефекта межлистовой изоляции с достаточной точностью.

Исследования магнитных полей в зоне дефекта межлистовой изоляции показали, что в случае замыкания в глубине активной стали по изменению одной из составляющих падения магнитного потенциала невозможно достоверно определить параметры контура дефекта и мощность дополнительных потерь. Это связано, во-первых, с ослаблением изменения разности потенциалов, измеряемой на поверхности расточки, по мере увеличения глубины местоположения дефекта. А, во-вторых, при увеличении глубины дефекта возрастает влияние индуктивной составляющей сопротивления контура. Это выражается в увеличении угла ϕ , характеризующего соотношение индуктивной и активной составляющих контура. В результате это вызывает снижение угла β и изменение амплитуды падения магнитного потенциала в месте дефекта.

Влияние ослабления сигнала на поверхности расточки можно учесть введением коэффициента ослабления сигнала k_{osl} . Падение потенциала, измеренное датчиком прибора,

$$\Delta F = F + k_{osl} I_d. \quad (5)$$

Оценка местоположения замыкания листов и активной мощности, рассеиваемой в зоне дефекта, затруднена тем, что коэффициент k_{osl} является функцией глубины дефекта, поэтому определение этих величин можно провести по заранее рассчитанным диаграммам зависимости глубины и мощности дефекта от составляющих изменения падения магнитного потенциала.

Проведенные расчеты показали, что в случае поверхностных дефектов в качестве диагностического параметра эффективнее использовать фазу изменения падения магнитного потенциала β . Для турбогенератора мощностью 300 МВт чувствительность измерений составляет 0,4 град/Вт. Это позволяет выявлять даже незначительные по значению дополнительной мощности замыкания листов. Однако при замыкании в глубине сердечника чувствительность по углу дополнительных потерь β резко падает и в центральной части спинки составляет всего 0,1 град/Вт. Амплитуда изменения падения магнитного потенциала при увеличении глубины местоположения замыкания меняется не так значительно. Так, при изменении глубины замыкания на 50% поверхности расточки уменьшение амплитуды магнитного потенциала составляет порядка 15–20%. Ее измерение позволяет более точно оценивать замыкания в глубине сердечника.

Максимально возможное значение мощности, выделяемой в зоне замыкания листов активной стали, ограничивается с увеличением глубины, что связано со снижением потока, охватываемого контуром дефекта, и усилением влияния его индуктивной составляющей. Таким образом, потенциальная опасность дефектов, расположенных в глубине, существенно ниже, чем для случая поверхностного замыкания.

Для достоверной оценки опасности дефекта необходимо установить связь между мощностью дополнительных потерь и величиной ожидаемого перегрева при работе. Экспериментальные значения перегревов в местах замыкания листов активной стали получить крайне тяжело. Это связано как со случаем характером появления такого рода дефекта, так и с весьма ограниченными возможностями штатного термоконтроля для выявления нагрева, возникающего при локальном замыкании листов.

С целью изучения распределения температурных полей сердечника статора для различных случаев дефекта была создана трехмерная модель пакета сердечника, учитывающая реальную геометрию зубцовой зоны и охлаждение за счет теплоотвода через радиальные вентиляционные каналы, со спинки статора, с поверхности зубцов, а также через изоляцию обмотки статора [7]. Моделирование замыкания листов проводилось заданием дополнительной мощности тепловыделения в элементарных объемах, соответствующих по местоположению замыканию.

положению поврежденному участку пакета активной стали.

Комплекс проведенных расчетов позволяет сделать следующие заключения:

1. Только совместное измерение составляющих изменения падения магнитного потенциала позволяет достаточно точно оценить мощность дополнительных потерь в зоне замыкания листов активной стали в случаях различного местоположения дефекта в пакете активной стали.

2. Замыкания листов активной стали с оценкой мощности дополнительных потерь до 20 Вт не представляют опасности для сердечников и изоляции обмотки статора. Опасные значения мощности дополнительных потерь должны определяться индивидуально для каждого турбогенератора с учетом режимов работы, их технического состояния, типа изоляции обмотки, распределения температур по сердечнику, а также на основе результатов электромагнитного контроля и оценок установившегося теплового поля в зоне выявленных дефектов. Для проведения такого анализа необходимо привлечение специализированных организаций.

3. Сравнение результатов электромагнитных испытаний и испытаний стали статора методом кольцевого намагничивания с индукцией, близкой к рабочей, показывает, что проведение последних после выполнения ЭМК целесообразно лишь в тех случаях, когда необходимо дополнительно уточнить степень опасности замыканий, устранение

которых сопряжено с большими затратами и объемами ремонтных работ. Для широкого внедрения ЭМК необходимо продолжение комплекса исследований электромагнитных и тепловых полей в зоне дефекта для детальной разработки диагностических параметров метода и критериев оценки степени опасности выявленных замыканий.

Список литературы

1. Повреждаемость и контроль зубцовых зон запеченных крайних пакетов стали сердечников статоров турбогенераторов / Бутов А. В., Мамиконянц Л. Г., Пикульский В. А. и др. – Электрические станции, 2001, № 5.
2. Гуревич Э. И., Мамиконянц Л. Г. Некоторые задачи диагностики теплового состояния электрических машин. – Электротехника, 1979, № 10.
3. РД-34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. М.: ЭНАС, 1998.
4. Алексеев Б. А. Диагностика турбогенераторов. М.: ЭНАС, 1998.
5. Электромагнитный метод выявления замыканий листов активной стали статора турбогенератора / Бутов А. В., Пикульский В. А., Поляков Ф. А., Шандыбин М. И. – Электрические станции, 1998, № 11.
6. Влияние местоположения замыкания листов на диагностические параметры при электромагнитных испытаниях активной стали турбогенераторов / Бутов А. В., Пикульский В. А., Поляков Ф. А., Шандыбин М. И. – Электротехника, 2000, № 5.
7. Оценка установившегося теплового поля в зоне локальных дефектов активной стали сердечника статора турбогенераторов / Бутов А. В., Пикульский В. А., Поляков Ф. А., Шандыбин М. И. – Электрические станции, 2000, № 10.

По страницам зарубежных журналов

- Крупнейший в мире стабилизатор напряжения Dynamic Voltage Restorer введен в строй летом 2000 г. на заводе полупроводников в Израиле. Две установки по 22,5 МВт·А позволяют нейтрализовать провалы напряжения на 35% во всех трех фазах и 50% в одной фазе в течение 500 мс. Стабилизатор выполнен компанией ABB на самых новых полупроводниковых приборах – транзисторах IGCT. (*IEEE Power Engineering Review*, 2000, № 12)
- Ученые Высшей технической школы в Цюрихе разработали метод устранения токов намагничивания при включении трансформатора с помощью управляемой коммутации. Метод практически применен в энергокомпании BPA (США). (*IEEE Power Engineering Review*, 2000, № 12)
- Кабельная электропередача постоянного тока Дания – Германия Kontek успешно проработала к 2001 г. 5 лет. Длина кабеля 172 км, из них 45 км – под водой. Напряжение 400 кВ, передаваемая мощность 600 МВт. (*IEEE Power Engineering Review*, 2000, № 10)
- Асинхронная связь между США и Мексикой осуществлена с помощью электропередачи постоянного тока типа HVDC-Light (разработка ABB). На подстанциях Eagle Pass, Texas и Piedras Negras, Mexico установлены преобразователи мощностью 36 МВт по схеме источ-

ника напряжения на транзисторах IGBT. (*IEEE Power Engineering Review*, 2000, № 10)

- Подготовка инженеров-энергетиков в США становится сложной проблемой; поступающие в высшие учебные заведения предпочитают специализироваться в области вычислительной техники и лишь малая их часть – в области энергетики. (*IEEE Spectrum*, 2000, № 10)
- Себестоимость электроэнергии АЭС США в 1999 г. составила 1,83 цента/(кВт·ч), для ТЭС, работающих на угле – 2,07 цента/(кВт·ч), на мазуте – 3,18 цента/(кВт·ч) и на природном газе – 3,52 цента/(кВт·ч). В расчет входит зарплата, эксплуатация, профилактика и ремонт, топливо. (*Bulletin SEV/VSE*, 2001, № 4)
- В 1999 г. производство электроэнергии в Финляндии составило 78 ТВт·ч, к 2010 г. планируется увеличить производство до 92 ТВт·ч. Значительную роль в производстве электроэнергии играет крупнейшая в стране АЭС Olkiluoto. (*Elektrizitaetswirtschaft*, 2001, № 1 – 2)
- Самая мощная энергоустановка в мире принятия энергокомпанией Chugach Electric (Аляска) в марте 2000 г. Установка состоит из пяти фосфорнокислотных топливных элементов по 200 кВт, поставленных International Fuel Cells, США. Общий КПД установки 87%, расчетный коэффициент готовности 99,999%. (*Power Engineering International*, 2001, № 1)

ОБМЕН ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОПЫТОМ

Ремонт вентильных разрядников в Донбасской электроэнергетической системе

Шинкаренко Г. В., канд. техн. наук

Донбасская электроэнергетическая система

На электростанциях и подстанциях в настоящее время эксплуатируется значительное количество вентильных разрядников. Замена их более совершенными нелинейными ограничителями перенапряжений будет происходить в течение длительного времени, определяемого экономическими возможностями, интенсивностью отбраковки и повреждений элементов вентильных разрядников (ЭВР), а также старением основного сетевого оборудования, следствием которого является ухудшение диэлектрических характеристик изоляции и снижение уровня испытательного напряжения. В ряде энергосистем, в том числе и в Донбасской электроэнергетической системе, признан экономически целесообразным ремонт ЭВР, забракованных по результатам профилактических испытаний.

Целью ремонта является приведение контролируемых параметров ЭВР (сопротивление $R_{\text{ЭВР(м)}}$, измеренное мегомметром 2,5 кВ, контрольный ток проводимости $i_{\text{ЭВР(к)}}$, получаемый при подаче постоянного напряжения, пробивное напряжение промышленной частоты $U_{\text{ЭВР(п)}}$, герметичность) в требуемые пределы [1] при сохранении максимально допустимого импульсного пробивного напряжения и остающегося напряжения.

В процессе ремонта не допускается замена отдельных дисков рабочего резистора, благодаря чему остающееся напряжение не изменяется. При наличии разрушенных дисков рабочий резистор меняется полностью на аналогичный, принадлежащий ЭВР такого же типа.

Сохранение максимально допустимого пробивного импульсного напряжения обеспечивается тем, что у ремонтируемого ЭВР порядок размещения внутренних деталей не изменяется, а регулирование единичных искровых промежутков (ИП) для получения заданного пробивного напряжения промышленной частоты осуществляется в пределах технологических разбросов, допускаемых заводом-изготовителем. Уровень технологических разбросов позволяет при массовом производстве не делать проверку пробивного импульсного напряжения ЭВР, а ограничиваться только контролем пробивного напряжения промышленной частоты.

Участок по ремонту ЭВР, созданный в Донбасской электроэнергетической системе, включает в себя площадку для мойки, чистки и осмотра вновь поступивших элементов, стенды для входного и выходного контроля, помещение для ремонта.

Фарфоровая покрышка ЭВР однозначно бракуется при любых трещинах на основном корпусе и фланцах и при сколах на теле основного корпуса. При обнаружении сколов на ребрах и выкрашивания цементных швов возможность ремонта определяется в соответствии с "Указаниями по монтажу, отбраковке и восстановительному ремонту опорно-стержневых изоляторов" [2].

Входной контроль перед ремонтом и выходной контроль после ремонта производятся в следующей последовательности:

- измерение $R_{\text{ЭВР(м)}}$;
- измерение $i_{\text{ЭВР(к)}}$;
- измерение $U_{\text{ЭВР(п)}}$;
- проверка герметичности.

Перед проведением входного контроля вскрывается (высверливается) контрольное отверстие на крышке верхнего узла уплотнения.

Если $R_{\text{ЭВР(м)}}$ не превышает нескольких мегаом, то измерения $i_{\text{ЭВР(к)}}$ и $U_{\text{ЭВР(п)}}$ не проводятся. Следует отметить, что наряду с типичными причинами снижения сопротивления, указанными в [1] (увлажнение шунтирующих резисторов, отложение продуктов коррозии между электродами ИП), возможно образование токопроводящей пленки на внутренней поверхности фарфоровой покрышки и на поверхностях фарфорового цилиндрического корпуса, внутри которого размещены блоки ИП. Токопроводящая пленка возникает в ЭВР, содержащих влагопитывающий элемент, при поступлении большого количества влаги внутрь фарфоровой покрышки.

На выходе выпрямительной установки, используемой для измерения $i_{\text{ЭВР(к)}}$, параллельно сглаживающему конденсатору для повышения точности измерений включен высоковольтный резисторный делитель напряжения, рассчитанный на 50 кВ. Его низковольтное плечо на момент измерений присоединяется к электронному вольтметру.

Напряжение $U_{\text{ЭВР(п)}}$ определяется на стенде, электрическая схема которого приведена на [рис. 1](#).

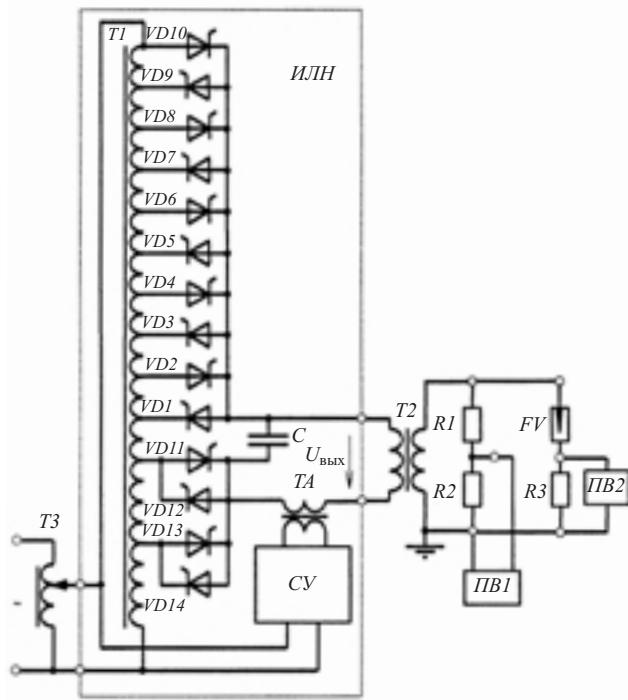


Рис. 1. Электрическая схема автоматического стенда для определения пробивного напряжения ЭВР

Он содержит источник линейно нарастающего по амплитуде синусоидального напряжения (*ИЛН*) и два пиковых вольтметра – первый *ПВ1* и второй *ПВ2*. Второй пиковый вольтметр используется только в случае снятия вольт-амперных характеристик (ВАХ) шунтирующих резисторов ЭВР. Основным элементом *ИЛН* является автотрансформатор *T1*, содержащий обмотку с отпайками, к которым присоединены тиристоры *VD1* – *VD14*. Тиристоры *VD1* – *VD10* образуют один полюс питания, а *VD11* – *VD14* – другой. Переключение отпаек автотрансформатора *T1* разбито на два цикла общей длительностью 0,2 с. На всем интервале времени первого цикла, равного 0,1 с, включены тиристоры *VD11* и *VD12*. На втором интервале времени в работу вступают тиристоры *VD13* и *VD14*.

Рассмотрим процессы на первом интервале.

Схема управления *СУ* (разработана инж. Ярошевским В. Г.) подает одновременно два одинаковых сигнала на открытие тиристоров *VD1* и *VD11*, *VD12* с запаздыванием относительно момента перехода питающего напряжения через нулевое значение, равным t_α (рис. 2). Длительность сигналов

$$t_{\text{им}} = k \left(\frac{T}{2} - t_\alpha \right),$$

где T – период промышленной частоты; $k = 0,5 \div 0,8$ – коэффициент отстройки.

К первичной обмотке высоковольтного трансформатора *T2* подключаются отпайки обмотки автотрансформатора *T1*, дающие 5% всего диапазона регулирования выходного напряжения $U_{\text{вых}}$. Через тиристор *VD1* начнет протекать ток i_{VD1} . На рис. 2 промежуток времени между моментами спада до нуля напряжения $U_{\text{вых}}$ и тока i_{VD1} обозначен t_β .

Время t_β регулируется подбором емкости конденсатора *C*, включенного через первичную обмотку трансформатора тока *TA* параллельно обмотке низкого напряжения высоковольтного

Перечень дефектов ЭВР

Узел ЭВР	№	Наименование дефекта
Фарфоровая покрышка	1	Загрязнение наружной поверхности фарфоровой покрышки
	2	Сколы ребер фарфоровой покрышки
	3	Трещины ребер фарфоровой покрышки
	4	Наружные сколы тела фарфоровой покрышки
	5	Наружные трещины тела фарфоровой покрышки
	6	Выкрашивание цементных швов
	7	Плохая окраска наружных цементных швов
	8	Загрязнение внутренней поверхности фарфоровой покрышки
	9	Внутренние трещины тела фарфоровой покрышки
	10	Трещина фланца
	11	Непрошибленные отверстия для стока воды
Верхний (нижний) узел уплотнения	12	Деформация резиновой прокладки
	13	Поломка болтов на фланце
	14	Ржавчина на крышках
	15	Незапаянное контрольное отверстие на крышке
Комплект дисков рабочего резистора	16	Трещина крышки
	17	Разрушение дисков рабочего резистора
	18	Отклеивание фиксирующих фетровых наклеек дисков рабочего резистора
	19	Увлажнение дисков рабочего резистора
Блок единичных искровых промежутков	20	Загрязнение поверхности фарфорового цилиндрического корпуса (корпусов)
	21	Поломка шунтирующих резисторов
	22	Деформация картонных фиксаторов фарфорового цилиндрического корпуса (корпусов)
	23	Ржавчина стальных перемычек между шунтирующими резисторами
	24	Поломка стальных перемычек между шунтирующими резисторами
	25	Увлажнение шунтирующих резисторов
Оценка входных испытаний	26	Поломка шунтирующих конденсаторов
	27	Пониженное сопротивление
	28	Повышенное сопротивление
	29	Пониженный контрольный ток проводимости
	30	Повышенный контрольный ток проводимости
	31	Пониженное пробивное напряжение
	32	Повышенное пробивное напряжение
	33	ЭВР негерметичен

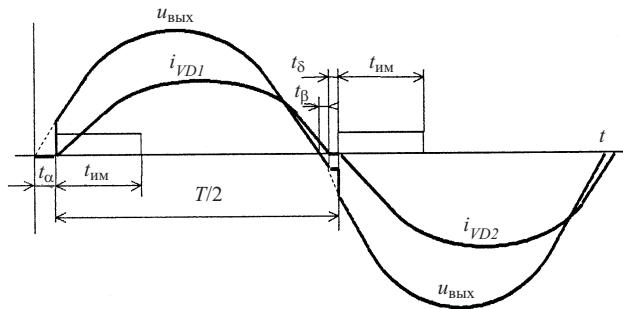


Рис. 2. Кривые напряжения и тока на выходе источника линейно нарастающего по амплитуде синусоидального напряжения

трансформатора $T2$. Через время $0,5T$ после открытия тиристора $VD1$ в начале второй половины периода промышленной частоты снова формируются два сигнала, которые подаются на управляющие электроды тиристоров $VD2$ и $VD11$, $VD12$. Эти тиристоры включают отпайки $T1$, дающие уже 10% диапазона регулирования $u_{\text{вых}}$. Между моментами спада тока i_{VD1} до нуля и отпиранием тиристора $VD2$ существует промежуток времени

$$t_{\delta} = t_{\alpha} - t_{\beta},$$

достаточный для надежного запирания $VD1$ и предотвращения короткого замыкания части обмотки $T1$, заключенной между $VD1$ и $VD2$.

На этом промежутке напряжение $u_{\text{вых}}$ не спадает до нуля благодаря разряду емкости C на обмотку низкого напряжения трансформатора $T2$. Крупный фронт нарастающего напряжения в момент включения тиристора $VD2$ создает переходный процесс, который существует на начальном участке синусоиды $u_{\text{вых}}$, быстро затухает и вследствие этого не влияет на уровень пробивного напряжения промышленной частоты. Через открытый тиристор $VD2$ начинает протекать ток i_{VD2} .

Далее процесс повторяется для тиристора $VD3$ и т.д. При этом все большее число витков трансформатора $T1$ подключается к низковольтной обмотке трансформатора $T2$, что приводит к линейному возрастанию амплитуды $u_{\text{вых}}$ в каждом полупериоде.

Через время $t_{\text{ц1}} = 0,1$ с после начала процесса, когда заканчивается первый цикл и спадает к нулю ток, протекающий через тиристор $VD10$, начинается второй цикл и возникает очередная пара сигналов управления. Один из них снова откроет тиристор $VD1$, а второй – вместо тиристоров $VD11$ и $VD12$ поступит на $VD13$ и $VD14$. Это приводит к тому, что в работу включается новая часть обмотки трансформатора $T1$, число витков в которой равно числу витков, заключенных между отпайками, присоединенными к тиристорам $VD11$, $VD12$ и $VD10$. На всем протяжении второго цикла $t_{\text{ц2}} = 0,1$ с тиристоры $VD13$ и $VD14$ открываются на

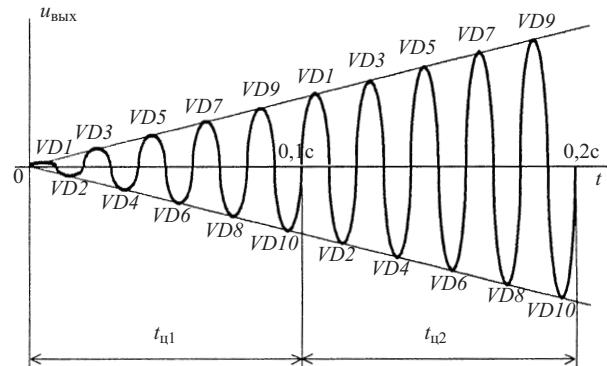


Рис. 3. Напряжение на выходе ИЛН при двух циклах работы тиристоров

каждом полупериоде напряжения $u_{\text{вых}}$, а тиристоры $VD1$ – $VD10$ вступают в работу последовательно в соответствии с номером полупериода. Благодаря этому продолжается линейное нарастание амплитуды синусоидального напряжения (рис. 3). Общее число полупериодов в первом и втором циклах равно 20.

В состав схемы управления СУ входит полупроводниковое реле, которое подключается к вторичной обмотке трансформатора тока $T4$. Оно блокирует сигналы управления, если происходит пробой вентильного разрядника FV , сопровождающийся резким возрастанием тока в первичной обмотке $T4$. Его уставка отстраивается от суммы тока холостого хода $T2$ и приведенного максимального тока ЭВР непосредственно перед его пробоем. Предельное амплитудное значение тока ЭВР перед его пробоем – предпробойного тока проводимости $i_{\text{ЭВР(п)}}$ – принято 150 мА, что соответствует току 75 А в обмотке низкого напряжения трансформатора $T2$ типа ИОМ-100/25. Используемая схема включения реле позволяет не только ограничить время протекания тока через сработавший ЭВР, но и защитить ИЛН от коротких замыканий по внешней цепи.

Вход ИЛН присоединен к регулировочному автотрансформатору $T3$, что позволяет изменять скорость нарастания амплитуды и вследствие этого получать пробой ЭВР на последнем, двадцатом, полупериоде напряжения. К высоковольтной обмотке трансформатора $T2$ подключен делитель напряжения, собранный на резисторах $R1$ и $R2$, к низковольтному плечу которого присоединен первый пиковый вольтметр $PV1$. Для контроля тока в цепи ЭВР FV используется резистор $R3$, к которому может подключаться второй пиковый вольтметр $PV2$. Пиковый вольтметр $PV1$ запоминает максимальное напряжение, подававшееся на ЭВР. Это может быть $U_{\text{ЭВР(п)}}$, если по факту сигнализации действия полупроводникового реле в схеме управления фиксируется пробой ЭВР.

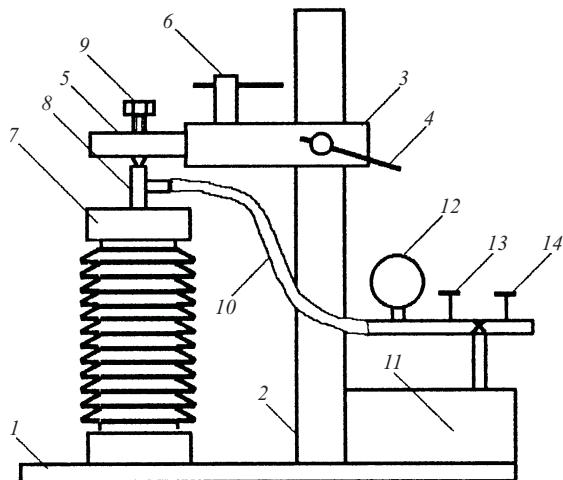


Рис. 4. Стенд для проверки герметичности ЭВР

Стенд для проверки герметичности ЭВР (разработан инж. Зольником Ю. В.) имеет основание 1 (рис. 4), на котором установлено стойка 2. Вдоль стойки 2 может перемещаться кронштейн 3, который фиксируется зажимным винтом 4. В кронштейне вставляется выдвижная планка 5, которая фиксируется зажимным винтом 6. Отсос воздуха из внутренней полости ЭВР 7 осуществляется с помощью вакуумного наконечника 8, который прижимается к контрольному отверстию на крышке верхнего узла уплотнения с помощью зажимного винта 9. Вакуумный наконечник через вакуумный шланг 10 присоединен к вакуумному насосу 11. Разрежение внутри ЭВР контролируется вакуумметром 12. Сохранение вакуума в ЭВР обеспечивается отсекающим вентилем 13. Сброс вакуума производится с помощью спускного вентиля 14.

Порядок работы на стенде следующий. На основание 1 устанавливается ЭВР 7. Кронштейн 3 фиксируется на необходимой высоте. На контрольное отверстие ставится вакуумный наконечник 8. Выдвижная планка 5 вытягивается на необходимое расстояние из кронштейна, после чего вакуумный наконечник прижимается к крышке верхнего уплотнения зажимным винтом 9. Закрывается спускной вентиль 14 и открывается отсекающий вентиль 13, после чего включается вакуумный насос 11. После достижения разрежения, равного $-0,4 \text{ кгс}/\text{см}^2$, закрывается отсекающий вентиль 13 и вакуумный насос отключается. ЭВР в таком состоянии выдерживается сутки.

Если изменение давления не превысит $0,1 \text{ кгс}/\text{см}^2$, то ЭВР считается герметичным. Эта норма практически не отличается от установленной в [1], однако контроль в течение суток удобен тем, что его можно осуществлять вакуумметром невысокого класса точности. Опыт показывает, что отсутствие герметичности ЭВР, выявленное

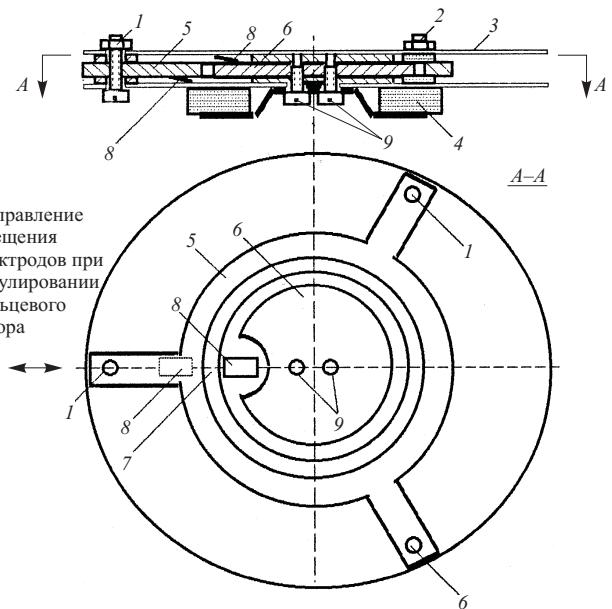


Рис. 5. Единичный искровой промежуток с магнитным гашением дуги

при входном контроле, вызывается во многих случаях трещинами на краях полого фарфорового цилиндра покрышки, закрытыми снаружи фланцами и обнаруживаемыми только при внутреннем осмотре.

Ограниченнность запасных частей в энергосистемах и формирование запаса из бывших в эксплуатации ЭВР заставляет увеличивать глубину ремонта и выходить за те ограничения, которые установлены в нормативных документах [1]. Вследствие этого в Донбасской электроэнергетической системе порядок ремонта имеет ряд особенностей, связанных, в основном, с восстановлением характеристик ИП. В первую очередь регулируются те ИП, у которых пробивное напряжение вышло за допустимые пределы.

Суммарное увеличение или уменьшение пробивного напряжения ИП всех блоков должно быть примерно равно разнице между средним значением допустимого диапазона и пробивным напряжением, зафиксированным при входном контроле. Пробивные напряжения всех ИП после регулирования суммируются. Полученная сумма делится на число блоков, в результате чего становится известным среднее пробивное напряжение блока $U_{6(n)cp}$. Затем ИП подбираются в группы с суммарным пробивным напряжением каждой из них, равным приблизительно $U_{6(n)cp}$. Из подобранных групп осуществляется сборка блоков.

Далее проверяется пробивное напряжение всего комплекта. Для этого диски рабочего резистора ремонтируемого или другого аналогичного ЭВР устанавливаются в виде колонки на заземленное металлическое основание, сверху ставится комп-

Предприятие	Тип	Год выпуска	Заводской номер	Ремонтный шифр
Результаты наружного осмотра				
Результаты входного контроля				
Сопротивление, МОм				
Контрольный ток проводимости, мкА				
Действующее значение пробивного напряжения, кВ				
Проверка герметичности (герметичен, негерметичен)				
Оценка результатов входного контроля				
Результаты внутреннего осмотра				
Объем сделанного ремонта				
Результаты выходного контроля				
Сопротивление, МОм				
Контрольный ток проводимости, мкА				
Действующее значение пробивного напряжения, кВ				
Проверка герметичности				
Элемент вентильного разрядника к эксплуатации годен				
Примечание _____				
Паспорт заполнил: _____ (должность, Ф.И.О., подпись) _____ (дата)				

Рис. 6. Форма ремонтного паспорта

лект блоков ИП и груз 5 – 10 кг, после чего присоединяется стенд для определения пробивного напряжения. Если результат проверки окажется неудовлетворительным, то после повторной разборки регулируются те ИП, у которых пробивное напряжение находится в допустимом диапазоне, но близко к его границе.

Регулировка пробивного напряжения ИП с магнитным гашением дуги осуществляется следующим образом. Откручиваются две гайки, навинченные на винты 1 (рис. 5), скрепляющие части единичного искрового промежутка, и ослабляется третья гайка аналогичного винта 2. После этого диск с мikanитовой прокладкой 3, расположенный с противоположной стороны от кольцевого магнита 4 (9 – винты кольцевого магнита), отводится в сторону по оси винта 2 с ослабленной третьей гайкой. Три упомянутых винта слегка откручиваются, вследствие чего ослабляется крепление внешнего электрода 5. За счет разницы в диаметрах отверстий для винтов и самих винтов 1, 2 внешний электрод 5 может смещаться относительно внутреннего электрода 6. Изменение кольцевого зазора 7 между электродами осуществляется по радиусу крепления подсвечивающих электродов 8. Затем винты 1, 2 закручиваются, диск с мikanитовой прокладкой 3 возвращается в исходное положение и зажимается тремя гайками.

После сборки ЭВР осуществляется выходной контроль, порядок и содержание которого не отличаются от входного контроля. Результаты ремонта оформляются в виде ремонтного паспорта, форма

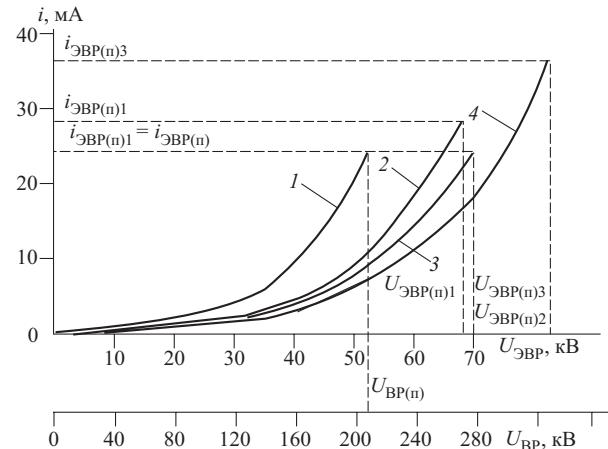


Рис. 7. Графическое определение пробивного напряжения вентильного разрядника с использованием ВАХ его элементов:

$1 - i_{BP}(U_{BP})$; $2 - i_{EBP1}(U_{EBP})$; $3 - i_{EBP2}(U_{EBP})$; $4 - i_{EBP3}(U_{EBP})$

которого показана на рис. 6. Отремонтированному ЭВР присваивается ремонтный шифр, который пишется влагостойкой краской на крышке верхнего узла уплотнения. Использование ремонтного шифра обязательно, так как у многих длительно эксплуатировавшихся ЭВР невозможно распознать на бирке заводской номер и год выпуска. В этом случае только по ремонтному шифру можно вести дальнейшую диагностическую документацию и выставлять претензии по ремонту. Заполнение полей “Результаты наружного осмотра”, “Оценка результатов входного контроля”, “Результаты внутреннего осмотра”, “Объем сделанного ремонта” формализовано и осуществляется в соответствии с перечнем типовых дефектов ЭВР, приведенным в таблице, и перечнем типовых ремонтных работ, составленным на ее основе.

В соответствии с [1] вентильные разрядники типа РВС комплектуются из элементов, принадлежащих одним и тем же группам. Номер группы зависит от года выпуска, сопротивления $R_{EBP(m)}$ или тока $i_{EBP(k)}$. Введение групп обусловлено большим разбросом ВАХ шунтирующих резисторов. Нарушение порядка комплектации разрядника может привести к снижению пробивного напряжения и его выходу за допустимые пределы вследствие неравномерного распределения напряжения между элементами. Во многих случаях персонал вынужден нарушать требуемый порядок комплектации из-за ограниченного запаса ЭВР в энергосистемах. Комплектацию можно признать допустимой, если получающееся при этом пробивное напряжение разрядника $U_{BP(n)}$ не выходит за допустимые пределы, а напряжение на каждом его элементе в процессе гашения дуги не превышает номинального значения $U_{EBP,n,d}$, т.е. наибольшего допустимого значения, при котором обеспечивается надежное

погасание электрической дуги в единичных искровых промежутках.

Рассмотрим метод подбора ЭВР на примере РВС-110, собираемого из трех элементов типа РВС-33, у которых из-за испорченных металлических бирок с паспортными данными неизвестны даты изготовления. Сопротивления $R_{\text{ЭВР}(M)}$ у них составляют соответственно 2000, 1650 и 1500 МОм, а контрольные токи проводимости $i_{\text{ЭВР}(k)}$ равны 0,45, 0,5 и 0,46 мА. Для каждого из ЭВР определяется ВАХ в диапазоне $0 < U_{\text{ЭВР}} \leq U_{\text{ЭВР}(n)}$.

Для этого используется второй пиковый вольтметр *PB2* (рис. 1), который фиксирует напряжение на резисторе R_3 , пропорциональное максимальному току, протекающему через ЭВР. Регулятор автотрансформатора T_3 устанавливается в такое положение, при котором на последнем, двадцатом, полупериоде напряжение на ЭВР будет равно заданному значению $U_{\text{ЭВР}}$.

Первый и второй пиковые вольтметры зафиксированы $U_{\text{ЭВР}}$ и соответствующее ему максимальное напряжение U_{R3} на резисторе R_3 . Тогда ток $i_{\text{ЭВР}} = U_{R3}/R_3$. На рис. 7 показаны три полученные ВАХ: $i_{\text{ЭВР}1}(U_{\text{ЭВР}})$, $i_{\text{ЭВР}2}(U_{\text{ЭВР}})$ и $i_{\text{ЭВР}3}(U_{\text{ЭВР}})$. Для каждого ЭВР устанавливаются пробивные напряжения $U_{\text{ЭВР}(n)1}$, $U_{\text{ЭВР}(n)2}$, $U_{\text{ЭВР}(n)3}$ и соответствующие им предпробойные токи проводимости $i_{\text{ЭВР}(n)1}$, $i_{\text{ЭВР}(n)2}$, $i_{\text{ЭВР}(n)3}$. Строится результирующая ВАХ $i_{\text{ВР}}(U_{\text{ВР}})$ для всего разрядника. Каждая точка этой ВАХ определяется путем суммирования трех напряжений $U_{\text{ЭВР}1}$, $U_{\text{ЭВР}2}$, $U_{\text{ЭВР}3}$ при одинаковом токе $i_{\text{ЭВР}} = i_{\text{ВР}}$. Пробой вентильного разрядника произойдет при таком напряжении $U_{\text{ВР}(n)}$, при котором ток $i_{\text{ВР}}$ достигнет значения $i_{\text{ВР}(n)} = \min(i_{\text{ЭВР}(n)1}, i_{\text{ЭВР}(n)2}, i_{\text{ЭВР}(n)3})$. В данном случае $i_{\text{ВР}(n)} = i_{\text{ЭВР}(n)2} = 24$ мА и $U_{\text{ВР}(n)} = 210$ кВ.

Первое условие применимости подобранных комплекта ЭВР

$$U_{\text{ВР}(n)\text{мин}} \leq U_{\text{ВР}(n)} \leq U_{\text{ВР}(n)\text{макс}}, \quad (1)$$

где $U_{\text{ВР}(n)\text{мин}}$ и $U_{\text{ВР}(n)\text{макс}}$ – нижняя и верхняя границы допустимого диапазона пробивных напряжений вентильного разрядника. У вентильного разрядника типа РВС-110 $U_{\text{ВР}(n)\text{мин}} = 220$ кВ и $U_{\text{ВР}(n)\text{макс}} = 250$ кВ [1].

Второе условие связано с проверкой распределения напряжения между ЭВР при допустимом повышении в сети напряжения промышленной частоты $U_{\text{ВРдоп}}$ и имеет вид

$$\max(U_{\text{ЭВРдоп}1}, U_{\text{ЭВРдоп}2}, \dots, U_{\text{ЭВРдоп}n}) \leq U_{\text{ЭВРн.д.}}, \quad (2)$$

где n – общее число элементов в разряднике; $U_{\text{ЭВРдоп}j}$, $j = 1, 2, \dots, n$ – напряжение на j -м элементе при подаче на разрядник напряжения $U_{\text{ВРдоп}}$.

Для вентильных разрядников типа РВС и РВМГ [3]

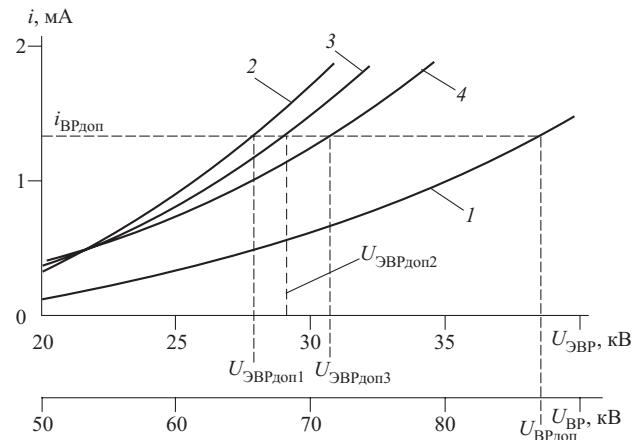


Рис. 8. Графическая проверка распределения напряжения между ЭВР при допустимом повышении в сети напряжения промышленной частоты:

$1 - i_{\text{ВР}}(U_{\text{ВР}}); 2 - i_{\text{ЭВР}1}(U_{\text{ЭВР}}); 3 - i_{\text{ЭВР}2}(U_{\text{ЭВР}}); 4 - i_{\text{ЭВР}3}(U_{\text{ЭВР}})$

$$U_{\text{ВРдоп}} = 1,38U_{\text{ном}}/\sqrt{3},$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное линейное напряжение электрической сети, к которой подключен разрядник.

Для разрядника РВС-110 $U_{\text{ВРдоп}} = 87,8$ кВ. Этому напряжению на ВХА $i_{\text{ВР}}(U_{\text{ВР}})$ соответствует ток $i_{\text{ВРдоп}} = i_{\text{ЭВРдоп}1} = i_{\text{ЭВРдоп}2} = i_{\text{ЭВРдоп}3} = 1,3$ мА (рис. 8). У первого, второго и третьего ЭВР такому току соответствуют напряжения: $U_{\text{ЭВРдоп}1} = 27,9$ кВ; $U_{\text{ЭВРдоп}2} = 29,1$ кВ; $U_{\text{ЭВРдоп}3} = 30,8$ кВ. Для РВС-33 $U_{\text{ЭВРн.д.}} = 33,0$ кВ [1]. Полученные результаты показывают, что рассмотренные три элемента удовлетворяют условиям (1) и (2) и могут быть использованы для комплектации разрядника РВС-110.

У исправных ЭВР типа РВМГ в соответствии с [1] сопротивления $R_{\text{ЭВР}(M)}$, измеренные на заводе или в начале эксплуатации, должны находиться в пределах 400 – 2500 МОм. На ремонт часто поступают ЭВР, у которых $i_{\text{ЭВР}(k)}$ и $U_{\text{ЭВР}(n)}$ удовлетворяют установленным нормам, а $R_{\text{ЭВР}(M)}$ достигает 3000 – 4000 МОм. Чистка контактов на стальных перемычках, соединяющих полукольца шунтирующих резисторов, сушка резисторов, удаление ржавчины на сжимающих пружинах и крышках узлов уплотнения, как правило, не приводят к получению сопротивления ниже 2500 МОм. Для принятия решения о пригодности таких ЭВР к эксплуатации можно воспользоваться методикой, которая приведена для ЭВР типа РВС.

Она может применяться также в случаях: замены в комплекте разрядника типа РВС одного или нескольких ЭВР с несовпадающими группами комплектации;

отсутствия данных о месте установки запальних ЭВР в комплекте разрядника типа РВМГ, и

возможной замены их обычными (незапальными) элементами;

замены в комплекте разрядника типа РВМГ одного или нескольких ЭВР с сопротивлениями $R_{\text{ЭВР(м)}}$, выходящими за пределы разброса, допускаемого заводской инструкцией.

В строке "Примечание" ремонтного паспорта для ЭВР типа РВМГ, у которых $R_{\text{ЭВР(м)}}$ превышает верхнюю границу допустимого диапазона, и для ЭВР типа РВС, у которого неизвестен год выпуска, пишется: "Монтаж возможен только в комплекте с согласованными по вольт-амперным характеристикам элементами разрядника". При этом подразумевается:

снятие ВАХ у всех элементов комплектуемого вентильного разрядника, включая отремонтированный элемент;

графическое определение пробивного напряжения и возможности гашения дуги у комплектуемого вентильного разрядника.

Вывод

В Донбасской электроэнергетической системе разработаны аппаратура и методика, которые позволяют делать углубленный централизованный ремонт элементов вентильных разрядников.

Список литературы

1. Инструкция по эксплуатации средств защиты от перенапряжений. М.: СПО Союзтехэнерго, 1986.
2. Сборник директивных материалов по эксплуатации энергосистем (электротехническая часть). М.: Энергоатомиздат, 1981.
3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. М.: Энергоатомиздат, 1989.

ЗиОМАР

Инженерная компания ЗиОМАР и машиностроительный завод «ЗиО-Подольск» предлагают разработки и производство трубчатых воздухоподогревателей (ТВП) для паровых котлов и печей, имеющих минимальные перетоки воздуха и меньшую стоимость и превосходящие по экономичности, износостойкости и коррозионной стойкости вращающиеся регенеративные воздухоподогреватели.

В отличие от других известных ТВП они

- более компактны
- менее металлоемки
- коррозионно- и износостойки

ТВП ЗиО применимы при сжигании любых топлив и для работы в любом температурном режиме.

Предложения ЗиО базируются на многолетнем опыте производства и эксплуатации ТВП ЗиО в СССР и за рубежом.

Характеристики ТВП ЗиО опубликованы в журналах:

- «Теплоэнергетика», 1996, № 4; 1999, № 9
- «Энергетик», 2002, № 5
- «Промышленная энергетика», 2002, № 1.

*Контактный телефон: (0967) 654208, из Москвы (27) 654208,
факс: (095) 747-10-16 – Липец Адольф Ушерович.*

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Состояние и проблемы развития электроэнергетики Азербайджанской Республики

Гусейнов А. М., доктор техн. наук, Юсифов Н. А., канд.техн. наук

АзНИИ энергетики Энергопроекта – АО Азерэнержи

Электроэнергетика АР на протяжении своей истории являлась динамично развивающейся и играла доминирующую роль в Закавказском регионе. В 60-е годы генерирующая мощность энергосистемы была увеличена на 1400 МВт (ГРЭС Али-Байрамлы, ГРЭС “Северная”, Сумгаитская ТЭЦ-1), в 70-е годы – на 390 МВт (Сумгаитская ТЭЦ-2, Сарсанг и Аракс ГЭС), в 80-е годы – на 2780 МВт (АзГРЭС, Шамкир ГЭС). АзГРЭС, построенная на некотором удалении (250 – 300 км) от центра электропотребления (г. Баку – г. Сумгаит), имеет важное региональное значение. Несмотря на появление застойных признаков в экономике 80-х годов производство и потребление электроэнергии в эти годы в АР неизменно росли. Наибольшая выработка электроэнергии пришлась на 1988 г. – 23,47 млрд. кВт · ч. В настоящее время суммарная установленная мощность на 13 электростанциях составляет 5148 МВт, в том числе 4227 МВт – на ТЭС и 921 МВт – на ГЭС.

Экономический спад и кризис 90-х годов затронул и электроэнергетическую отрасль АР. Выработка электроэнергии упала с 23,36 млрд. кВт · ч в 1991 г. до 16,71 млрд. кВт · ч в 1997 г., т.е. на 28,5%. За этот же период потребление электроэнергии уменьшилось на 19,4%. Одновременно снизилось и производство тепла с 15,3 млн. Гкал в 1990 г. до 4,05 млн. Гкал в 1999 г. в г. Баку и других крупных городах АР [1]. После 1997 г. начался процесс увеличения производства электроэнергии, а еще ранее, с 1996 г., началось увеличение электропотребления. В результате в период 1991 – 2000 гг. снижение выработки составило 20,4%, а потребления – 5,6%, что свидетельствует о напряженности режима электроснабжения.

Существенные изменения произошли в структуре электропотребления. Значительная часть электропотребления сместилась в наиболее неэкономичную сферу – потребление населения (рис. 1). При отсутствии основных факторов, стимулирующих рост потребления на коммунально-бытовые нужды, фактический рост удельного веса электропотребления населением обусловлен резким снижением в 90-е годы промышленного производства.

Массовое использование электроэнергии для обогрева жилищ и офисов в зимнее время в совокупности с низкой эффективностью устаревшей системы учета расхода электроэнергии и сбора оплаты за ее использование усугубляет напряженность в энергосистеме.

Более 50% оборудования электростанций морально устарело и физически изношено. В 2001 г. фактически используемая мощность электростанций составила 3590 МВт, в том числе ТЭС – 3200 МВт и ГЭС –

390 МВт. В то же время зимний максимум 2001/2002 г. составил 3780 МВт, а 2002/2003 г. – по прогнозам составит 4150 МВт.

На эффективность работы ТЭС оказывает влияние изменение структуры топливообеспечения тепловых электростанций (рис. 2). Увеличение доли мазута в известной степени ухудшает показатели работы теплового оборудования. Удельный расход условного топлива на выработку 1 кВт · ч электроэнергии возрос с 364 г в 1991 г. до 410 г в 1999 г., а на производство 1 Гкал тепловой энергии за тот же период – со 181 до 216 кг. Ухудшение водного режима р. Куры привело к недоиспользованию на ГЭС в 2000 г. более 500 МВт.

Фактические потери мощности в распределительных электрических сетях находятся в пределах 14 – 15% [2].

Несмотря на положительные сдвиги в экономике (в 2000 г. ВВП по сравнению с 1999 г. возрос на 11%, средний уровень зарплаты также увеличился на 11%) тарифы на электроэнергию в сфере наибольшего (население) потребления остаются социально-ориентированными. Несовершенство системы учета и сбора средств за использованную электроэнергию привело к тому, что уровень сборов по г. Баку и г. Сумгаиту весьма низок. А общий сбор за отпущенную потребителям электроэнергию находится в пределах 32 – 34%.

Выход из кризиса, реформирование экономики применительно к рыночной системе, начавшийся процесс подъема экономики требуют проведения радикальных мер по развитию электроэнергетики и повышению ее эффективности. При этом необходим системный подход, хорошо зарекомендовавший себя применительно к таким системам, как электроэнергетика.

Решение проблем отрасли осуществляется на основе “Среднесрочной инвестиционной программы в государственном секторе Азербайджанской Республики на 1997 – 1999 гг.”. Планы развития разработаны на базе программы TACIS “Рекомендаций Правительству Азербайджанской Республики по развитию электроэнергетической отрасли до 2010 г.”. В 2001 г. завершен крупный проект, подготовленный Консультационной группой совместно со Всемирным банком по поручению Правительства: “Реструктуризация и реформы правовой базы в электроэнергетике и газовой промышленности Азербайджана”. В реализации проектов развития электроэнергетической отрасли и повышения эффективности ее функционирования на данном этапе следует выделять три основных направления.

1. Привлечение в электроэнергетическую отрасль иностранных инвестиций. Инвестиции направляются на строительство и ввод новых генерирующих мощностей, созданных на основе энергосберегаю-

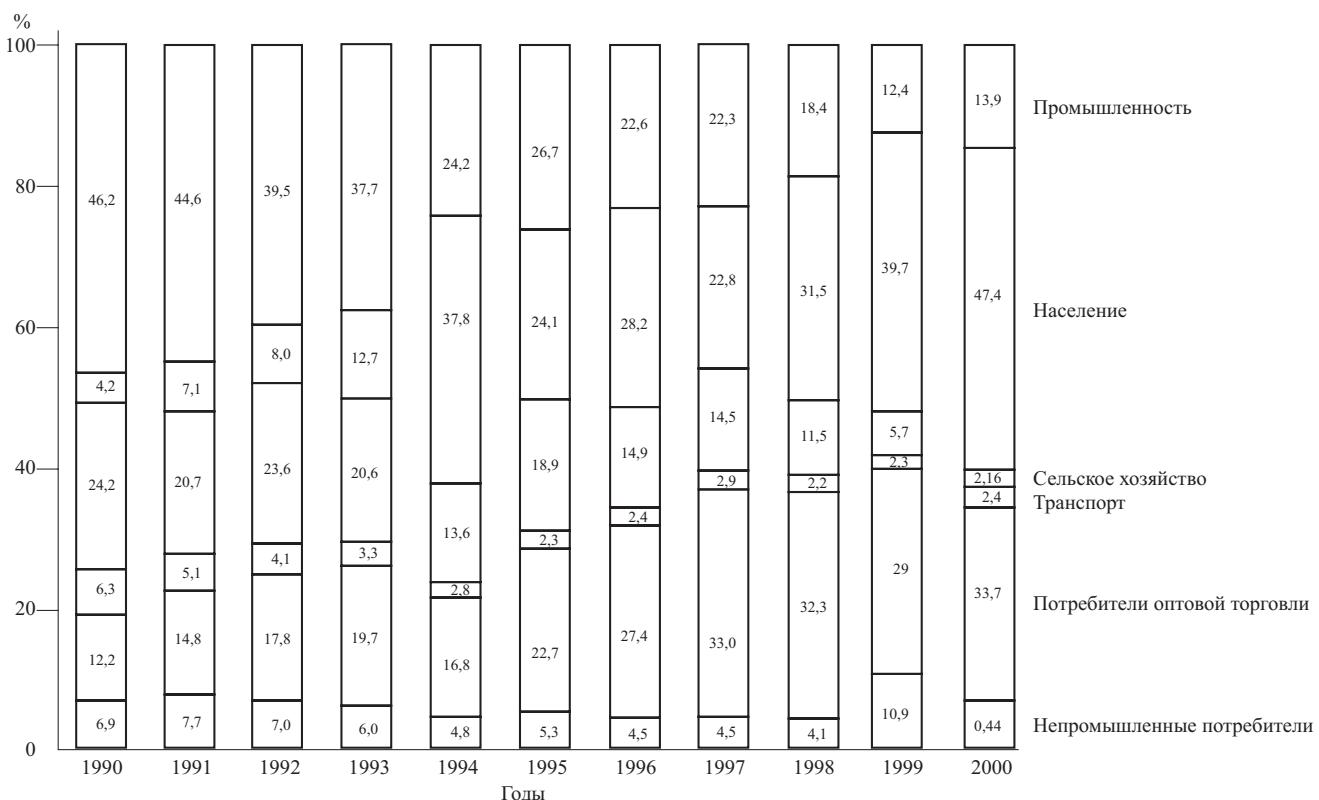


Рис. 1. Диаграмма изменения структуры электропотребления

щей и экологически более благоприятной технологии, и высвобождения физически изношенного и морально устаревшего оборудования. В связи с этим открыты кредитные линии Международного валютного фонда, Всемирного банка, Европейского банка реконструкции и развития, Исламского банка развития, японского, германского и других банков на сумму более чем на 600 млн. дол. США. За счет этих кредитов в 2000 г. завершено строительство и введена в строй Еникендская ГЭС мощностью 112,5 МВт.

Перспектива резкого увеличения добычи газа в АР (перспективные запасы природного газа оцениваются в 311 млрд. м³), а также реконструкция подходящих к Сумгайитским ТЭЦ и ГРЭС "Северная" газопроводов и строительство газохранилищ делают возможным ориентацию на внедрение на электростанциях установок ПГУ и ГТУ. В том же 2000 г. введена на Бакинской ТЭЦ-1 первая очередь ПГУ мощностью 55 МВт (тепловая мощность 130 МВт) с удельным расходом условного топлива 190 г/(кВт · ч). Во второй половине 2001 г. введена вторая очередь аналогичной установки.

Ближайшие проекты к реализации:

реконструкция ГРЭС "Северная" с внедрением на ней ПГУ мощностью 400 МВт;

реконструкция Сумгайитской ТЭЦ-1 с внедрением на ней также ПГУ мощностью 400 МВт.

Более дальние проекты предусматривают реконструкцию ГРЭС Али-Байрамлы, а также установку на упомянутых электростанциях вторых таких же блоков ПГУ. Таким путем осуществляется решение задачи удовлетворения растущих потребностей реанимируе-

мой экономики с одновременным выведением из эксплуатации устаревшего неэкономичного оборудования.

В рамках реализации Мингечаурского энергетического проекта ведутся работы по модернизации гидрогенераторов Мингечаурской ГЭС с увеличением ее мощности на 60 МВт, восстановлению и строительству новых системообразующих подстанций и линий 330 кВ, имеющих важное значение для надежной работы энергосистемы.

Большие проекты связаны с возобновлением строительных работ по вводу блока № 9 300 МВт на АзГРЭС, прерванных в начале 90-х годов. Ввод этого блока позволяет увеличить выработку электроэнергии на 1,8 млрд. кВт · ч в год с доведением экспортного потенциала до 2,0 млрд. кВт · ч в год.

Вместе с этим отрабатываются проекты восстановления малых ГЭС, в том числе в Нахичеванской Автономной Республике, а также ВЭС мощностью 30 МВт на Ашхероне (вблизи г. Баку).

С учетом высвобождения из баланса старого оборудования до 2010 г. ожидается доведение выработки электроэнергии до 31 млрд. кВт · ч в год, а установленной мощности до 6940 МВт при нагрузке 5070 МВт.

2. Реструктуризация электроэнергетической отрасли. Реализация этой важной части планов характеризуется весьма осторожным подходом. Во многих развитых странах, экономика которых уже на протяжении многих десятилетий функционировала в рыночных условиях, в 80-х годах начался процесс реструктуризации электроэнергетических отраслей. Реструктуризация осуществляется с учетом особенностей электроэнергетики и экономики в целом, с учетом предысто-

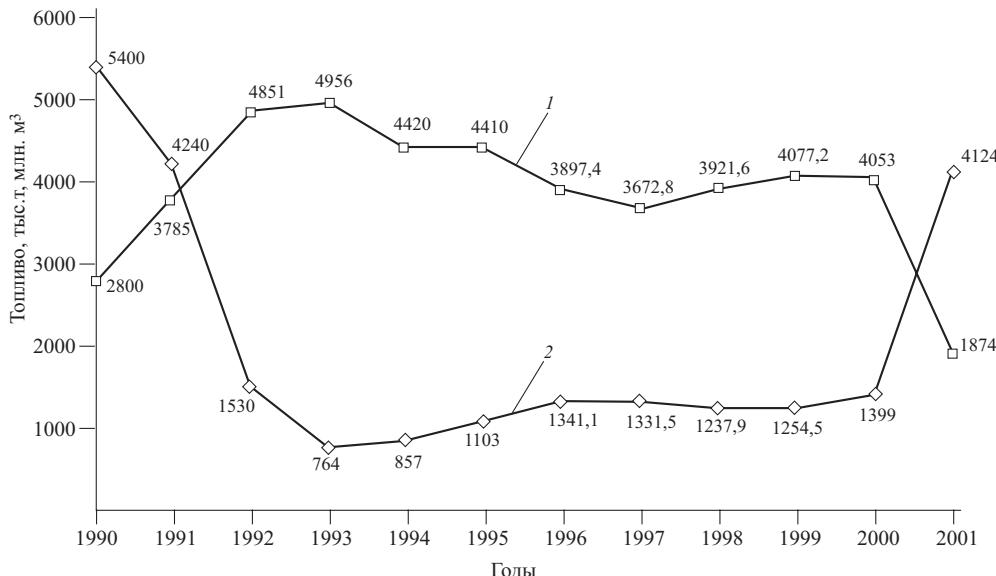


Рис. 2. Динамика изменения структуры топливоснабжения электростанций:

1 – мазут; 2 – газ

рии развития [3]. Сформированы различные формы собственности [4]: государственная (Франция, Греция, Ирландия), смешанная (США), частная (Бельгия, Великобритания, Испания). Результаты реструктуризации неоднозначны: от достижения высокого уровня эффективности (Великобритания) [5] до нарушения надежности электроснабжения (Калифорния, США) [4]. В условиях Азербайджана реструктуризация должна служить следующим целям и задачам: совершенствование системы и структуры управления, совершенствование системы управления тарифами, нормализация коммерческой и производственной деятельности, повышение долгосрочной финансовой жизнеспособности, повышение энергетической эффективности.

В 1996 г. было создано АО Азерэнержи со 100% акций в руках государства. Позже в некоторых электрических сетях в качестве эксперимента были внедрены краткосрочные (2 – 3 года) проекты передачи в управление. Более активным процессом реструктуризации стал после выхода в 2000 г. второй программы приватизации, в которую были включены предприятия промышленности, в том числе некоторые предприятия ТЭК. Около 50 предприятий электрических сетей объединены в четыре крупные электрические сети: Бакинская, Сумгаитская, Али-Байрамлинская и Гянджинская. Созданы три акционерные компании распределения электрической энергии, которые осуществляют процедуру купли-продажи на основе соглашений. Правительство ведет работу над программой реализации долгосрочных (на срок не более 25 лет) управленических контрактов. С 1 января 2002 г. Бакинская электрическая сеть передана на долгосрочное управление турецкой компании "Barmek Holding" и Азерэнержи ООО. Запущена процедура передачи Сумгаитской, Гянджинской и Али-Байрамлинской распределительных сетей в управление на конкурсной основе, где участвуют такие фирмы, как Бакинский завод высоковольтного оборудования и др.

В структуре АО Азерэнержи разделены функции генерации и передачи путем организации двух соответствующих управлений. Дальнейшие шаги в реструкту-

ризации очевидны: создание, по крайней мере, четырех акционерных компаний на основе преобразования электростанций: АзГРЭС, ГРЭС Али-Байрамлы, объединение остальных ТЭС, объединение ГЭС. Глубина преобразований будет зависеть от эффективности поэтапных шагов. Компания по электропередаче также будет представлять акционерную компанию, которой будут принадлежать высоковольтная система электропередачи и Национальный диспетчерский центр.

3. Организация параллельной работы Азербайджанской энергосистемы с энергосистемами соседних стран. Параллельная работа энергосистем рассматривается как способ повышения эффективности и надежности энергоснабжения и как способ реализации в будущем экспортного потенциала.

“Электрическая карта” крупных энергообъединений и межсистемных связей [6, 7] показывает, что энергосистема Азербайджана может занять определенное место в создаваемом Евро-Азиатском энергообъединении. Реанимация межсистемных связей энергосистем Южно-Кавказского региона, создание и укрупнение связей с энергосистемами Турции и Ирана позволяют реализовать, так называемое, “Черноморское кольцо”, включающее энергосистемы Ирана, Ирака, Турции, Грузии, Болгарии, даст выход на энергосистемы Арабских стран, Ближнего Востока, Израиля, а также Юго-Восточной Азии. В Азербайджане сохранены и действуют межсистемные связи Дербент – 330 кВ (Дагэнерго), Гардабани – 330 кВ (Грузия) (рис. 3); межсистемная связь Мухрани – 500 кВ (Грузия) требует восстановления. По известным причинам не действует связь Атарбекян – 330 кВ; межсистемные связи Игдыр – 154 кВ и Аракс – 110 кВ обеспечивают электроэнергией Нахичеванскую АР, отрезанную от источников электроэнергии Азербайджана.

В 2001 г. построена и поставлена под напряжение межсистемная связь Парсабад – 230 кВ (Иран), по которой осуществляется передача мощности в Иран (в летний сезон 170 – 200 МВт). На начальном этапе осуществлены прямое включение двух генераторов ГРЭС

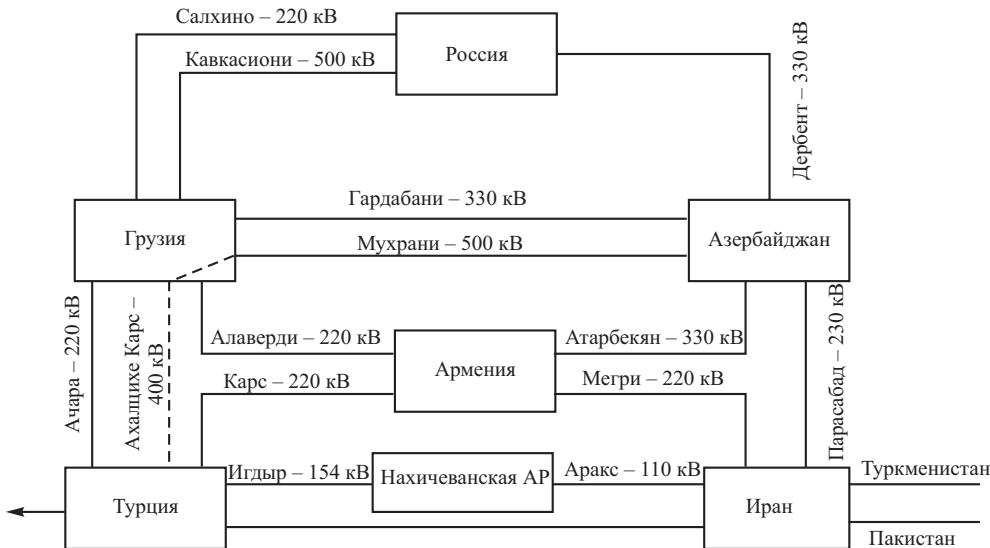


Рис. 3. Схема межсистемных связей энергосистем стран Южно-Кавказского региона

Али-Байрамлы на связь Парсабад – 230 кВ и поставка в Иран электроэнергии в объеме, необходимом для взаиморасчетов за поставки электроэнергии Ираном в Нахичеванскую АР. В дальнейшем предполагается усиление этой связи и включение на параллельную работу энергосистем Ирана и Азербайджана.

Ведется ТЭО связи энергосистем Азербайджана и Турции, для чего предполагается строительство на территории Грузии ВЛ 500 кВ Гардабани – Ахалцихе и ВЛ 400 кВ Ахалцихе – Карс.

Включение энергосистем на параллельную работу наряду с известными положительными дивидендами связано с появлением комплекса технических, организационных и экономических проблем, к решению которых энергосистема должна быть подготовлена.

Объединение энергосистем связано с необходимостью организации регулирования частоты и обменной мощности в соответствии с едиными установленными требованиями [7 – 9]. Для этого в энергосистеме должны быть мобилизованы средства первичного и вторичного регулирования. В энергосистеме Азербайджана к этому процессу регулирования должны быть привлечены регулирующие средства блоков 300 МВт АзГРЭС, МинГЭС, Шамкир ГЭС. Однако их технические характеристики должны быть доведены до уровня требований по качеству регулирования [7 – 9].

Отсутствие необходимого уровня резерва генерирующей мощности в энергосистеме Грузии может задержать реализацию параллельной работы с Турцией. Поэтому для начального этапа просматривается возможность прямого включения одного-двух блоков АзГРЭС на связь АзГРЭС – Ксани – Гардабани – Ахалцихе – Карс 500/400 кВ.

Регулирование частоты и обменной мощности в условиях рыночной экономики перестает быть чисто технической проблемой. Участие выделенных блоков или электростанций в регулировании частоты связано с некоторым ухудшением их экономических показателей, дополнительным износом оборудования и вложением средств в модернизацию и ремонт оборудования, систем контроля и управления. Должна быть отработа-

на система взаиморасчетов между энергосистемами за выполнение функций регулирования частоты [10, 11].

В организационном аспекте следует, очевидно, изучать уже имеющийся богатый опыт управления действующими объединениями. Рыночные условия требуют скоординированной системы централизованного и децентрализованного управления, затрагивающие различные временные уровни: оптимизация капиталовложения (10-летний период), планирование ремонтов (1 год), выбор оптимального состава оборудования (1 день), регулирование частоты (10 мин).

На данном этапе подготовка к параллельной работе энергосистем должна включать отработку программы с включением в нее мероприятий технической модернизации, определения материальных затрат, разработку стандартов и правовых документов и др. К ее реализации должны быть привлечены проектные и научно-исследовательские институты, созданы постоянно действующие рабочие группы из представителей объединяемых энергосистем.

Выводы

1. Негативные явления в экономике, кризис 90-х годов привели к ухудшению основных показателей эффективности функционирования электроэнергетической отрасли Азербайджана. С целью повышения эффективности и обеспечения развития электроэнергетики в соответствии с прогнозируемыми темпами роста экономики разработана и находится в стадии реализации программа, подготовленная с учетом опыта работы энергосистем развитых стран в рыночных условиях.

2. Внедряются и находятся в стадии проработки крупные инвестиционные проекты, направленные прежде всего на техническое перевооружение энергосистемы, включая внедрение на электростанциях крупных ПГУ и ГТУ и высвобождение устаревшего оборудования.

3. Начат процесс реформирования системы управления и структуры применительно к современным рыночным условиям с учетом положительного опыта развитых стран в этом направлении.

4. Параллельная работа энергосистем АР с энергосистемами соседних стран рассматривается как важный фактор не только повышения эффективности ее работы, но и как условие реализации экспортного потенциала в будущем. В условиях наличия существенного топливного потенциала, уже существующих и планируемых возможностей объединения с энергосистемами стран Южно-Кавказского региона, а также Ирана, России и Турции энергосистема АР может рассматриваться как важный связующий элемент в создаваемом Евро-Азиатском энергетическом объединении. Уже в настоящее время рассматриваются и решаются задачи, связанные с реализацией условий параллельной работы в соответствии с современными требованиями качества и надежности.

Список литературы

1. Рамазанов К. Н., Гусейнов А. М. Потенциал энергосбережения в сфере электропотребления населением. – Проблемы энергетики, 2000, № 2 (Баку. Изд. ЭЛМ).
2. Баламетов А. Б. Расчет технических потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях энергосистем. – Проблемы энергетики, 2000, № 1.
3. Баринов В. А. Структура управления и рыночные отношения в энергетике. – Электричество, 2000, № 1.
4. Уроки реформ электроэнергетики в Калифорнии (по материалам «The Wall Street Journal Europe», 2000, февраль, 9 – 10). – Энергетик, 2001, № 6.
5. Любимова Н. Г. Итоги приватизации и реструктуризации в электроэнергетическом секторе Великобритании. – Электрические станции, 1999, № 8.
6. Беляев Л. С., Воронай Н. И., Кощеев Л. А. Перспективы развития межгосударственных объединений на Евразийском суперконтиненте. – Известия АН. Энергетика, 2000, № 2.
7. Окин А. А., Портной М. Г., Тимченко В. Ф. Об обеспечении надежности параллельной работы Евро-Азиатского объединения энергосистем. – Электричество, 1998, № 2.
8. *Recommendations relatives aux reglages primaire et secondaire de la fréquence et de la puissance dans l'UCPTE*, Juin 1995.
9. *О технических аспектах подготовки к параллельной работе ЕЭС России с энергообъединениями Европы* / Кучеров Ю. Н., Бондаренко А. Ф., Коган Ф. Л. и др. – Электричество, 2000, № 1.
10. Гусейнов А. М., Юсифов Н. А. Экономические принципы оперативного управления электроэнергетической системой. – Проблемы энергетики, 2000, № 2.
11. Соколов В. К., Аметов Н. Д., Прейчель А. А. Рыночные аспекты проблемы регулирования частоты в Объединенной энергетической системе Центральной Азии. – Электричество, 2001, № 7.

Международная конференция по распределительным сетям

Алексеев Б. А., инж.

АО ВНИИЭ

Очередная сессия Международной конференции по распределительным сетям (CIRED) прошла 18 – 21 июня 2001 г. в Амстердаме. В ее работе участвовали более 700 делегатов из 57 стран.

Работа сессии проходила в шести секциях, представлявших отдельные аспекты развития и эксплуатации распределительных сетей; наиболее актуальные темы обсуждались на пленарных заседаниях круглого стола по секциям.

Заседание секции 1 “Оборудование электрических сетей”. По теме “Кабельная техника” обсуждались новые разработки:

кабель с полизитиленовой изоляцией на 36 кВ, отличающийся малой толщиной изоляции и диаметром оболочки, разработанный в Бельгии. Экономия при прокладке такого кабеля составляет около 20%. Уже проложены многие сотни километров такого кабеля;

кабель на 20 кВ с оптимальной толщиной изоляции, применяющийся компанией EDF с марта 2000 г.;

рассматривались изменения системы заземления нейтрали в сетях среднего напряжения EDF, существенно улучшающие эксплуатацию таких сетей. Новая система позволяет применить автоматическую настройку индуктивности в нейтрали.

По теме “Оборудование электрических сетей” обсуждалась главным образом рационализация аппаратов и схем в сетях. Новой разработкой, в частности, является вакуумный силовой выключатель с магнитным приводом, размеры которого составляют 40% размеров

выключателя с пружинным приводом. Магнитный привод позволяет практически отказаться от обслуживания выключателя в работе.

В докладе от Швеции рассматривались критерии для решения о замене распределительных устройств (РУ) 132/33 кВ на новые конструкции. Применяя новые выключатели, одновременно обладающие свойствами разъединителей, стало возможным в Н-схеме РУ вместо 11 коммутационных аппаратов ставить только 3. Это существенно повышает надежность подстанции и примерно на 50% уменьшает расходы на обслуживание, вдвое снижает необходимую площадь для установки оборудования и капитальные расходы.

Доклад от Франции был посвящен оптимизации колецевой схемы сети среднего напряжения. Применение в этой схеме новых силовых трансформаторов со встроенной защитой и коммутационным аппаратом существенно повышает быстродействие защиты от токов КЗ по сравнению с обычными схемами, упрощает РУ среднего напряжения и минимизирует площадь подстанции. Для колецкой схемы представляется возможным при использовании таких трансформаторов иметь из 20 подстанций только 4 с внешними коммутационными аппаратами.

По теме “Воздушные линии электропередачи” рассматривались особенности воздушных линий среднего и низкого напряжения, занимающих значительную долю сельских сетей. Так, в некоторых районах Австрии особенности топологии делают прокладку кабелей

незэкономичной, зато расширяется применение ВЛ с изолированными проводами, в том числе и на напряжение 20 кВ. Как правило, при реконструкции оставляют деревянные опоры, средний пролет составляет 70 м, используется алюминиевый провод сечением 95 мм² с изоляцией из спитого полипропилена толщиной 2,3 мм. Возможность сокращения междуфазового расстояния при изолированных проводах позволяет сузить ширину трассы с 3 до 1,5 м.

Теме "Уход за оборудованием и ВЛ" было посвящено большинство докладов секции. Практика компании EDF показывает, что система контроля состояния линий электропередачи и ухода за ними может быть существенно оптимизирована. Система, опирающаяся на систематическое выявление и определение дефектного оборудования, существенно продлевает срок его службы. На этой основе разработана программа замены изношенного оборудования и повышения качества электроснабжения. Программа включает несколько этапов: контроль опор и фундаментов, оценка коррозии, контроль состояния проводов и кабелей, снижение влияния линий на окружающую среду, улучшение системы заземлений и системы определения места повреждений.

Конкретные меры по снижению расходов представлены в докладе бельгийской сетевой компании. Проводятся изучение возможностей экономии, планирование мероприятий и их осуществление. Важную роль при этом играет автоматизированная база данных о повреждениях оборудования и перерывах электроснабжения с привязкой к географическому положению оборудования. Компьютеризированная система планирования ухода включает отображение конфигурации сети, анализ повреждений оборудования, диагностику. Переход к системе ухода за оборудованием в зависимости от его состояния экономит от 20 до 30% расходов по сравнению с обслуживанием по расписанию. Наиболее эффективен анализ затрат в течение всего срока службы оборудования, включающих капитальные затраты, эксплуатационные расходы, стоимость ухода за оборудованием и стоимость ремонтов при повреждениях. Как показано в докладе от пражской энергосистемы, это приводит к организации специальных предприятий, в задачи которых входят непрерывная диагностика и оценка состояния элементов сети.

Опыт Нидерландов показывает, что весьма эффективна цепочка "контроль – диагностика – уход в зависимости от состояния" для кабельных сетей среднего напряжения. Она позволяет отодвигать вложения в сеть на более поздний период, проводить ремонт до наступления повреждения, повышать надежность электроснабжения.

Мероприятия по улучшению ухода за масляными силовыми выключателями среднего напряжения, принятые пока шестью сетевыми предприятиями Великобритании, включают подробные испытания проб масла. Все большее внимание привлекают системы непрерывного контроля и диагностики.

Совместный проект нескольких скандинавских стран, начатый в 1997 г., был направлен на выявление древовидных структур в полипропиленовой изоляции кабелей 12 и 24 кВ и разработку метода выявления таких дефектов. Метод эффективен для долго эксплуатиро-

вавшихся кабелей с изоляцией из полипропилена высокой плотности, он точно показывает наличие древовидных структур.

Во многих докладах затрагивалась проблема защиты окружающей среды. В докладе от Франции показано, что при сегодняшнем состоянии производства и эксплуатации элегазовой аппаратуры нет опасного влияния на окружающую среду. Авторы сравнивают влияние трех вариантов РУ – с воздушной изоляцией, с твердой изоляцией и вакуумными выключателями и с элегазовой изоляцией. Последний вариант – самый благоприятный.

Практика США показывает наличие риска при переходе к свободному рынку. Невозможным является требование усиления конкуренции при повышении тарифов на электроэнергию.

Заседание секции 2 "Качество электроснабжения и электромагнитная совместимость". Во вводном докладе по теме "Электромагнитная совместимость и безопасность" сообщалось о результатах совместной работы CIGRE и CIRED, посвященной воздействию магнитных полей на человека, эффективности измерения полей на подстанции, их воздействию на аппаратуру автоматики, а также на металлические трубы. Особое внимание в работах удалено влияниям в условиях аварийного режима, при грозовых перенапряжениях, интенсивной короне.

При наличии высокочастотных влияний от импульсных преобразователей и токов, протекающих при грозовых разрядах, в нескольких докладах показана важность оптимального размещения вычислительной техники относительно источников помех. Рассматривалась при этом и проблема защиты от перенапряжений установок потребителей, например, высотных зданий.

Два доклада были посвящены возникновению напряжения прикосновения и шагового во время близких КЗ на подстанции. Для городских районов рекомендуется общее заземление сетей ВН и НН, раздельное заземление практически невыполнимо. Опасность высоких значений напряжения прикосновения снижается при многократном заземлении нейтрали. В сельской местности из-за выноса потенциала возможны значительные повышения напряжения.

В дискуссии подчеркивалось, что за повышение напряжения прикосновения в сети НН у потребителя ответственным является хозяин распределительной, а не магистральной сети. Докладывалось также о концепции глобального заземления (рекомендации Cenelec HD 637-S1).

Во многих докладах описаны возможности снижения магнитных полей вблизи трансформаторов, коммутационных аппаратов и шин на подстанциях с помощью оптимального размещения оборудования, установки защитных экранов, систем компенсации полей.

Снижениям напряжения и перерывам в электроснабжении была посвящена почти треть докладов. Для прогнозирования и планирования непрерывного электроснабжения различных потребителей с ограниченными средствами могут применяться расчеты на основе цепей Маркова или метода Монте-Карло.

"Любимыми" параметрами для описания являются число и продолжительность перерывов питания. Если

до сих пор эти параметры использовались для определения слабых мест в сети, то при либерализации рынка электроэнергии они стали служить для планирования и проектирования новой структуры сети по параметру отношения затрат к полученной пользе. Статистически определено как "хорошее" состояние электроснабжения, когда для сети СН в течение года общая продолжительность перерывов находится в пределах 15 – 40 мин в год. В сетях НН эти цифры несколько выше.

При оценке качества электроэнергии и разработке мероприятий по его повышению необходимо учитывать разницу в сельских и городских тарифах, плотность нагрузки, географические и климатические различия в зонах, погодные условия, фиксируемые в течение не менее 3 лет.

В странах с высокой степенью государственного регулирования энергокомпании подвергаются штрафы при недостаточном качестве электроэнергии или получают премии за высокое качество. При свободном рынке электроэнергии расчеты ведутся на основании условий договора между энергопредприятием и потребителем.

Истинные потери в промышленности и торговле в зависимости от страны и условий в секторе потребления составляют на один отказ в питании 0,2 – 1 – 10 дол/кВт и 3 – 10 – 50 дол/(кВт · ч) при продолжительности перерыва 1 ч и 0,5 – 2 – 5 дол/(кВт · ч) при времени перерыва в 1 сут. В одном докладе сообщается, что усредненные потери по всем потребителям в год в зависимости от структуры сети составили от 11 до 100 дол. на потребителя.

Целенаправленные мероприятия со стороны потребителя, как правило, более эффективны, чем со стороны питающей сети, поэтому некоторые энергопредприятия не только планируют такие меры, но и финансово их поддерживают соответствующими тарифами. Часто достаточно использования источников непрерывного питания небольшой мощности для питания компьютеров. Почти две трети перерывов напряжения могут быть устранены включением добавочного напряжения, управляемого электроникой ($U_{\text{доб}} < 0,3U_{\text{ном}}$). Такие бустерные установки применяются в сетях как СН, так и НН.

Во многих случаях для потребителя проблему решает быстрая смена питающей сети (при механическом переключателе менее чем за 25 мс, а при электронном – менее чем за 5 мс). При электронном управлении устройством РПН в силовом трансформаторе можно значительно стабилизировать питание не только для отдельных приборов, но и для всего присоединения. При групповом пуске асинхронных двигателей посадка напряжения устраняется соответствующей программой их включения, в том числе, и после общего аварийного отключения.

В вводном докладе на тему "Помехи" от имени рабочей группы CCU2 (CIGRE РГ 36.05, CIRED 2 и UIEPO) рассмотрены помехи от промежуточных гармоник, процессов при включении конденсаторов, показаны результаты статистического анализа колебаний напряжения и реакции приемников на высшие гармоники и фликкер. Даны рекомендации по изготовлению

измерителя фликкера, способного проводить измерения и в сети 100 В. Подчеркнуто, что при дальнейшем развитии deregулирования и распределения источников энергоснабжения внимание к таким измерениям будет усиливаться.

Подробно рассмотрены в докладах проблемы высших гармоник в сетях. До сих пор для сетей НН не определены предельные значения их содержания. Наблюдаемый рост содержания пятой гармоники на 1% за 10 лет при сегодняшнем уровне 4 – 5% может потребовать определения допустимых пределов. Допустимый уровень гармоник должен устанавливаться как для точки подключения к сети, так и для самого приемника электроэнергии. Примером влияния гармоник может служить отказ действия дифференциальной защиты трансформатора при уровне третьей гармоники тока больше 66%.

Потери от высших гармоник в сетях, генераторах и двигателях только в ФРГ составляют за год от 700 до 1240 ГВт · ч, что соответствует производительности 500 ветроустановок мощностью по 1 МВт. Проблемы снижения уровня гармоник в сети успешно решаются с помощью фильтров, тщательно подобранных с учетом возможных резонансов с зависящим от нагрузки полным сопротивлением сети.

Были рассмотрены методы моделирования фликкера. Обычно считают, что изменения тока в сети пренебрежимо мало влияют по сравнению с воздействием колебаний напряжения. Поэтому надо точно моделировать нагрузку от пуска электродвигателей с учетом последующего колебательного процесса. При расчете фликкера рекомендуются одновременные измерения напряжений и токов в точке подключения питания, что позволяет разделить фликкер, производимый самой нагрузкой, и фликкер, уже имеющийся в сети.

Вызываемый дуговыми печами фликкер имел при измерениях на металлургическом комбинате уровень, превышающий современные нормы, однако при этом незаметно было колебание света, что ставит под вопрос справедливость этих норм. Большой опыт датских энергетиков показывает, что фликкер при работе ветроустановок может достичь предельных величин лишь в сетях 10 кВ, да и то в неблагоприятных обстоятельствах, а для сети более высоких напряжений это воздействие вообще незаметно.

Несимметрия напряжений очень мало зависит от расположения проводов ВЛ; главным образом она вызывается неодинаковым распределением однофазных нагрузок. Анализ показывает, что предельная величина асимметрии (2%) не превышается с вероятностью 95% и лишь изредка и кратковременно может достигать 5%.

По теме "Контроль качества энергии и новые технологии" авторы многих докладов описывают методику измерения качества электроэнергии. Такой контроль позволяет улучшить эксплуатацию, обеспечить раннее распознавание слабых мест в сети и во время поддерживать профилактикой и плановым ее усилением качество электроснабжения потребителей. Из таких параметров, как например, "планируемый резерв", легко получить усредненное значение оценки качества и разработать соответствующие тарифы.

Централизация результатов измерений в сети позволяет при параллельной обработке обеспечить автоматизированное исследование причин ухудшения качества, определение места источника помех, анализировать тенденции изменений уровня помех и лучше понять характер дефекта. Используются для этого методы единичного импульса, принцип нейронных сетей, нечеткой логики, экспертных систем и эволюционирующих алгоритмов.

Хотя стоимость измерительной аппаратуры контроля качества снижается, все же однократные расходы при установке аппаратуры в одном месте составляют 5000 евро и далее ежегодно по 2500 евро. Это заставляет ограничиваться несколькими немногочисленными точками измерений в сетях ВН и СН, а также в местах подключения крупных потребителей.

Опрос потребителей по вопросам качества, проведенный в Германии, показал, что почти половина промышленных предприятий и потребителей вторичного сектора уже, как минимум, имеют проблемы: неправильная работа защиты, сокращение срока службы оборудования, фликкер. Помогают главным образом источники непрерывного питания, прокладка новых линий и распределенная система заземления.

Из новых устройств для повышения качества электроэнергии был представлен быстродействующий переключатель, коммутация каждого его полюса синхронизируется с напряжением, что позволяет избежать возникновения перенапряжений в переходном процессе или больших начальных токов при включении трансформаторов и конденсаторов.

Представлены также активные фильтры на IGBT-транзисторах в пределах мощности до нескольких мегавольт-ампер с различными схемами, стратегией регулирования и вариантами исполнения. В сочетании с пассивными фильтрами они могут динамично снижать уровень высших гармоник, фликкера, компенсировать реактивную мощность. Фликкер снижается в 5 раз, искажения напряжения - в 3 раза.

Все возрастающее распространение децентрализованного энергоснабжения с применением топливных элементов, аккумуляторных батарей и микротурбин с маховиками в комбинации с активными компенсаторами также может решить многие проблемы повышения качества электроэнергии.

В дискуссии на тему "Вперед к общей системе заземления?" обсуждалось возникновение выноса потенциала при токах замыкания на землю в сетях ВН и значение напряжения прикосновения при этом.

Дискуссия на тему "Экономика качества электроснабжения" началась с перечисления параметров норм EN50160 по качеству напряжения. Вместе с параметрами надежности они оценивают качество электроснабжения. Взаимное влияние сети и нагрузки потребителей, включая децентрализованное энергоснабжение, является противоположным. Это требует финансовой ответственности производителя, владельца сети и потребителя. Должны учитываться потери из-за ухудшенного качества электроэнергии у потребителя, так же как и стоимость корректирующих мероприятий (локальные решения – для потребителя), и/или в сети (глобальные решения).

Обсуждалась польза индексов качества с точки зрения заключения договоров, страхования, различия между географическими зонами. Норвежский специалист сообщил, как воздействует либерализация рынка энергии на сетевую компанию. Пока из-за недостаточного промежутка времени наблюдений не был выработан допустимый предел перерывов питания. Мощность короткого замыкания в сети часто сильно снижена, а в периоды минимума нагрузки производство электроэнергии перекладывается на малоэффективные электростанции. По этой причине даже в сети ВН растет уровень фликкера и высших гармоник. Все чаще происходят перенапряжения из-за переходных процессов, так как из-за разгрузки оборудования (трансформаторы, конденсаторные батареи) повышается число их включений. В этом случае полезно применять синхронизированные выключатели.

Спорный случай: кто подсчитает взаимные претензии, если, например, при отключении в магистральной сети наносится вред потребителю, питающемуся от распределительной сети. Вряд ли возможно координировать ремонтные работы в сетях или вывод из работы оборудования.

В Италии особое внимание обращают на повышение качества энергоснабжения со стороны потребителя. Разрабатываются установки гарантированного питания на аккумуляторных батареях, маховиковых накопителях, сверхпроводниковых индуктивных катушках в диапазоне мощностей от 0,1 до 1,0 МВ · А. КПД этих устройств достигает 99%, кроме устранения провалов напряжения, они снижают фликкер, высшие гармоники и несимметрию. Стоимость установок при серийном производстве составляет 350 – 440 евро/(кВ · А).

Официальный регулирующий орган требует точного учета перерывов питания, в том числе по частоте повторения, продолжительности, накопленного времени перерыва "D", среднего времени восстановления питания, причин перерывов, числа пострадавших потребителей во всех классах напряжения. Различное для разных регионов время "D" должно быть в пределах от 30 до 60 мин. Из-за штрафов энергопредприятия концентрируют свое внимание почти исключительно на том, чтобы выдерживать допустимые пределы перерывов.

При свободном рынке электроэнергии потребитель интересуется, в первую очередь, энергопредприятиями с низким качеством электроэнергии и низкими тарифами, при этом только в редких случаях принимаются собственные решения по его улучшению. Поэтому на, так называемые, улучшенные источники непрерывного питания пока нет спроса.

Исследования в США по осуществлению бесперебойного энергоснабжения применительно к потребителю направлены на питание отдельных, специализированных предприятий. Статистика показывает, что только треть провалов напряжения превосходит 30%, глубокие посадки и перерывы питания причиняются почти исключительно распределительными сетями, в то время как причинами небольших посадок в 2/3 случаев являются магистральные сети. Для оценки ущерба разным энергоприемникам дается различный весовой коэффициент влияния перерывов питания. Таким путем можно рассчитать снижение потерь при использовании

различных мер как со стороны сети, так и потребителя. Минимум суммы остающегося ущерба и стоимости мероприятий соответствует оптимальному решению для потребителей. Примеры показывают, что во многих случаях принимаемые меры могут не требовать использования накопителей энергии.

Меры по улучшению энергопитания проводятся в следующем порядке: классификация энергоприемников – ввод защитных систем при регулировании и управлении процессом – ввод систем непрерывного питания или быстрого переключения на другую сеть – изменение структуры сети в целом.

Экономически оптимальные решения для изменений структуры сети, в том числе, отделение предприятия от городской сети, из которой идет большинство помех, лучше достигают своей цели, если принимаются на стадии планирования.

Заседания секции 3 “Эксплуатация, защита и управление распределительными сетями”. По теме “Эксплуатация и уход за оборудованием” доклад специалистов из Лондона был посвящен эксплуатации сетей, питающих потребителей с особыми требованиями к энергоснабжению, в том числе, лондонского аэропорта, железной дороги туннеля под Ламаншем, нового делового комплекса в центре города с вычислительным центром. Схемы питания основаны на использовании в сетях системы избыточности $n-2$, обеспечивающей практически бесперебойное электроснабжение. Показаны специальные меры по выявлению повреждений в лондонских сетях НН, выполненных по схеме сетки, рассмотрены проблемы нарушения распределения токов в таких сетях.

Данные сравнения измеренных токов замыкания на землю в городских сетях 110 кВ Дрездена с теоретическими расчетами показывают, что до 50% крупных районов соединены между собой весьма экономно.

В докладе от Финляндии представлены требования к автоматизации выявления повреждений в сетях с заземленной нейтралью соответственно выводам рабочей группы 03, завершившей анализ по этой проблеме в 1999 г. Кроме того, освещается деятельность рабочей группы 06 по тематике, относящейся к интерфейсам, протоколам и архитектуре дальней связи для нужд распределительной сети. Анализ состояния проблемы и международных стандартов по этой теме будет обсуждаться на следующей сессии CIRED.

В докладах, посвященных уходу за оборудованием и его модернизации, показаны роль изучения надежности при выработке оптимальной стратегии развития сети и замены оборудования при ее реструктуризации, целесообразные схемы подключения оборудования. Рассмотрена экономичная минимизация риска, достигаемая уходом за оборудованием в зависимости от его состояния.

Для кабельных систем приведены возможности повышения нагрузочной способности и надежности работы при использовании встроенных в кабель светоловдов. Это позволяет контролировать термические и механические напряжения в кабеле, создать динамическую тепловую модель кабеля. Применяются также датчики контроля влажности и обрыва провода в кабеле.

По теме “Техника защиты и управления сетями” доклад английских специалистов показал преимущества интегрированной системы защиты и управления в распределительных сетях, необходимость систематической оценки состояния оборудования и приборов. Также рассматривалось расширение функций релейной защиты на задачи измерений и контроля с учетом требований к надежности ее работы, в том числе, с применением международных стандартов по интерфейсам систем связи.

Норвежские специалисты связали надежность аппаратуры защиты и управления с качеством электроснабжения. По статистике в норвежских сетях ежегодный ущерб от неправильных действий систем защиты и управления составляет около 4 млн. дол. Новая стратегия управления и защиты подстанций и связанный с этим обмен информацией позволяют иметь высокоеэкономичные решения для непрерывного контроля состояния первичной и вторичной аппаратуры, для диагностики, позволяющей определить потребность в уходе за оборудованием по его рабочему состоянию.

Удивительной кажется статистика за 10 лет по сетям 33 – 420 кВ Норвегии, показывающая, что более 50% ложных срабатываний защиты приходится на долю аппаратов защиты и управления, причем более 50% – при ошибках во время проверки и испытаний аппаратуры и только 40% – за счет ее повреждений. Возникает вопрос об особенностях норвежских сетей, так как у других скандинавских стран цифры повреждаемости в 2 – 6 раз ниже. Кроме того, показан сравнительно высокий ущерб промышленным и торговым предприятиям от перерывов питания, составляющий до 5,7 дол/(кВт · ч), в то время как для домашнего и сельского хозяйства – только 0,45 дол/(кВт · ч), причем до 70% этого ущерба происходит при плановых отключениях.

Тема “Распределенная автоматика и управление распределительными сетями”, в частности, была представлена докладом об опыте Португалии по организации архитектуры и действия системы обмена информацией в условиях, когда число региональных центров управления снизилось с 12 до 4. Показано создание центра управления в крупном городе с населением 850 тыс. чел. и пиком нагрузки 1350 МВт с особым вниманием к системе географической привязки слабых сечений сети для выявления повреждений и автоматизации управления.

Дана концепция структуры главного центра управления для г. Мехико с 5 млн. жителей и пиком нагрузки 7000 МВт при трех городских и пяти пригородных центрах управления.

Внедрение автоматизации распределения потоков в сети для повышения эффективности управления описано на примере одного диспетчерского управления в Польше.

При обсуждении во время круглого стола с участием энергетиков многих стран основное внимание уделялось существующей и планируемой практике европейских стран по оценке сети на основе анализа повреждений.

Заседания секции 4 “Децентрализованное производство – управление и использование электро-

энергии. В докладе от Великобритании рассматривался вопрос об изменении климата и реакции на эту проблему. Прогнозы повышения температуры сильно зависят от принятой модели и значительно различаются у разных авторов. Основным защитным мероприятием будет изменение структуры промышленности.

В энергетике есть возможности совершенствования энергоустановок и газового хозяйства, внедрения децентрализованного энергоснабжения, более эффективного сжигания топлива. В промышленности – это улучшение технологических процессов, кооперация малых производителей, использование тепловой энергии электростанций, рынок квот на выбросы в атмосферу.

Представлена разработка нового накопителя энергии, позволяющего выравнивать график нагрузки и стабилизировать частоту в энергосистеме, что дает большие экономические и экологические преимущества. Описывается электрохимический накопитель типа Regenesys мощностью 15 МВт и запасаемой энергией 120 МВт · ч, сооружаемый в Little Barford (Великобритания) и предназначенный, кроме того, для пуска тепловой электростанции с нуля. Предполагается внедрение таких накопителей мощностью 25 МВт в Европе и Северной Америке.

Экономия энергии путем снижения потерь в трансформаторах рассматривается во многих странах. Анализ потерь в сетях показывает, что они для европейских стран колеблются в широких пределах от 4 до 10%. Исходя из потенциальной экономии до 22 ТВт · ч в год в странах Европейского Сообщества при замене трансформаторов на трансформаторы, имеющие меньшие потери, сравниваются различные материалы для сердечника. Однако длительные сроки службы трансформаторов позволяют заменить их на более совершенные только постепенно.

Пример эффективной экономии электроэнергии – доклад о преимуществах регулируемого привода насосов, вентиляторов и компрессоров. Электропривод с регулируемой частотой вращения позволяет оптимально вести технологический процесс. Применение регулируемого привода при лакировании кузовов на автомобильном заводе для поддержания постоянного расхода краски снижает потребную мощность более чем на 50%. Для насоса мощностью 45 кВт это дает экономию 176 400 кВт · ч в год. Время амортизации оборудования составляет 14 мес. Регулирование расхода воздуха при различной нагрузке воздуховодов с помощью электропривода с изменяемой частотой вращения позволяет получить экономию электроэнергии от 15,7 до 41,4%.

Прогнозирование нагрузок для объединений клиентов, у которых меняется потребление и которые пытаются от децентрализованной системы энергоснабжения, является эффективным при 15-минутном определении нагрузок. Авторы доклада на своем опыте показывают объем необходимой для этого информации. Описаны техника программирования, основанная на применении искусственных нейронных сетей, оценка вероятных отклонений от прогноза.

Во время дискуссии обсуждались вопросы о КПД, надежности и стоимости современных накопителей

энергии (21 млн. евро для установки на 120 МВт · ч), о снижении потерь в сетях (нет сведений о том, чтобы кто-нибудь заменил трансформаторы на более экономичные), о совместности проблем, возникающих при либерализации рынка с целями экологического протокола Киото (показана возможность решения проблемы затрат), о влиянии либерализации на график нагрузки (без конкретных выводов).

Теме “Децентрализованное производство электроэнергии” было посвящено наибольшее число докладов секции.

Расширяются масштабы производства электроэнергии ветроэлектрическими установками (ВЭУ). Так, в регионе Дании, обслуживаемом предприятием Eltra, его доля в среднем составляет 16,4%, а в некоторых местах – до 30,2%. С 1995 по 2001 г. установленная мощность ВЭУ выросла с 500 до 1888 МВт. Возникают проблемы с передачей этой электроэнергии, потребовалось прогнозирование производства комплексами ВЭУ электроэнергии (на 3 мес и ежедневный). Решение проблем, связанных с неравномерностью производства электроэнергии ВЭУ, в будущем видится в управлении нагрузок у потребителей.

Быстрое развитие ВЭУ (в Дании к середине 2000 г. установлено 6000 ВЭУ с общей мощностью 2400 МВт) потребовало нового подхода к их надежности и безопасности. В настоящее время планируется ввод 5 комплексов из 375 ВЭУ общей мощностью 750 МВт. Рассмотрены возможности грозозащиты прибрежных ВЭУ. Повреждения из-за грозы составляют 8% в год, в среднем по 4 на ВЭУ. 51% из них приходится на систему регулирования ветротурбины. При увеличении высоты втулки турбины до 110 м (мощность ВЭУ – 2 МВт) риск повреждения сильно возрастает. Для ВЭУ на море стоимость ремонта возрастает в 5–10 раз по сравнению с береговыми ВЭУ. Показаны методы испытания устройств грозозащиты ВЭУ.

Один доклад посвящен работе ВЭУ в слабых сетях. Вместо усиления сетей предлагается для поддержания качества напряжения в сети использовать соответствующие типы ветротурбин и систем их регулирования, задавая им нужные параметры режима работы. Пример – моделирование комплекса из 5 ВЭУ по 750 кВт.

Приведены первые данные об использовании газовых микротурбин, в том числе, для малых мощностей от 25 до 100 кВт. У них нет проблем в части подключения к сети, выбросов в атмосферу, вибрации и шума, их КПД около 80%, однако надежность установок еще недостаточна. Стоимость установок составляет от 800 до 1000 дол/кВт и продолжает снижаться.

Один доклад был посвящен микротеплосиловым установкам для домашнего хозяйства. Их требуется около 1 млн., их ввод означает резкое снижение выбросов CO₂ в атмосферу. Такие установки применимы уже с мощности 150 Вт при работе в течение 3500 ч в год без специального ухода за ними. Наибольшую мощность из имеющихся на рынке имеет микротурбина 3 кВт, разработанная компанией Sigma.

Регулированию напряжения в сетях с распределенным производством электроэнергии был посвящен доклад от Великобритании, где оно составляет уже 10% общего в стране. Контроль и регулирование напряже-

ния при этом являются основной проблемой эксплуатации. Изучение графиков нагрузок в семи различных сетях (от 415 В до 33 кВ) при различных условиях питания от децентрализованных источников в разное время года и суток показало, что отклонения напряжения могут превышать 6%, что в значительной мере влияет на баланс реактивной мощности. Защитные мероприятия: подключение к сети более высокого напряжения, внедрение регуляторов напряжения на силовой электронике, координация обмена мощностью между отдельными производителями, разработка новой системы экономической оценки поставки электроэнергии. Проблемы подключения возникают уже при мощности 3 – 5 МВт. При децентрализованных источниках требуется вообще новая стратегия управления сетями.

Новая система регулирования напряжения принята в компании EDF для сетей с децентрализованным энергоснабжением. Контроль напряжения ведется в установленных точках сети, на основании его результатов следуют задания для выдачи активной и реактивной мощности. Из центра управления даются команды на переключение отпаек трансформаторов и регулирование реактивной мощности генераторов.

В дискуссии было отмечено, что внедрение децентрализованных источников энергии в разных странах преследует разные цели, но в основном – это замена существующих мощных энергоустановок из соображений экологии, повышения надежности электроснабжения и электрификации сельских местностей.

Заседания секции 5 “Развитие и планирование распределительных сетей”. Во вводном докладе на тему “Цели планирования” показано, что ранее характеристики сетей (передающая способность, качество напряжения, надежность электроснабжения) преимущественно были нацелены на максимум, а снижение расходов не было решающим критерием,двигающим в наши дни развитие энергетики. В настоящее время эти характеристики снижаются до приемлемого потребителем уровня, допускается риск нарушения электроснабжения. Однако при резком снижении расходов снижается и надежность электроснабжения.

Требуется соответствующая подготовка данных для квалифицированного расчета риска, что пока не наложено; не ясно, какие в среднем принять величины допустимого риска и ухудшения характеристик сети, что делает пока расчет риска невозможным.

В двух докладах показано на характерных примерах из практики Франции, как изменился подход к оценке риска и сама философия энергоснабжения. При прокладке кабелей в сельских сетях среднего напряжения учитывается возможность таких воздействий, как ураганы 1999 г. Планирование сети должно обеспечивать восстановление в таких случаях электроснабжения 80% нагрузки в течение 24 ч и 95% – в течение 120 ч.

Значительный интерес был проявлен к потерям в сетях. Специального рассмотрения требуют растущие расходы при росте разгрузки сетей и повышении риска перерывов питания.

Следующий вопрос по значимости, обсуждавшийся на секции, – концепции и меры по снижению капитальных вложений в сети. Внедрение новейших техно-

логий (сверхпроводниковые ограничители ТКЗ, тиристорные выключатели) может значительно упростить сети. К сожалению, опыт такого внедрения пока мал.

Часто на конференции CIRED пренебрегают сетями НН, а они, как правило, составляют основной объем оборудования. Типичным примером для сетей НН является потеря заземления у потребителя из-за применения полимерных труб водопровода.

По теме “Методы планирования и информационные технологии” отмечалось, что подход к планированию непрерывно усложняется, на него сильно влияют экономические факторы, оказывается объединение сельского хозяйства с другими отраслями. Отмечена польза для планирования системы географической привязки.

На основе десятилетнего опыта анализа аварий показано, что используемый при планировании коэффициент неготовности не пропорционален, как это сейчас принимается, длине линий, а быстро растет с длиной. Считается, что на первое место в будущем выйдет подготовка данных для планирования и расчета риска отказов в электропитании.

Тема влияния рыночных отношений на качество электроснабжения обсуждалась на заседании за круглым столом с участием регулирующих организаций некоторых европейских стран. Из дискуссии следуют выводы:

задачи “регуляторов”, – где, что и как регулировать, значительно различаются по национальным особенностям стран, по подходу к планированию. Обозначился основной принцип: опыт может быть заблуждением. Пока ни одной стране не удалось выработать единую концепцию регулирования с учетом всех аспектов эксплуатации сети, до сих пор преобладает принцип “снижай расходы”;

возникающие последствия рыночного подхода (повышенная повреждаемость, растущие потери в сетях) пытаются остановить штрафными санкциями (0,4 – 4,0 евро на потерянный 1 кВт · ч) и мероприятиями по снижению потерь;

без задания в национальных масштабах параметров работы сети (мощность, качество напряжения, надежность, безопасность, потери в сети, риск отказа в электроснабжении и т.д.) невозможно выдать единое задание на планирование сети. Всеевропейское регулирование невозможно, поскольку различны национальные особенности (законы, правила, структура сетей). Это также усложняет сравнение отдельных сетевых предприятий в интернациональном масштабе.

Заседания секции 6 “Сети в условиях дерегулирования энергетики и конкуренции, управление, организация, возможности, профессиональное мастерство”. По теме “Организация управления распределительными сетями в условиях либерализации отрасли” в докладе от Нидерландов освещена деятельность регулирующего органа в стране, принял принцип дать всю возможную свободу рыночным отношениям и регулировать только в тех случаях, когда это, безусловно, необходимо. Рыночные правила разработаны сетевыми компаниями, но их содержание, в том числе, тарифы на передачу электроэнергии, контролировалось регулирующим органом. Работают в нем 50 сотрудников.

Регулирующие органы уже имеются в 14 странах Европейского Сообщества, их воздействию на переход энергетики к свободному рынку электроэнергии уделялось при обсуждении докладов большое внимание.

В Великобритании управление энергопредприятиями на принципах доходности (Asset-Management) принято уже длительное время. Описываются пути дальнейшего развития метода управления сетями на основе получаемого дохода, роль регулирующих органов, опирающихся на средние долгосрочные прогнозы, мероприятия по выполнению заданий регулирующих органов. К этим заданиям относится и поддержание нужного качества электроснабжения, при условии максимальной доходности энергопредприятия. Для оценки эффективности мероприятий применяется система связи и управления энергопредприятием, действующая с учетом финансовых взаимодействий и направленная на достижение стратегических целей.

К методам минимизации риска относятся прежде всего реструктуризация сети со снижением ее компонент, оптимизация стратегии ухода и замены оборудования, имеющего слишком высокую степень риска отказа.

Многие доклады были посвящены штрафным санкциям при перерывах электроснабжения. Такие санкции, к примеру, были введены в Норвегии в 2000 г. Штрафы начислялись в случаях, когда продолжительность перерывов превосходила 3 мин, величина штрафа зависела от класса потребителей (бытовой и промышленный секторы). Отмечался большой объем информации, который необходимо передать и обработать для оценки качества электроснабжения.

Особое внимание уделяется качеству проводимых работ, улучшению обслуживания потребителей и технике безопасности. Ключевыми требованиями к исполнителям являются понимание процесса эксплуатации, квалифицированные умение и знание оборудования,

готовность к аварийным ситуациям. Организация подготовки персонала к выполнению этих требований показана на примере сетевого района Nuon в Нидерландах.

Относительно внедрения информационных технологий для оптимизации рабочих процессов в сетях было показано, что такая стратегия принята у 45% опрошенных предприятий, 70% не удовлетворены сегодняшним уровнем внедрения. Сегодня использование информационных технологий лишь в малой степени влияет на деловую активность в электрических сетях. Три доклада были посвящены системе управления балансом сетевого предприятия, обмену данными потребления и расчета за электроэнергию, прогнозированию нагрузок с помощью связи через Интернет.

В рамках беседы за круглым столом обсуждались трудности, возникающие при переходе к свободному рынку электроэнергии. Учебная лекция была посвящена ценообразованию при работе распределительных сетей.

Одновременно с сессией CIRED проходила выставка "CIRED-2001", на которой 60 компаний из 17 стран Европы и Северной Америки представляли электропромышленность, научные институты и испытательные базы, консультативные центры.

Следующая сессия конференции состоится с 12 по 15 мая 2003 г. в Барселоне. Можно считать, что число участников вместо нынешних 750 увеличится до 1000 благодаря новым, актуальным темам и более широкому кругу участников от министерств и органов регулирования в энергетике.

Список литературы

1. *Transm.& Distr. World*, 2001, 53, № 12.
2. *Elektrizitätswirtschaft*, 2001, 100, № 22.

По страницам зарубежных журналов

- Во Вьетнаме в 2000 г. произведено 26,6 млрд. кВт · ч электроэнергии (рост за год на 12,7%). Полная мощность всех 13 электростанций – 5774 МВт, половину электроэнергии в странерабатывают шесть ГЭС. В 2001 – 2002 гг. начнется строительство трех ГЭС и четырех ТЭС общей мощностью 2230 МВт. (*Power Engineering International*, 2001, № 2)
- Линия электропередачи Аргентина – Бразилия, 500 кВ, 1000 МВт, длиной 500 км, вошла в работу с июня 2000 г. Поскольку рабочие частоты этих стран различны, имеется преобразовательная подстанция Garabi 50/60 Гц, построенная фирмой ABB. Подписан контракт на постройку еще одной аналогичной ВЛ на сумму 250 млн. дол. (*Power Engineering International*, 2001, № 2)
- Новый принцип использования распределенных сверхпроводниковых накопителей энергии применен с лета 2000 г. энергокомпанией Wisconsin Public Service (США). Накопители изготовлены компанией American Superconductor. С их помощью поддерживается стабильность напряжения в сравнительно слабой сети при

изменениях режима. (*Modern Power Systems*, 2001, № 1)

- Демонстрационная энергоустановка мощностью 1 МВт на твердооксидных топливных элементах и с газовой микротурбиной поставляется компанией Siemens-Westinghouse Power германской энергокомпании EnBW. Ввод гибридной установки – в 2003 г. (*Power Engineering International*, 2001, № 1)
- Крупнейший ветроэлектрический комплекс в США Stateline мощностью 300 МВт планирует построить компания EPL Energy на границе между штатами Вашингтон и Орегон. 450 ветроустановок Vesta (опора высотой 80 м, диаметр турбины 51 м) будут отличаться малой скоростью вращения ротора при больших размерах лопастей. (*Power Engineering International*, 2001, № 2)
- Линия электропередачи Румыния – Венгрия строится для соединения сетей этих стран с UCTE. Постройку в Румынии новой подстанции на напряжение 400 кВ и мощность 800 МВт ведет компания Siemens. (*Modern Power Systems*, 2001, № 1)



*Просты и удобны в обращении
Защищены от внешних магнитных и
электрических полей и токов влияния
Обеспечивают автоматизацию измерений*

МЕГАОММЕТРЫ М1, М1-ЖТ И М2

НАЗНАЧЕНИЕ

Измерение при напряжении 1 и 2,5 кВ сопротивления и коэффициента абсорбции изоляции электрооборудования, не находящегося под рабочим напряжением (выведенного из работы) при проведении монтажных, наладочных, эксплуатационных, ремонтных работ.

Отличительные особенности

- контроль изоляции обмоток генераторов без разборки системы водяного охлаждения (М2);
- буквенно-цифровая индикация результатов на дисплее;
- М1-ЖТ имеет внутреннюю энергонезависимую память, позволяющую автоматически записывать до 450 измерений и время измерения, с возможностью переноса результатов на персональный компьютер;
- измерение по прямой и перевернутой схемам включения;
- контроль цепей вторичной коммутации с одновременным испытанием напряжением 2,5 кВ (М2);
- автоматический контроль работоспособности мегаомметра;
- индикация коэффициента абсорбции (отношение значений сопротивлений, измеренных через 60 и 15 с);
- осуществление контроля заряда аккумуляторной батареи
- индикация текущего времени измерения;
- измерение текущих значений сопротивления;
- индикация текущей даты (М1-ЖТ);
- автоматический выбор пределов измерений;
- измерение по двух- и трехзажимным схемам включения;
- индикация перегрузки по экранным цепям



Наименование параметра	Значение для мегаомметра	
	М1, М1-ЖТ	М2
Пределы измерения сопротивления	От 10 кОм до 200 ГОм	От 50 кОм до 200 ГОм
Рабочее напряжение	1000 и 2500 В	
Мощность источника рабочего напряжения	3 Вт	15 Вт
Допустимый ток по цепям экранирования объекта	0,5 мА	2,5 мА
Питание	От встроенной аккумуляторной батареи 12 В	От сети 220 В ± 10% частотой 50 – 60 Гц
Диапазон измерения коэффициента абсорбции	1–5	
Рабочий диапазон температур	От –10 до + 40°C	
Допустимая основная погрешность измерения	≤ 5% в интервале 100 кОм – 100 ГОм	≤ 5% в интервале 100 кОм – 50 ГОм
	≤ 15% в интервале 10 кОм – 100 кОм	≤ 15% в интервале 50 кОм – 100 кОм
	100 ГОм – 200 ГОм	50 ГОм – 200 ГОм
Влагоустойчивость	Повышенная влажность 90% при 30°C	
Масса	4,0 кг	3,7 кг
Габаритные размеры	272 × 170 × 190 мм	

В 2001 году на конкурсе «Национальная безопасность» мегаомметры награждены медалью «Гарантия качества и безопасности».

Система качества, распространяющаяся на разработку, производство и обслуживание продукции соответствует ИСО 9001.

Мегаомметры имеют сертификаты соответствия и внесены в Госреестр средств измерений.

По результатам VI Национального конкурса «Российская марка», проводимом в 2001 г., мегаомметры М2 и М1-ЖТ удостоены Золотого Знака качества «Российская Марка», а М1 удостоен Серебряного Знака качества «Российская Марка».

ОАО АНИИТТ «РЕКОРД»

601650 Владимирская обл., г. Александров, ул. Ленина, 13

тел/факс (09244) 2-12-52 тел. (09244) 9-37-12 E-mail: aniitt@yandex.ru <http://www.aniitt.ru>



**РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО “ЕЭС РОССИИ”
ВСЕРОССИЙСКИЙ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ (ВТИ)**

ПРЕДЛАГАЕТ

Сборник докладов научно-практического семинара (под редакцией доктора техн. наук А.Г. Тумановского, канд. техн. наук В.Р. Котлера) 2000 г.

**«ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ТРЕХСТУПЕНЧАТОГО
СЖИГАНИЯ ДЛЯ ПОДАВЛЕНИЯ NO_x НА ТВЕРДОТОПЛИВНЫХ
КОТЛАХ В ЕВРОПЕ И СНГ»**

В СБОРНИКЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ ДОКЛАДЫ, выступлений специалистов из России, Великобритании, Италии, Греции и Португалии, посвященные проблеме снижения выбросов оксидов азота на котлах, сжигающих твердое топливо.

ДОКЛАДЫ СОДЕРЖАТ основные результаты разработки и исследования технологии трехступенчатого сжигания, с успехом реализованной на крупных угольных энергоблоках в Европе.

СБОРНИК МОЖЕТ БЫТЬ ПОЛЕЗЕН:

- инженерно-техническому персоналу тепловых электростанций и энергосистем;
- специалистам научно-исследовательских, проектно-конструкторских и наладочных организаций, работающим в сфере создания и эксплуатации котельно-топочного оборудования.

ВЫ МОЖЕТЕ НАМ ПОЗВОНИТЬ: (095) 275-74-41

ИЛИ ОТПРАВИТЬ ФАКС: (095) 279-59-34

НАШ АДРЕС: 115280, МОСКВА, АВТОЗАВОДСКАЯ УЛ., Д. 14/23

Сборник докладов семинара **МЫ ПРЕДОСТАВИМ ВАМ** по договорной цене

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 1.08.2002. Подписано в печать 2.09.2002. Формат 60×84 1/8.

Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Печ. л. 10,25. Тираж 1800. 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”