

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

Издается
с января 1930 года



ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Электрические станции 7 2002

Содержание

- 2 **Глебов В. П., Медик Е. Н., Чугаева А. Н.** Конвенция ООН об изменении климата и электроэнергетика

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

- 8 **Шаргородский В. С., Хоменок Л. А., Божко В. В., Коновалов В. К., Еремин В. А.** Анализ режима прогрева турбоустановки К-300-240 при пусках из различного температурного состояния
- 13 **Лебедев А. С., Зандрак А. Н.** Новое направление работ на АО ЛМЗ – газотурбинные установки мощностью 160 – 180 МВт
- 15 **Салихов А. А., Фаткуллин Р. М.** Экологические аспекты внедрения газотурбинных технологий в Башкирэнерго
- 19 **Загоскина Н. В., Зыкин Ю. В., Соковнин О. М.** Совершенствование ресурсосберегающих технологий мокрого золоулавливания для ТЭС
- 23 **Мартынова О. И.** Гидратный водно-химический режим на электростанциях с барабанными котлами

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

- 26 **Висящев А. Н., Тигунцев С. Г., Луцкий И. И.** Влияние потребителей на искажение напряжения
- 31 **Тураев В. А., Базанов В. П.** О мерах безопасности при работах на воздушных линиях под наведенным напряжением

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

- 35 **Родионов Ю. А., Марков А. М., Дуплинский С. В., Очаев В. М., Грачев О. П., Семушин А. С.** Приборы

контроля за работой щеточно-контактных аппаратов турбогенераторов

- 39 **Лурье А. И., Панибратец А. Н., Зенова В. П.** Работа трехфазной группы трансформаторов с различными значениями напряжения К3
- 47 **Власов А. Б., Джура А. В.** Анализ данных тепловизионного контроля электрооборудования в Колэнерго
- 51 **Львов М. Ю., Чичинский М. И., Львов Ю. Н., Ершов Б. Г., Комаров В. Б.** Нормирование показателей для оценки износа изоляции обмоток силовых трансформаторов

ОБМЕН ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОПЫТОМ

- 55 **Георгиади В. Х., Карпов К. М., Рогов С. В.** Особенности внедрения АСУЭ на ТЭЦ-23 Мосэнерго
- 62 **Булавицкая Н. Ю., Рассовский В. Л., Чачко А. Г.** Опыт разработки и применения на ГЭС электронных инструкций
- 66 **Гофман Ю. М., Симановская Е. Ю.** О повреждении сварных соединений паропроводов острого пара и горячего промперегрева блоков 500 МВт

ХРОНИКА

- 68 **Белосельский Б. С.** Выставка – семинар «Водоподготовка и водно-химические режимы ТЭС-2001»

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

- 71 **Котлер В. Р., Серков Д. Е.** Потребление первичной энергии и структура топливопотребления в мире



Среди авторов статьи – молодые специалисты

Конвенция ООН об изменении климата и электроэнергетика

Глебов В. П., доктор техн. наук, Медик Е. Н., инж., Чугаева А. Н., канд. техн. наук

ВТИ

Ход промышленного развития и все большая интенсификация антропогенных процессов привели к тому, что концентрации парниковых газов (диоксид углерода – CO₂, метан – CH₄, закись азота – N₂O, гидрофтоглероды – ГФУ, перфтоглероды – ПФУ, гексафторид серы – SFe₆) в атмосфере, как об этом свидетельствуют результаты наблюдений, непрерывно повышаются. Считается, что это связано в основном или полностью [как в случае с хлорфтоглеродами (ХФУ)] с деятельностью человека. Есть основания полагать, что дальнейшее неконтролируемое повышение концентраций названных газов может привести к усилению парникового эффекта и потеплению климата, опасному для человечества в целом.

Примерный вклад основных парниковых газов в антропогенную составляющую парникового эффекта показан на рисунке. Для борьбы с возможным потеплением климата и с целью координации усилий мирового сообщества в этой области была разработана рамочная Конвенция ООН об изменении климата. Конвенция была подписана на состоявшейся в июне 1992 г. в Рио-де-Жанейро Конференции ООН по охране окружающей среды и развитию (UNCED), известной так же, как "Саммит Земли".

Конвенция вступила в силу 21 марта 1994 г. В России Федеральный закон "О ратификации рамочной Конвенции ООН об изменении климата" был принят Госдумой 14 октября 1994 г.; одобрен Советом Федерации 25/X 1994 г.; подписан Президентом РФ 04/XI 1994 г.

Конвенция ставит своей задачей добиться стабилизации концентраций парниковых газов в атмосфере на уровне, который не приводит к опасному антропогенному влиянию на климатическую систему и устанавливает ряд принципов, которыми следует руководствоваться для достижения этой цели. Они включают справедливое распределение обязательств между странами; заботу как о настоящем, так и о будущих поколениях; делают

поправку на конкретные нужды и особые обстоятельства в развивающихся странах; признают важность экономической эффективности, устойчивого развития и создания открытой международной экономической системы, включая механизмы взаимной поддержки. Принцип общей, но дифференцированной ответственности государств отводит ведущую роль в борьбе с изменением климата развитым странам.

Обязательства государств – участников Конвенции. Согласно Конвенции промышленно развитые страны и страны с переходной экономикой приняли на себя обязательства, согласно которым они должны были предпринимать меры, позволяющие к 2000 г. снизить выбросы парниковых газов до уровня 1990 г. (этот год принят в качестве базового). Меры по снижению выбросов могут предприниматься совместно с другими государствами-участниками.

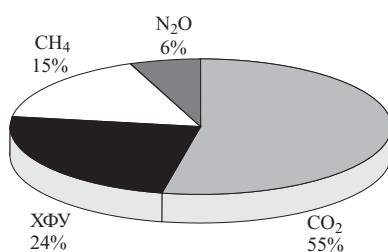
Наиболее богатые страны будут обеспечивать поступление "новых и дополнительных финансовых ресурсов" и облегчать процесс передачи технологий. Эти государства будут покрывать "все согласованные издержки", которые понесут развивающиеся страны в связи с предоставлением своих национальных сообщений, причем эти финансовые средства должны быть "новыми и дополнительными", а не переадресованными из уже существующих фондов содействия развитию.

Принципиально важным является то обстоятельство, что развивающиеся страны, согласно Конвенции, не имеют конкретных обязательств по снижению эмиссии.

Оценки показывают, однако, что при существующих тенденциях развития даже крайне жесткие меры по сокращению эмиссии в развитых странах не позволяют достичь целей Конвенции, если развивающиеся страны не будут предпринимать соответствующие меры.

В целом антропогенная эмиссия CO₂ обусловлена промышленными выбросами (примерно 84,5%) и изменением в землепользовании (15,5%) (данные 1991 г.). Соотношение между промышленными выбросами и эмиссией от изменения в землепользовании сильно различается по континентам. Если в Африке оно составляет примерно 50%, то в Европе – 0,016% [1].

Основная доля промышленной эмиссии CO₂ (97 – 99%) связана со сжиганием ископаемого топлива. В таблице приведены данные по эмиссии CO₂ и суммарной эмиссии парниковых газов в странах, принявших на себя обязательства по Кон-



Вклад основных парниковых газов в антропогенную составляющую парникового эффекта

**Промышленная эмиссия CO₂ и суммарная эмиссия парниковых газов в странах с развитой
и переходной экономикой, принявших на себя обязательства по Конвенции**

Страна	Промышленная эмиссия CO ₂			Эмиссия парниковых газов			Обязательства по Киотскому протоколу к 1990 г., %
	1990 г., тыс. т	1998 г., тыс. т	Изменение по отношению к 1990 г., %	1990 г., тыс. т	1998 г., тыс. т	Изменение по отношению к 1990 г., %	
Австралия	278 669	337 973	21,3	493 329	519 873	5,4	+8
Австрия	62 130	66 604	7,2	66 237	72 682	9,7	-8(-13)
Бельгия	113 997	121 975	7,0	134 406	144 396	7,4	-8(-7,5)
Болгария*§	103 856	55 150	-46,9	152 433	78 084	-48,8	-8
Канада	465 755	529 431	13,7	572 628	670 396	17,1	-6
Чехия*	165 490	128 268	-22,5	187 556	144 019	-23,2	-8
Дания	52 894	60 125	13,7	68 651	75 171	9,5	-8(-21)
Эстония*	37 797	19 232	-49,1	29 402	18 400	-37,4	-8
Финляндия	60 771	63 945	5,2	51 404	66 602	29,6	-8(0)
Франция	387 590	412 860	6,5	494 162	488 943	-1,1	-8(0)
ФРГ	1 014 500	886 181	-12,6	1 175 088	986 252	-16,1	-8(-21)
Греция	85 164	100 449	17,9	105 345	124 315	18,0	-8(25)
Венгрия*§	83 676	57 601	-31,2	98 536	79 266	-19,6	-6
Исландия	2147	a 2282	6,3	2576	a 2697	4,7	+10
Ирландия	31 575	40 019	26,7	48 477	57 269	18,1	-8(13)
Италия	432 565	459 461	6,2	492 888	517 908	5,1	-8(-6,5)
Япония	1 124 532	b 1 230 831	9,5	1 129 359	b 1 225 588	8,5	-6
Латвия*	24 771	8287	-66,5	24 843	995	-96,0	-8
Лихтенштейн	208			238			-8
Литва*	39 535	16 694	-57,8	42 700	31 563	-26,1	-8
Люксембург	12 750	a 9545	-25,1	13 153	a 9928	-24,5	-8(-28)
Монако	108	138	27,6	111	142	28,4	-8
Нидерланды	161 360	181 370	12,4	216 382	234 551	8,4	-8(-6)
Новая Зеландия	25 398	28 941	14,0	51 537	53 990	4,8	0
Норвегия	35 146	41 700	18,6	42 551	38 561	-9,4	+1
Польша*§	476 625	337 450	-29,2	529 540	372 657	-29,6	-6
Португалия	43 132	53 891	24,9	59 864	70 196	17,3	-8(27)
Румыния*§	194 826	c 125 597	-35,5	261 954	c 157 436	-39,9	-8
РФ*	2 372 300	d 1 495 920	-36,9	2 648 062	d 1 122 441	-57,6	0
Словакия	62 237	43 772	-29,7	73 878	51 136	-30,8	-8
Словения*	13 935			16 919			-8
Испания	226 057	273 017	20,8	276 493	340 604	23,2	-8(15)
Швеция	55 443	56 953	2,7	35 031	46 162	31,8	-8(4)
Швейцария	44 409	44 809	0,9	48 662	47 598	-2,2	-8
Украина*	703 792	314 445	-55,3	867 113	386 225	-55,5	0
Великобритания	584 220	546 390	6,5	762 675	694 835	-8,9	-8(-12,5)
США	4 914 351	5 478 051	11,5	4 888 792	5 953 978	21,8	-7
Всего ^o	14 493 711	13 643 500	-5,9	16 162 978	14 902 018	-7,8	-5
Промышленно развитые страны ^o	10 214 871	11 027 149	8,0	11 230 042	12 442 875	10,8	
Страны с переходной экономикой ^o	4 278 840	2 616 351	-38,9	4 932 936	2 459 142	-50,1	

П р и м е ч а н и я : 1.* Страны с переходной экономикой.

2. Обязательства по Киотскому протоколу: увеличение (+) или снижение (-) эмиссии в процентах к базовому году; для стран Евросоюза в целом снижение должно составить 8%; обязательства каждой страны внутри Евросоюза указаны в скобках.

3. § – некоторые страны с переходной экономикой используют в качестве базового не 1990 г., а иной: Болгария (1988), Венгрия (среднее за период 1985 – 1987), Польша (1988) и Румыния (1989).

4. о – всего за 1998 г. (расчеты проведены на основании последних имеющихся для каждой страны данных).

5. Последние имеющиеся данные: a – за 1995 г.; b – за 1997 г.; c – за 1994 г.; d – за 1996 г.

венции. Анализ [таблицы](#) показывает, что в целом развитые страны, взявшие на себя обязательства по снижению выбросов парниковых газов, к 1998 г. повысили эти выбросы. Исключение составляют ФРГ, Норвегия, Люксембург и Великобритания.

Начавшийся в странах СНГ и Восточной Европы после распада СССР переход к рыночной экономике (уже после подписания Конвенции) привел к существенному снижению эмиссии парниковых газов в этих странах. Это снижение было вызвано, главным образом, спадом промышленного производства, однако его можно рассматривать, как выполнение указанными странами обязательств по Конвенции.

С этим обстоятельством связаны опасения, что страны, в которых эмиссия парниковых газов существенно снизилась вследствие спада производства (речь идет главным образом о Российской Федерации и Украине), могут не предпринимать никаких мер по снижению или же продать излишки своей квоты. При этом страны, купившие эти излишки, будут рассматриваться как выполнившие свои обязательства, хотя реально мер по снижению эмиссии предпринято не будет.

В целом, с учетом снижения эмиссии парниковых газов за счет спада производства в странах с переходной экономикой, к 1998 г. страны с развитой и переходной экономикой снизили эмиссию парниковых газов на 7,8%.

Конференция государств-участников. Высшим органом Конвенции является Конференция государств-участников, которая проводится ежегодно.

С момента подписания Конвенции до настоящего времени было проведено шесть таких конференций. Наиболее важные решения, конкретизирующие обязательства участников и механизмы выполнения Конвенции, приняты на третьей Конференции, состоявшейся в Киото в 1997 г.

Важнейшим ее итогом, зафиксированным в заключительном протоколе, является установление для промышленно развитых стран и стран с переходной экономикой количественных показателей снижения к 2008 – 2012 гг. эмиссии парниковых газов (см. [таблицу](#)). При этом для них предусматривается общее сокращение эмиссии не менее чем на 5% уровня 1990 г. Если ранее государства-участники обязывались предпринимать меры по снижению эмиссии относительно базового года, теперь они обязаны снизить выбросы.

Принципиально важный вопрос о принятии дополнительных обязательств развивающимися странами (или хотя бы теми из них, которые имеют большой промышленный потенциал, – Китай, Мексика, Индия и др.) на третьей Конференции государств-участников по-прежнему остался нерешиенным.

На 28 сентября 2000 г. Киотский протокол подписан 84 государствами; 30 государствамиproto-

кол ратифицирован. Российской Федерацией протокол подписан 11 марта 1999 г.

Механизмы выполнения обязательств по Конвенции. Экономические оценки показывают, что проведение мероприятий по снижению выбросов парниковых газов сопряжено с колоссальными расходами. Согласно ECOal № 20 (1996 г., декабрь) затраты на стабилизацию к 2000 г. выбросов на уровне 1990 г. могли бы составить суммарно 2 – 8 трлн.дол.

Высокая стоимость выполнения обязательств по снижению эмиссии парниковых газов заставила выработать механизмы, позволяющие уменьшить затраты. Эти механизмы определены в Киотском протоколе и базируются, по сути, на создании возможности маневрировать капиталами как в пространстве (снижение выбросов там, где это в силу различных причин обходится дешевле), так и во времени (выполнение мероприятий по снижению совместно с плановой заменой или реконструкцией оборудования). Первый механизм основан на, так называемой, концепции совместного выполнения, второй – на создании международной системы торговли разрешениями на выброс.

Кроме указанных, в Киотском протоколе определен также и механизм чистого развития, позволяющий странам, не имеющим количественных обязательств по снижению эмиссии, пользоваться выгодами механизма совместного выполнения.

Совместно предпринимаемые действия (совместное выполнение). Согласно ст. 4, п. 2 (а, б) Конвенции меры по снижению выбросов могут предприниматься совместно с другими государствами-участниками, перечисленными в приложении 1. На этом положении Конвенции базируется концепция, так называемого, “совместного выполнения”, получившая дальнейшее развитие в Киотском протоколе (ст. 3, п. 1; ст. 6, п. 1).

Стоимость снижения выбросов может быть почти на 3/4 уменьшена, если предоставить промышленно развитым странам возможность снижать выбросы CO₂ на территории других стран – развивающихся и с переходной экономикой. Снижение затрат достигается при этом за счет того, что в странах-получателях внедряются более эффективные технологии, отработанные в развитых странах методы ресурсо- и энергосбережения и др., т.е. технологии и методы, которые уже сыграли свою роль в странах-инвесторах и не могут дать там значительного эффекта.

Полагают, что в рамках совместно предпринимаемых действий можно будет направить финансы частного сектора в деятельность, связанную с ослаблением изменений климата. С экономической точки зрения конкретные проекты осуществляются посредством создания товариществ с участием компаний-инвестора из промышленно развитой страны и компаний в принимающей стране. Ожидается, что партнер, делающий инвестиции, предоставит большую часть технологий и финан-

сового капитала. Принимающая сторона может предоставить площадку, основной персонал и организационную структуру, необходимую для выполнения проекта [2].

Выгоды практической реализации концепции совместно предпринимаемых действий неоспоримы только для стран-инвесторов, снижающих "свои" выбросы на чужой территории. В самом деле, действуя в рамках этой концепции, помимо значительного снижения затрат, страна-инвестор еще и стимулирует если не увеличение, то, по крайней мере, сохранение занятости в тех сферах производства, которые требуют использования высококвалифицированного труда, а также в областях науки, "работающих" на указанные сферы производства. Соответственно страна, выступающая в этом процессе партнером, страна – получатель инвестиций наряду с очевидными выгодами имеет также и снижение занятости высококвалифицированного персонала в сфере производства, и, кроме того, лишается стимула для проведения собственных научных разработок в данном направлении.

Гораздо более привлекательным выглядит вариант реализации проектов совместного выполнения, когда страна-инвестор выделяет средства на их осуществление, получая взамен право на предотвращенную эмиссию CO₂ (или ее часть). Однако в настоящее время такие варианты реализации представляются малореалистичными.

Для стран – получателей инвестиций существует также еще один неблагоприятный аспект участия в совместно предпринимаемых действиях. Стоимость снижения выбросов сильно зависит от выбранного метода.

Очевидно, что государство-инвестор, в первую очередь, заинтересовано в использовании наиболее дешевых методов, и если это происходит, страна – получатель инвестиций полностью или частично лишается возможности использовать эти методы для уменьшения "своих" выбросов. Таким образом, возможность дешево получить передовые технологии и современное оборудование в недалеком будущем может привести страну – получатель инвестиций к необходимости несения повышенных затрат на снижение выбросов.

В силу сказанного ясно, что для страны – получателя инвестиций (и, в частности, для России) необходимо проведение тщательного стоимостного анализа с учетом, в первую очередь, необходимости выполнения собственных обязательств по стабилизации, а также с учетом возможной торговли квотами на выбросы.

В качестве основы для такого анализа может, например, послужить сравнение вариантов совместного выполнения со случаем, когда требуемые для сокращения выбросов CO₂ мероприятия проводятся принимающей стороной самостоятельно и целиком на заемные средства, кредит берется по действующим в данное время процентным став-

кам, а снижение эмиссии, полученное в результате реализации проекта, полностью относится на счет принимающей стороны, что позволяет продать предотвращенную эмиссию на мировом рынке.

Проект совместного выполнения может считаться выгодным для принимающей стороны, если, при прочих равных условиях, ее суммарные затраты на реализацию проекта меньше, чем в случае с займом и последующей продажей предотвращенной эмиссии. Иными словами, проекты совместного выполнения следует рассматривать как специфическую форму торговли квотой, когда принимающая сторона передает на тех или иных условиях право на предотвращенную эмиссию (или на ее долю) стороне-инвестору. При этом стоимость тонны предотвращенного выброса может служить мерилом выгодности проекта.

Для РФ существует также возможность участвовать в совместном выполнении не только в качестве принимающей стороны, но и в качестве страны-инвестора, например, в странах третьего мира. В этом случае Россия может в полной мере использовать преимущества подобного образа действий. Такая возможность особенно привлекательна для РАО "ЕЭС России".

Торговля квотами на выбросы парниковых газов. Возможность торговли квотами на выбросы парниковых газов (единицами сокращения выбросов) также предусмотрена заключительным протоколом Киотской Конференции для промышленно развитых стран и стран с переходной экономикой.

Конкретные условия совершения таких сделок еще предстоит разработать. Проблема заключается в сложности организации межгосударственного взаимодействия, которое должно быть экологически и экономически выгодным, надежным, имеющим отлаженную систему мониторинга, штрафных санкций за невыполнение обязательств и не должно противоречить существующим национальным институтам. Эта проблема активно обсуждалась, в частности, на четвертой Конференции государств-участников в ноябре 1998 г. в Буэнос-Айресе и дорабатывается в настоящее время.

Уже сейчас можно грубо оценить "потенциал" торговли квотами для России. Один процент от квоты РФ на выбросы CO₂ соответствует приблизительно 24 млн. т. Таким образом, при стоимости разрешения на выброс порядка 10 – 50 дол. на тонну CO₂ каждый процент перевыполнения Россией обязательств по Конвенции может ежегодно приносить доход в размере 240 – 1200 млн. дол. Эти средства, по крайней мере, частично могут быть направлены на проведение мероприятий по снижению выбросов, что согласно Конвенции входит в обязательства РФ; тем самым одновременно будет поддерживаться возможность дальнейшей торговли квотами.

Для выбора оптимальной стратегии использования этих средств необходимо проведение стоимостного анализа с учетом перспектив развития

основных отраслей, затрат на проведение мероприятий по снижению выбросов, а также проектов в рамках концепции совместно предпринимаемых действий.

Такой подход (который в принципе должен быть межведомственным, например, организованным под эгидой Межведомственной комиссии РФ по проблемам изменения климата) позволит добиться получения максимальной выгоды.

Механизм чистого развития. Непринятие развивающимися странами количественных обязательств по снижению эмиссии приведет к тому, что основная цель Конвенции – стабилизация концентрации парниковых газов в атмосфере на безопасном уровне – не будет достигнута даже при выполнении очень жестких обязательств промышленно развитыми странами и странами с переходной экономикой. Если еще учесть и прогнозируемый в XXI в. быстрый рост эмиссии парниковых газов в развивающихся странах, придется признать, что без активного участия этих стран в снижении выбросов цель Конвенции достигнута не будет ни при каких обстоятельствах.

В то же время все попытки договориться о том, чтобы развивающиеся страны приняли количественные обязательства по снижению эмиссии, до сих пор были безрезультатными. Объективно это связано как с отсутствием у них необходимых средств, в силу чего в национальных программах развития этих стран борьба с глобальным потеплением не является приоритетом, так и с тем, что в настоящее время эмиссия парниковых газов на душу населения здесь более чем на порядок меньше аналогичного показателя для промышленно развитых стран.

Для того чтобы снять противоречие между необходимостью участия развивающихся стран в выполнении обязательств и невозможностью для них изыскать необходимые для этого средства, и был разработан и принят на Киотской конференции механизм чистого развития. Он, по сути, расширяет понимание совместного выполнения и позволяет развитым странам и странам с переходной экономикой записывать себе в актив снижение выбросов на территории развивающихся стран, которые при этом получают новейшие технологии и оборудование.

Пробное моделирование торговли разрешениями на эмиссию CO₂. В мае 1999 г. 19 европейскими компаниями – производителями электроэнергии из 14 стран, являющимися членами ассоциации UNIPEDE/EURELECTRIC, было достигнуто соглашение о проведении деловой игры – моделирование торговли электроэнергией и разрешениями на эмиссию CO₂ на международном рынке в период 2000 – 2012 гг. Целью этой деловой игры являлось выявление особенностей, которые могли проявиться из-за введения торговли разрешениями на эмиссию углекислоты на открытом международном рынке электроэнергии.

Для проведения игры на базе Парижской фондовой биржи была создана виртуальная биржа, на которой имитировались торги электроэнергией и разрешениями на эмиссию.

Принимавшие участие в торгах 19 европейских энергокомпаний для проведения игры создали 16 виртуальных энергокомпаний – каждая со своей структурой генерирующих мощностей, своей структурой топливного баланса, своими планами развития и др. При этом не требовалось, чтобы какие-либо показатели виртуальных энергокомпаний полностью соответствовали тем или иным показателям их реальных прототипов.

До начала игры для каждой из 16 виртуальных энергокомпаний на 2000 г. были определены следующие базовые показатели:

объем производства электроэнергии (ТВт·ч);
типы имеющихся в компании электростанций (гидро-, тепловые, атомные, ветровые и др.) и их мощность;

удельная эмиссия CO₂ [МтCO₂/(ГВт·ч)].

Игра продолжалась в течение 8 недель. Ее целью было добиться заданного снижения эмиссии CO₂ при минимальных затратах, используя все возможные средства, доступные энергокомпаниям – переход на другие виды топлива (так, например, перевод угольной ТЭС на сжигание газа приводит к снижению эмиссии CO₂ приблизительно в 1,7 раза), повышение эффективности энергопроизводства и др. В ходе игры имитировался отрезок времени 2000 – 2012 гг.

Торги проходили 1 раз в неделю в течение 2 ч. За неделю до начала каждой торговой сессии эксперты Международного энергетического агентства (IEA), контролирующие соблюдение правил игры, сообщали руководству каждой виртуальной энергокомпании данные о потребности в электроэнергии, которая должна быть покрыта данной энергокомпанией. Такой срок давал возможность экспертам каждой компании выработать как стратегию производства электроэнергии, так и стратегию проведения биржевых сделок. Важно отметить, что к выработке стратегии компаниями привлекались не только специалисты по производству, но и эксперты по проведению биржевых операций. Торговля велась по общепринятым биржевым правилам.

В случае невыполнения виртуальной энергокомпанией своих обязательств по снижению эмиссии после окончания каждого льготного периода на нее налагались штрафные санкции в размере 150% максимальной стоимости разрешения на эмиссию, достигнутой в течение соответствующего бюджетного периода. Штрафные санкции в том же размере применялись и к компаниям, которые не смогли выполнить своих обязательств по закрытию фьючерсных контрактов, проданных ими в течение бюджетного периода.

После каждой торговой сессии компании должны были отчитываться, как именно ими была покрыта потребность в электроэнергии, и предоставлять данные об эмиссии CO₂.

Организаторы деловой игры постарались сделать ее максимально реалистичной.

Кратко итоги проведенной деловой игры можно охарактеризовать следующим образом.

За период игры потребление электроэнергии увеличилось на 24%.

Показатели удельной эмиссии углекислого газа для компаний, выполнивших свои обязательства по снижению, уменьшились в среднем примерно на 26%. Это было достигнуто за счет инвестирования в более “чистые” технологии.

На большей части введенных в эксплуатацию за этот период мощностей на органическом топливе в качестве топлива использовался природный газ (газовые блоки и ПГУ). В результате суммарная мощность угольных блоков в 2012 г. уменьшилась в 2 раза, мазутных – примерно на 20%, а мощность газовых блоков возросла более чем в 3 раза. Другие изменения в структуре генерирующих мощностей оказались незначительными.

По результатам первого бюджетного периода свои обязательства по снижению эмиссии выполнили 12 виртуальных энергокомпаний из 16. После окончания второго бюджетного периода обязательства выполнили 14 компаний.

Стоимость разрешений на эмиссию значительно менялась в ходе игры. Цена закрытия после первых торгов составила 6 евро/т. По мере приближения конца первого бюджетного периода стоимость разрешения повышалась и во время первого льготного периода достигла 50 евро/т. В конце второго бюджетного периода этот показатель повысился до 60 евро/т, однако максимального значения стоимость разрешения на эмиссию достигла во время второго льготного периода – 125 евро/т. Наибольшие колебания цен во время торговой сессии наблюдались в течение льготных периодов.

Следует отметить, что приведенные ценовые показатели носят весьма условный характер. Результаты проведенного с февраля по июль 2000 г. второго этапа этой деловой игры были представлены 14 сентября 2000 г. в Лионе на заседании Вспомогательного консультативного комитета Конвенции ООН об изменении климата. В ней принимали участие предприятия уже шести различных отраслей промышленности, учитывалось влияние других механизмов выполнения Конвенции, а также ряд других факторов, делающих моделирование более реалистичным, позволяют предположить, что реальные цены разрешений на эмиссию могут оказаться ниже.

Результаты проведенной деловой игры показали, что виртуальные энергокомпании достаточно быстро освоились на рынке разрешений на эмиссию. С учетом наличия такого рынка ими были разработаны собственные стратегии инвестирования в новое оборудование. Наибольший выигрыш от наличия нового рынка получили энергокомпании с самыми “тяжелыми” проблемами по снижению эмиссии.

Выводы

1. Достижение целей Рамочной Конвенции ООН об изменении климата сопряжено с огромными финансовыми затратами для стран-участниц, взявшими на себя обязательства по снижению эмиссии парниковых газов.

2. Для снижения затрат на выполнение этих обязательств разработаны механизмы совместного выполнения, торговли разрешениями на эмиссию и чистого развития.

3. Достигнутое в 1990 – 1998 гг. суммарное снижение антропогенной эмиссии парниковых газов в промышленно развитых и странах с переходной экономикой, взявших соответствующие обязательства, обусловлено главным образом экономическими последствиями распада СССР. В большинстве развитых стран эмиссия парниковых газов продолжала расти.

4. В настоящее время промышленно развитые страны начинают осваивать новый финансовый инструмент – разрешения на эмиссию CO₂. С этой целью разрабатываются нормативные документы и проводится моделирование торговли этими разрешениями на открытом международном рынке. Использование этого финансового инструмента позволит выполнять обязательства по Конвенции с меньшими затратами.

5. Учет ограничений по выбросам парниковых газов при планировании бизнеса энергокомпаний может существенно влиять на выработку стратегии их развития. Это в полной мере относится и к РАО “ЕЭС России”, в частности, в том, что касается экономических последствий обсуждаемого в последнее время вытеснения на ТЭС природного газа (являющегося, как показывает зарубежная практика, основным способом снижения эмиссии CO₂) и увеличения сжигания угля, а также собственного возможного участия в торговле квотами на эмиссию CO₂.

Список литературы

1. *Изменение климата. Информационные материалы.* М.: Издание Центра по эффективному использованию энергии (ЦЭНЭФ), 1997, октябрь.
2. *Potential Climate Change.* – World Energy Council., 1995, September, № 4.

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Анализ режима прогрева турбоустановки К-300-240 при пусках из различного температурного состояния

Шаргородский В. С., канд. техн. наук, Хоменок Л. А., доктор техн. наук, Божко В. В., Коновалов В. К., Еремин В. А., инженеры

НПО ЦКТИ – ООО “Турбокосмос” – Каширская ГРЭС-4

Обеспечение надежности и безопасности энергетических установок на электростанциях, наряду с повышением их экономичности, маневренности и срока службы, остается одной из главных задач развития энергетики и энергетического машиностроения. Одним из факторов, определяющих сохранение высоких показателей работы турбоустановок, является обеспечение оптимальных условий работы турбины на пусковых режимах.

Важной проблемой эксплуатации турбоустановки является обеспечение необходимого температурного режима элементов турбоустановки на различных этапах эксплуатации. Принятые конструктивные и схемные решения, а также методика (технология) пуска, с одной стороны, должны позволить осуществлять по возможности быстрые пуски с целью сокращения непроизводительных пусковых расходов топлива, с другой стороны, обеспечить высокую надежность оборудования с учетом требований его длительной эксплуатации как на переменных, так и на стационарных режимах.

В последние годы в НПО ЦКТИ проводились работы по созданию информационно-диагностической системы поддержки оператора турбоустановки “Ментор” (ИДС “Ментор”), позволяющей вести контроль и диагностику наиболее важных процессов, характеризующих общее состояние турбоустановки. Одним из разделов в ИДС “Ментор” является диагностика эксплуатации на переменных температурных режимах: пуска, маневрирования по нагрузкам, останова и расхолаживания.

В целом внедрение ИДС “Ментор” на турбоустановке позволяет:

рассчитывать графики оптимальных параметров пара и критериев, характеризующих надежность турбины при пусках (остановах) турбоагрегата с учетом малоцикловой термической повреждаемости элементов турбины и ее тепловой экономичности;

при необходимости корректировать прогнозные графики пуска турбоагрегата при значительном отклонении фактических параметров от ранее прогнозируемых;

в автоматическом режиме следить за соблюдением всех требований инструкций по пуску (останову) турбоагрегата;

предупреждать оперативный персонал о приближении того или иного параметра к допустимому пределу;

выдавать при необходимости рекомендации оператору по приведению параметров в норму;

оптимизировать режимы эксплуатации котла;

просматривать в архиве любые параметры за любой промежуток времени как в табличном, так и в графическом виде;

в процессе пуска анализировать качество пусковых операций по расчетным термонапряжениям и тепломеханическим параметрам;

быстро выводить любую справочную информацию;

вести протоколы и ведомости;

получить обобщенный объективный анализ качества пуска по его окончанию.

Положительной особенностью ИДС “Ментор” является и то, что она устанавливается на турбоустановку как при отсутствии на ТЭС АСУ ТП, так и при ее наличии и использует, в основном, только штатные датчики турбоустановки.

В статье на основе данных, полученных с помощью ИДС “Ментор”, приводится анализ качества пусков с позиции температурного нагружения при пусках турбоустановки К-300-240 Каширской ГРЭС. Турбина пускалась в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации.

Перед началом пуска на экран монитора ИДС “Ментор” в зависимости от фактического температурного состояния турбины выводятся прогнозные графики изменения параметров пара и других характеристик пуска, которые в процессе пуска автоматически сравниваются с фактическими. Периодически проводится оценка скоростей прогрева в контрольных точках, рассчитываются фактические термонапряжения в роторах высокого и среднего давления (РВД и РСД), а после завершения пуска производится оценка выработки ресурса оборудованием за пуск. В том случае, когда скорости прогрева металла в контрольных точках или термонапряжения в РСД и РВД достигают преде-

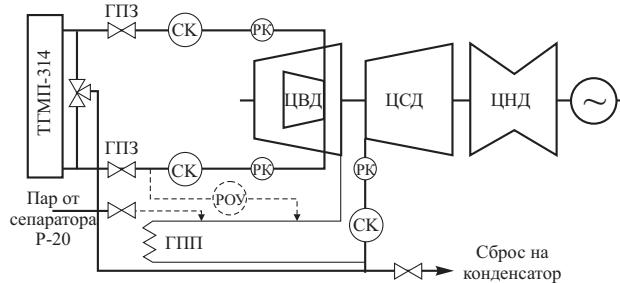


Рис. 1. Пусковая схема:

— существующая схема; - - - - дополнение к схеме

льно допустимых значений, на экране появляется предупреждение оператору.

Принятая пусковая схема на блоке № 4 Каширской ГРЭС схематично показана на рис. 1. Особенностью данной схемы является отсутствие специальных РОУ для прогрева линий холодного и горячего промперегрева. Отсутствие пусковых РОУ не позволяет вести какой-либо прогрев ЦВД и вторых перепускных труб ЦВД. Кроме того, в схеме отсутствуют байпасы главной паровой задвижки (ГПЗ).

Применительно к данной схеме инструкцией по эксплуатации предусматривается следующая технологическая цепочка порядка прогрева турбины:

при закрытых ГПЗ и открытом пускосбросном устройстве (ПСБУ) осуществляется повышение температуры и давления острого пара и соответственно прогрев линии острого пара на участке от котла до ГПЗ. Причем, к концу прогрева и давление, и температура острого пара достигают уровня, близкого к их значению перед толчком;

при достижении указанного давления и температуры острого пара открывают ГПЗ и начинается прогрев участка паропровода от ГПЗ до регулирующих клапанов ЦВД, а также прогрев стопорного и регулирующего клапанов ЦВД. Причем, давление пара, которое было перед ГПЗ, очень быстро выравнивается по всему тракту острого пара;

после достижения определенной температуры острого пара и металла корпусов стопорных клапанов (СК) производят открытие РК (регулирующих клапанов) ЦВД, повышают обороты турбины до 800 об/мин и на этих оборотах делают выдержку для прогрева корпусов цилиндров высокого и среднего давления, паропроводов вторых перепускных труб острого пара (от РК ЦВД до корпуса ЦВД), а также паропроводов промперегрева, отсечных и регулирующих клапанов ЦСД;

последней стадией прогрева является режим прогрева при работе турбины на холостом ходу и под нагрузкой при переменных параметрах и расходе пара.

Анализируя сказанное, можно констатировать, что на ГРЭС применяется методика последовательного прогрева турбоустановки как по времени,

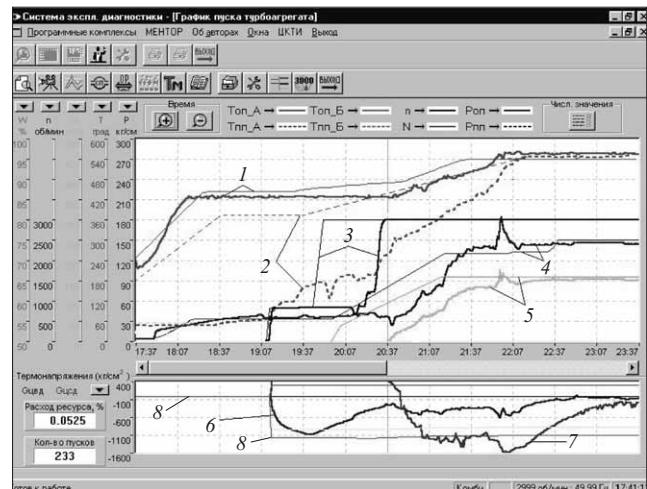


Рис. 2. Окно пусковых графиков ИДС "Ментор":

тонкие линии – прогноз, толстые – фактические параметры; 1 – температуры острого пара; 2 – температуры горячего промперегрева; 3 – частота вращения; 4 – давления острого пара; 5 – нагрузки; 6 – термонапряжения в роторе ВД; 7 – термонапряжения в роторе СД; 8 – допустимые термонапряжения

так и по участкам. На рис. 2 показаны графики изменения основных параметров при пуске турбины К-300-240 Каширской ГРЭС-4 ст. № 4. Там же приводятся прогнозные графики, т.е. расчетные оптимальные графики изменения этих же параметров. Наблюдаемые в процессе пуска отклонения фактических параметров от их прогнозных значений в существенной мере определились выполненной пусковой схемой блока, а также принятой на ГРЭС методикой прогрева на различных этапах пуска.

При расчете прогнозных графиков изменения параметров в качестве исходных данных принимались данные фактических замеров температур металла перед началом прогрева:

температуры металла стопорных клапанов ЦВД и ЦСД;

температуры металла паропуска корпусов цилиндров высокого и среднего давления;

температуры пара и металла в сечении регулирующей ступени ЦВД и первой ступени ЦСД.

Кроме того, при построении прогнозных графиков еще до начала пусковых операций вводились требования эксплуатационного персонала на конечную нагрузку и необходимые технологические выдержки по набору нагрузки. При построении прогнозных графиков изменения параметров на предтолчковом этапе прогрева принималось, что в схеме имеются ранее апробированные на других турбинах решения, позволяющие обеспечить требуемое повышение температуры пара через паропроводы холодного и горячего промперегрева, т.е. предполагалось, что в схеме имеются РОУ или другие линии для подвода пара в линию

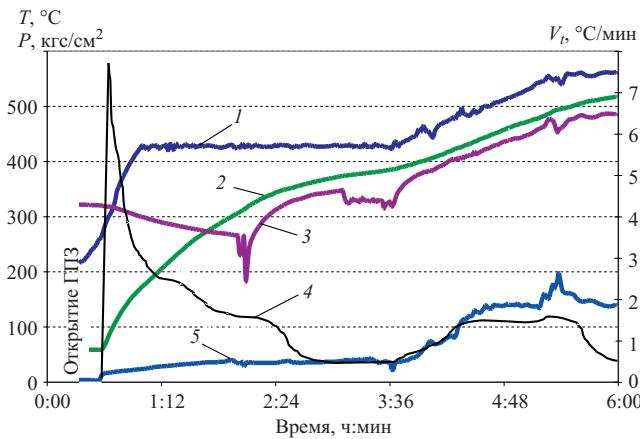


Рис. 3. Графики опыта 1:

1 – температура острого пара; 2 – температура стенки стопорного клапана ЦВД; 3 – температура пара в регулирующей ступени ЦВД; 4 – скорость изменения температуры стенки стопорного клапана; 5 – давление острого пара

холодного и горячего промперегрева с последующим сбросом этого пара на конденсатор.

Как видно из [рис. 2](#), на стадии предтолчкового прогрева имеют место существенные расхождения в графиках изменения параметров пара опыта и прогноза. В частности, по прогнозным графикам имеет место одновременное повышение температуры пара как в линии острого пара, так и в линиях промперегрева. Кроме того, повышение давления пара в паропроводах в соответствии с прогнозом на начальной стадии предусмотрено плавным. В опыте же давление после открытия ГПЗ изменилось практически скачком. Существующая схема (при отсутствии байпаса ГПЗ) не позволяет изменить давление плавно, а отсутствие РОУ делает невозможным перед толчком подавать пар в линию ХПП и, как видно из графиков, температура пара в линии ХПП и ГПЗ за все время прогрева на ВПУ практически остается неизменной. На [рис. 3](#) показано изменение температуры металла стенки стопорного клапана в процессе прогрева. В опыте 1 в начальный момент скорость прогрева клапана практически вдвое превышает принятые в инструкции допустимое значение $4^{\circ}\text{C}/\text{мин}$; причем, уже через 15 – 20 мин скорость прогрева становится ниже $2 – 2,5^{\circ}\text{C}/\text{мин}$. К концу этапа предтолчкового прогрева температура прогрева еще больше уменьшается и скорости прогрева не превышают $1^{\circ}\text{C}/\text{мин}$. Как видно из [рис. 3](#), в начальный момент после открытия ГПЗ температура металла стопорного клапана находилась на уровне, близком к 60°C , и была существенно ниже температуры насыщения пара при давлении в линии ОП – $P = 30 \text{ кгс}/\text{см}^2$.

Именно условия интенсивного теплообмена при конденсации пара на внутренней поверхности стенок клапана и предопределили высокие началь-

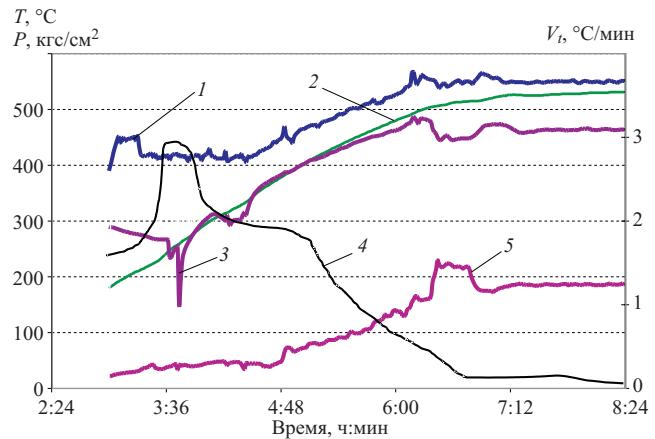


Рис. 4. Графики опыта 2:

условные обозначения см. рис. 3

ные скорости прогрева и соответственно высокие ($\sigma \sim 4500 \text{ кгс}/\text{см}^2$) термические напряжения. После прогрева металла стенки клапана до температуры насыщения осуществляется конвективный теплообмен при относительно малых коэффициентах теплоотдачи α и интенсивность его падает с уменьшением разности температур среды и поверхности металла. Из [рис. 3](#) видно, что в режиме конвективного теплообмена (при условиях, когда температура стенки металла выше температуры насыщения), даже при значительных разностях $t_{\text{пара}} - t_{\text{металла}} > 200^{\circ}\text{C}$, скорости прогрева клапанов не превышают $1,5 – 2^{\circ}\text{C}/\text{мин}$. Как показали опыты при начальной температуре металла стенки клапана, превышающей 140°C и давлениях греющего пара в диапазоне $< 30 \text{ кгс}/\text{см}^2$, даже с учетом конденсационного прогрева максимальные скорости прогрева стенок стопорных клапанов не превышают предельно допустимого значения $4^{\circ}\text{C}/\text{мин}$. Характер изменения температуры и скорости прогрева металла СК при температуре металла перед началом прогрева 180°C показан на [рис. 4](#) (опыт 2). В этом случае при значениях давления пара большие $30 \text{ кгс}/\text{см}^2$ и разностях температуры пар – металл клапана скорости прогрева не превышают допустимых.

Таким образом, принятая на ГРЭС методика прогрева СК, когда в результате открытия ГПЗ давление пара быстро становится близким к $30 \text{ кгс}/\text{см}^2$, может быть применима при пусках, когда начальная температура металла СК ЦВД выше $140 – 150^{\circ}\text{C}$. При более низких температурах металла СК открытие ГПЗ необходимо производить при более низком давлении пара перед ГПЗ, например при $P_{\text{отк}} = 5 \text{ кгс}/\text{см}^2$ с последующим его увеличением до прогнозного значения. Последнее требование можно обеспечить также при наличии байпаса ГПЗ.

Из представленного очевидно, что в условиях малых расходов пара (при небольших сбросах

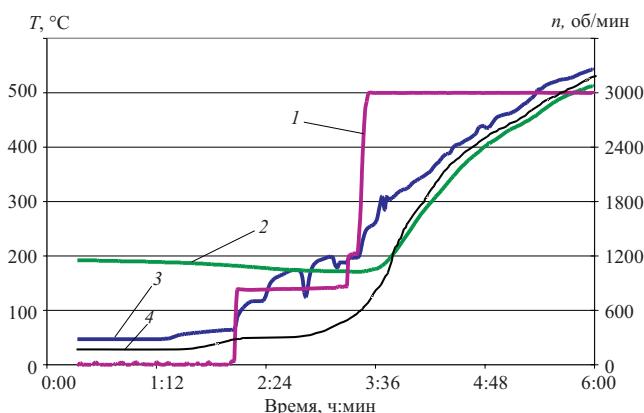


Рис. 5. Графики опыта 1:

1 – частота вращения; 2 – температура стенки отсечного клапана ЦСД; 3 – температура пара в линии ГПП; 4 – температура металла трубопроводов ГПП

пара через дренажные отверстия) прогрев труб и корпусов стопорных клапанов происходит на режиме конденсации пара на стенках до температуры конденсации при соответствующем давлении, а также при разностях температур пар – металл, превышающих 100 – 120°C. Опыты показывают, что при разностях температур пар – металл меньше 100°C скорость прогрева становится близкой к нулю, т.е. дальнейшая выдержка при проведении предтолчкового прогрева паропроводов ОП и клапанов становится нецелесообразной.

В процессе прогрева стопорных клапанов ЦВД при закрытых регулирующих клапанах имеет место заметное снижение температуры пара в камере регулирующей ступени по сравнению с ее значением до начала прогрева. Результаты измерений в трех опытах приведены далее.

Параметр	Номер опыта		
	1	2	3
Начальная температура металла корпуса ЦВД, °C	305	300	330
Конечная температура металла корпуса ЦВД, °C	290	291	315
Начальная температура пара в камере регулирующего колеса, °C	320	285	363
Конечная температура в камере регулирующего колеса, °C	261	245	290
Скорость снижения температуры пара в РК, °C/мин	0,92	0,95	0,95
Скорость снижения температуры металла корпуса ЦВД, °C/мин	0,14	0,19	0,15

Снижение температуры пара во всех опытах происходило примерно с одинаковой скоростью, близкой к 1°C/мин. В опыте 3 температура пара в регулирующей ступени к моменту начала набора оборотов снизилась более чем на 70°C. При этом имеется место снижение температуры корпусных элементов, однако темп снижения температуры металла наружного корпуса существенно более

низкий и в опытах не превышал значений 0,15 – 0,20°C/мин, что практически соответствует условиям естественного остыния. Такое снижение температуры происходит и в том случае, когда температура пара перед стопорными клапанами значительно более высокая по сравнению с температурой металла корпуса или температурой пара в камере регулирующей ступени.

Наблюдаемое снижение температуры пара в регулирующей ступени свидетельствует о наличии протечек пара через регулирующие клапаны из-за их неплотности и является следствием потери тепла паром на участке “холодных” непрогреваемых вторых перепускных труб. Как показывают расчеты, при обеспечении нормативной плотности РК ЦВД расход пара в проточную часть ЦВД при закрытых клапанах не должен превышать уровня $G = 0,1$ кг/с. По-видимому, величина и скорость охлаждения могут быть в определенной мере критерием качества плотности регулирующих клапанов.

В период предтолчкового прогрева существующая пусковая схема не позволяет одновременно вести прогрев линий острого пара и промперегрева. В этот период при работе турбины на ВПУ температура паропроводов холодного и горячего промперегрева во всех проводимых опытах практически оставалась неизменной и находилась в пределах 60 – 90°C, при этом температура отсечных клапанов ЦСД также оставалась постоянной, но уровень температуры металла был существенно более высоким, в пределах 200 – 250°C.

В соответствии с инструкционной методикой прогрева предполагается, что первоначальная активная стадия прогрева как цилиндров высокого и среднего давления, так и паропроводов промперегрева (с регулирующими и отсечными клапанами) осуществляется после толчка турбины во время работы ее на частичных оборотах $n = 800$ об/мин с пропуском пара котла через все цилиндры. Такая методика в свое время была предложена ВТИ.

В таблице показано, что длительная работа на частичных оборотах не способствует прогреву элементов турбины, а наоборот, приводит к охлаждению корпуса ЦСД и ОК, к снижению температуры в районе первых ступеней ЦСД. Такой “прогрев”, как будет показано далее, является одной из причин сверхнормативного уровня термонапряженний в роторе СД.

Практически во всех опытах в начальный момент выхода на частичные обороты имеет место кратковременное быстрое падение температуры пара в камере регулирующей ступени. Уровень скачка захолаживания зависит от уровня начальной температуры острого пара.

Данные по величине скачка падения температуры пара в камере регулирующей ступени в нач-

Режим работы	Температура, °С								
	t_m	$t_{\text{пп}} \text{ за котлом}$	$t_{\text{мет ЦВД}}$	$t_{\text{мет ЦСД}}$	$t_{\text{пер.ст ЦВД}}$	$t_{\text{ст. ЦСД}}$	$t_{\text{ст. кп ЦВД}}$	$t_{\text{от. кп ЦСД}}$	$t_{\text{пп перед СК}}$
$n = 800 \text{ об/мин}, \tau = 0 \text{ мин}$	460	110	315	300	290	260	325	230	110
$n = 800 \text{ об/мин}, \tau = 80 \text{ мин}$	-	240	320	275	380	220	397	205	180
Изменения температуры за время работы на $n = 800 \text{ об/мин}$	0	130	5	-25	20	-40	72	-25	70

льный момент при толчке турбины и работе на 800 об/мин приведены далее.

Параметр	Номер опыта		
	1	2	3
Начальная температура $t_{\text{он}}$, °С	420	420	460
Начальное падение температуры $\Delta t_{\text{ск}}$, °С	60	80	50
Разность температуры пара перед толчком ($\Delta t_{\text{пер.ст}} = t_{\text{он}} - t_{\text{пер.ст}}$), °С	140	150	140

Как видно, скачок температуры пара в регулирующей ступени для различных пусков находится в пределах 50 – 80°С, несмотря на то, что начальный уровень температуры острого пара был несколько более высоким, чем принято по инструкции.

Такое снижение температуры, в основном, обусловлено потерей тепла острого пара в холодных вторых перепускных трубах, которые при принятой методике прогрева практически прогреть невозможно. Перед толчком температура этих труб находилась на уровне 100°С.

Следует отметить, что зафиксированное захолаживание пара в силу кратковременного воздействия на ротор, а также низких коэффициентов теплообмена при работе на частичных оборотах не вызывает каких-либо заметных термонаржений в РВД. При дальнейшей работе на частичных оборотах при постоянной температуре острого пара в течение первых 20 – 25 мин происходит быстрое повышение температуры пара в регулирующей ступени со скоростью 2°С/мин. При разности температур в регулирующей ступени $\Delta t_{\text{пер.ст}} < 100^{\circ}\text{C}$, скорость изменения температуры пара в регулирующей ступени снижается и становится меньше 1 °С/мин.

В начальный момент после выхода на частичные обороты 800 об/мин термонаржения в сечении паровпуска РВД при разности температур острого пара и регулирующей ступени 140 – 150°С становятся близкими к предельно допустимым. При последующей выдержке термонаржения падают (см. [рис. 2](#), кривая 6).

В процессе выхода на холостой ход и дальнейшего повышения нагрузки при скоростях изменения температуры пара в регулирующей ступени, близкой к 1°C/мин, напряжения в РВД находились на уровне 600 кгс/см² и ниже. Учитывая, что при

этом относительные расширения РВД не превышали 2,4 мм (при допуске 3,5 мм), скорость подъема температуры острого пара можно увеличить (как рекомендуют прогнозные графики) до 1,2 – 1,25 °С/мин.

Ранее отмечалось наличие существенного захолаживания паропроводов ГПП и ЦСД при работе в предтолчковом режиме и при 800 об/мин. Причем, это захолаживание было достаточно продолжительным.

После толчка турбины и работе на частичных оборотах на поверхности ротора СД в сечении думиса и первых ступеней возникают растягивающие напряжения, достигающие 600 – 700 кгс/см², которые в процессе выдержки снижаются. После выхода на холостой ход и в начале нагружения термические напряжения в роторе СД становятся сжимающими и, как видно из [рис. 2](#) (кривая 7), превышают предельно допустимый уровень.

Повреждаемость ротора СД по малоцикловой усталости в данном опыте составила примерно 0,053% и также превысила допустимый оптимальный уровень повреждаемости за пуск. Фактическая скорость повышения температуры пара ГПП (4,5°C/мин), температуры пара в районе первой ступени ЦСД (3 – 4°C/мин), а также температуры металла корпуса ЦСД (2,2 – 3,5°C/мин) превысили допустимые инструкций значения.

Скорости прогрева стопорных клапанов ВД и СД в процессе нагружения турбины не превышали допустимых значений, тем самым не лимитировали скорость нагружения.

Основной причиной появления недопустимых скоростей прогрева ЦСД является отсутствие в существующих инструкциях графиков нагружения для условий, когда нагружение по каким-либо причинам прекращается на промежуточной нагрузке (150 МВт). В этом случае эксплуатационный персонал дальнейшее изменение температуры (и всех параметров) проводит как при пусках с выходом на номинальную нагрузку или близкую к ней.

Как видно из [рис. 2](#), прогнозные графики температуры ГПП ИДС “Ментор” существенно отличаются от фактических в опыте.

Выводы

На блоке с турбиной К-300-240 Каширской ГРЭС введена в эксплуатацию информационно-диагностическая система “Ментор”, одной из задач которой является диагностика режимных параметров в период пусков блока. Проведенные опыты показали, что ИДС “Ментор” фиксирует и предупреждает эксплуатационный персонал о превышении нормативных показателей, например, скоростей прогрева, термоапряжений, относительных расширений и других показателей, требующих контроля инструкцией по пуску, позволяет персоналу оперативно реагировать и выполнять анализ причин нарушений.

Выполненный анализ пусков блока дает основание утверждать:

1. Учитывая многозначность условий, предъявляемых к пускам (остановам) блоков, целесообразно оснастить их автоматизированными системами “Ментор”.

2. Выполненная на ГРЭС пусковая схема (см. [рис. 1](#)) и методика пуска с последовательным прогревом линий острого пара и промперегрева не позволяет обеспечить какой-либо прогрев линии горячего промперегрева, ЦВД и вторых перепускных труб. Более того, на этапе “прогрева” при работе на ВПУ и частичных оборотах (800 об/мин) принятая методика приводит к постепенному захолаживанию как корпусов цилиндров, так и роторов.

3. Результатом отсутствия прогрева линий ГПП являются существенные, превышающие принятые

допустимые значения номинальных термоапряжений на поверхности ротора СД (как растягивающих, так и сжимающих).

4. При температуре стопорных клапанов меньше 120 – 140°C для исключения наблюдаемых больших скоростей прогрева стенок стопорных клапанов ЦВД на линии острого пара необходимо либо установить байпасы ГПЗ, либо открытие ГПЗ производить при давлении перед ними на уровне 10 кгс/см².

5. С целью сокращения времени пуска и исключения ранее упомянутых отрицательных последствий следует внести изменения как в саму схему, так и в методику прогрева (Инструкцию по пуску). Для прогрева линии горячего промперегрева, включая трубопроводы, отсечные клапаны, корпуса ЦВД, вторых перепускных труб ЦВД необходимо в линию холодного промперегрева подвести пар либо из линии острого пара через РОУ, либо от расширителя Р-20 (см. [рис. 1](#) пунктиром).

Эти решения известны и нашли широкое применение в практике. Такой подвод пара от посторонних источников целесообразен при температуре металла меньше 200 – 220°C. Для прогрева до 200 – 220°C не требуется больших расходов пара, так как сам прогрев можно осуществлять в режиме постепенного повышения давления греющего пара за счет конденсации этого пара на обогреваемых поверхностях. При более высоких температурах линии ГПП предварительный прогрев проводить нецелесообразно.

Новое направление работ на АО ЛМЗ – газотурбинные установки мощностью 160 – 180 МВт

Лебедев А. С., канд. техн. наук, Зандрак А. Н., инж.

АО ЛМЗ

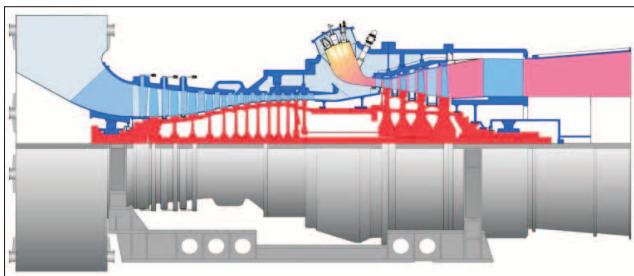
В настоящее время более 20% электроэнергии вырабатывается с использованием газотурбинных установок (в основном по схеме парогазового цикла), и эта доля непрерывно увеличивается. В разработках основных фирм – изготовителей энергоборудования – GE, ALSTOM, Siemens – КПД собственно газотурбинной установки приближается к 40%, а КПД парогазового блока – к 60%.

Российская энергетическая промышленность не располагает сегодня эффективными, серийно производимыми газотурбинными установками.

Одна из основных причин отставания в области газотурбостроения состоит в том, что ГТУ ранее отводилась роль элемента, предназначенного для выработки пиковой энергетической мощности. Для этих целей в АО ЛМЗ была создана и сдана в опытную эксплуатацию в Мосэнерго установ-

ка ГТЭ-150, которая на момент написания этой статьи (январь, 2002 г.) остается единственной отечественной мощной энергетической ГТУ, находящейся в эксплуатации непосредственно в энергосистеме. В 90-е годы потребность в использовании такой мощности резко упала. Для ликвидации отставания в области энергетических ГТУ в возможно короткий срок АО ЛМЗ подписало с фирмой Siemens лицензионный договор на производство и продажу в России и Беларуси газотурбинной установки ГТЭ-160 на базе и по документации V94.2.

Установка – прототип V94.2 – характеризуется высокой надежностью (референция продаж превышает 130 единиц), достаточной экономичностью и устойчивым спросом. Производство этих установок осуществляется как самой фирмой Sie-



Продольный разрез ГТЭ-180

mens, так и по ее лицензии фирмой Ансальдо. В 1991 г. было создано совместное предприятие “Интертурбо” (ЛМЗ – Siemens) по сборке установок V94.2 в России, на котором собрано по заказам Siemens 16 таких установок.

“Русификация” турбины V94.2 сводилась к адаптации оригинальной технической документации к технологическим возможностям АО ЛМЗ, а также смежников (АО ЗТЛ и др.) и поставщиков заготовок и комплектующих.

Возможность успешного и быстрого освоения производства этой установки подтверждается 10-летним сотрудничеством, итогом которого стало изготовление под контролем супервайзеров Siemens примерно 60% ее узлов в АО ЛМЗ и СП “Интертурбо”. Положительным результатом сотрудничества явился успешный пуск в конце 2000 г. первого блока ПГУ-450 на Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга, для которого были поставлены две установки V94.2, собранные на СП “Интертурбо”, и паровая турбина Т-150 АО ЛМЗ. На 01/1 2002 г. наработка двух V94.2 на этой ТЭЦ составила 12 955 ч (экв.), выработка электроэнергии 1132846,5 МВт·ч. Апробированные на Северо-Западной ТЭЦ проектные и технологические решения могут быть с успехом реализованы на других объектах.

Если ГТЭ-160 предназначена для удовлетворения сегодняшнего спроса на газотурбинные установки, то ГТЭ-180 – проект на перспективу.

В основу концепции создания отечественной конкурентоспособной газотурбинной энергетической установки была положена идеология конверсии передовых технологий, реализованных в авиадвигателестроении, в промышленную энергетику. Именно такой подход использовали ранее ведущие фирмы: Siemens, например, создавал серию “3A”

ПГУ	ГТУ	ПТУ	КПД ПГУ, %
ПГУ-270	1 × ГТЭ-180	K-100	55,5
ПГУ-540 дубль-блок	2 × ГТЭ-180	K-200	55,6
ПГУ-520T дубль-блок	2 × ГТЭ-180	T-180	54,0

Примечание. Отпуск тепла дубль-блока ПГУ-520T – до 340 Гкал/ч.

совместно с “Пратт-Уитни” на базе авиационного двигателя PW 4000. Подобная конверсия может быть реализована с минимальным техническим риском и в кратчайшие сроки. Исходя из накопленного мирового опыта АО ЛМЗ и ОАО “Авиадвигатель” подписали соглашение о сотрудничестве по созданию энергетической газотурбинной установки мощностью 180 МВт на базе гражданского авиационного двигателя IV поколения ПС-90А, которая получила наименование “ГТЭ-180”. Продольный разрез ГТЭ-180 приведен на рисунке.

АО ЛМЗ и ОАО “Авиадвигатель” разработали и успешно защитили на НТС РАО “ЕЭС России” эскизный (1998 г.) и технический (2000 г.) проекты ГТЭ-180.

Проектные материалы по ГТЭ-180 прошли научную экспертизу и одобрены, в частности, на Координационном совете РАН по техническим наукам 21/V 1999 г. под председательством академика В. Е. Фортова.

В конструкции реализованы следующие принципы:

проточная часть (облопачивание) компрессора полностью моделируется с серийного авиационного двигателя ПС-90А, обладающего уникальным сочетанием газодинамической устойчивости, надежности и эффективности. Это исключает необходимость его доводки по газодинамике и вибрационному;

система охлаждения теплонапряженных узлов турбины, прежде всего лопаточных аппаратов, выполняется в соответствии с отработанными на авиационных двигателях аналогами, что обеспечивает их ресурсные характеристики;

низкоэмиссионная камера сгорания и вся система сжигания топлива создаются на базе имеющегося у ОАО “Авиадвигатель” и АО ВТИ экспериментального задела.

Газотурбинная установка ГТЭ-180 планируется как база, на основе которой создается мощностной ряд ГТУ: установки 65 МВт и 250 МВт, получаемые путем аэродинамического масштабирования. Технические характеристики установок приведены далее.

	ГТЭ-65	ГТЭ-180	ГТЭ-250
Мощность эл., МВт	66	178	242
КПД эл., %	36,0	36,7	37,0
Температура газа, °C:			
на выходе	550	547	568
перед турбиной	1330	1310	1350

Такой подход при создании ряда однотипных по конструктивному облику ГТУ широко применяется зарубежными фирмами, так как требует минимальных дополнительных затрат на экспериментальные исследования и доводку, обеспечивает высокую степень воспроизводимости параметров и надежности.

ГТЭ-180 может быть использована в установках комбинированного цикла (ПГУ) ([таблица](#)).

Таким образом, выполнение комплекса ведущихся в настоящее время работ по созданию энергетических газотурбинных установок в диапазоне 160 – 180 МВт позволяет:

удовлетворить сегодняшний спрос на энергетические газотурбинные установки путем серий-

ного выпуска ГТЭ-160 на базе высокореферентной V94.2;

обеспечить энергетический рынок новой базовой моделью высокоэффективной газотурбинной установки ГТЭ-180 к 2005 г.;

расширить, начиная с 2006 г., номенклатуру отечественных газовых турбин за счет выпуска ГТЭ-65 и ГТЭ-250 на базе ГТЭ-180.

Экологические аспекты внедрения газотурбинных технологий в Башкирэнерго

Салихов А. А., Фаткуллин Р. М., кандидаты техн. наук

ОАО Башкирэнерго

Особенностью современного этапа развития энергетики является внедрение газотурбинных технологий, позволяющих существенно повысить эффективность использования топлива за счет увеличения производства дешевой электроэнергии на существующем теплопотреблении. Технико-экономический анализ показывает, что наибольшей инвестиционной привлекательностью (низкие капиталовложения, малые сроки внедрения, высокая удельная выработка электроэнергии на теплопотреблении) обладает схема ГТУ ТЭЦ. Дополнительные преимущества внедрения данной технологии связаны с возможностью "надстройки" существующих котельных и использованием в качестве энергетических ГТУ конвертированных авиационных двигателей отечественного производства [1, 2]. Немаловажное значение имеют экологические аспекты внедрения данных технологий, некоторые особенности которых рассмотрены на примере Башкирской энергосистемы.

Башкирэнерго является одной из первых энергосистем в России, начавших внедрение новых технологий на базе газотурбинных установок. Первая подобная установка – ГТЭ-10/95 электрической мощностью 10 МВт, созданная ГНПП "Мотор" (г. Уфа) на базе авиадвигателя Р-95Ш, проходит с 1997 г. опытно-промышленную эксплуатацию в котельном цехе № 5 "Теплоцентрали" в г. Ишимбае [3]. Вторая установка – ГТЭС "Урал-2500Р" электрической мощностью 4 МВт, созданная ОАО "Авиадвигатель" (г. Пермь) на базе авиадвигателя Д-30У, сооружена в одном из районных центров республики (с. Большеустькинское) и прошла испытания в объеме комплексного опробования в феврале 2001 г.

Кроме повышения эффективности энергопроизводства, внедрение новых газотурбинных технологий способствует улучшению экологической обстановки в республике. Это обусловлено следующим:

прогрессивностью новых технологических решений с применением газовых турбин;

использованием экологически чистого вида топлива – природного газа;

децентрализацией производства электроэнергии с улучшением экологической обстановки в городах и крупных промышленных центрах с высоким уровнем фонового загрязнения атмосферы;

снижением водопотребления и загрязнения водного бассейна;

высокими экологическими характеристиками оборудования по уровню эмиссии загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу.

Рассмотрим подробнее все эти аспекты, сравнивая характеристики установок ГТЭ-10/95 и ГТЭС "Урал-2500Р" с аналогичными показателями для традиционных технологий энергопроизводства в Башкирэнерго.

Основным показателем прогрессивности энергетической технологии является удельный расход топлива на единицу выработанной продукции. Помимо экономичности, данный показатель характеризует и экологичность производства, поскольку основное воздействие энергообъектов на окружающую природную среду связано с выбросами загрязняющих веществ, образующихся при сжигании топлива. Введение с 1996 г. нового метода разделения расхода топлива на выработку электрической и тепловой энергии с использованием коэффициентов ценности тепла отборов делают несопоставимыми показатели удельных расходов топлива на паротурбинных и газотурбинных установках. В связи с этим анализировались показатели удельных расходов топлива на выработку электроэнергии по старому "физическому" методу (т.е. с отнесением всей экономии топлива при комбинированном производстве на электрическую энергию).

В Башкирэнерго по данным за 2000 г. выработка электроэнергии по конденсационному циклу ведется с удельными расходами условного топлива: 330 г/(кВт·ч) на Кармановской ГРЭС и 468 г/(кВт·ч) в среднем по 10 ТЭЦ. При комбинированной выработке электроэнергии и тепла на

ТЭЦ по фактически сложившемуся уровню теплопотребления удельные расходы условного топлива на выработку электроэнергии по “физическому” методу составляют (в среднем по ТЭЦ) 271 г/(кВт·ч), а в целом по тепловым электростанциям Башкирэнерго с учетом конденсационной и теплофикационной выработки 299 г/(кВт·ч).

Для ГТУ ТЭЦ аналогичный показатель намного ниже – около 150 г/(кВт·ч), в связи с тем, что вся электроэнергия производится на тепловом потреблении. Преимущество газотурбинной технологии по удельным расходам топлива очевидно не только по сравнению с конденсационными теплоэлектростанциями, но и по сравнению с традиционными паротурбинными ТЭЦ. Сравнительные данные по эффективности использования топлива, влияющего на экологичность технологии энергопроизводства, представлены далее.

Электростанция	Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии $\vartheta_{\text{ээ}}$, г/(кВт·ч)
Всего по ТЭС ОАО Башкирэнерго	299
Конденсационная Кармановская ГРЭС	330
Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ)	271
Газотурбинные технологии по схеме ГТУ ТЭЦ	150

Значения $\vartheta_{\text{ээ}}$ даны по “физическому” методу разделения топлива на тепло и электроэнергию.

Решающее влияние на экологические характеристики энергопроизводства оказывает вид используемого топлива. Основным и резервным топливом для газотурбинных установок является природный газ. При этом перечень выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ ограничен тремя ингредиентами: оксид азота, диоксид азота и оксид углерода; отсутствуют выбросы таких загрязняющих веществ, как сернистый ангидрид, твердые частицы и бенз(а)пирен. Отсутствие канцерогенного вещества бенз(а)пирена связано с большими избытками воздуха ($\alpha_{\text{гту}} = 3,5 \div 5,5$), намного превышающими избытки воздуха при сжигании топлива в энергетических и водогрейных котлах ($\alpha_k = 1,03 \div 1,1$). Кроме того, газообразное топливо намного облегчает проблему снижения выбросов оксидов азота в ГТУ. Сравнение удельных суммарных выбросов загрязняющих веществ на единицу сожженного топлива по Башкирэнерго и в установках по схеме ГТУ ТЭЦ приведено далее.

Электростанция	Доля сжигания газа, %	Удельный выброс условного топлива, кг/т
Всего по ОАО Башкирэнерго	79,3	13,0
Кармановская ГРЭС	94,9	6,5
Газомазутные ТЭЦ (г. Уфа, Стерлитамак, Салават)	60 – 78	13 – 21,6
Угольная ТЭЦ (г. Кумертау)	72,5	31,4

ГТЭ-10/95 (г. Ишимбай)	100	6,4
ГТЭС “Урал-2500Р” (с. Большеустикинское)	100	3,1

Сравнение показывает, что удельные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от ГТЭС “Урал-2500Р” в 4 раза ниже, чем по ОАО Башкирэнерго в целом; в 2 раза ниже, чем на Кармановской ГРЭС с 95%-ной долей сжигания газа; в 10 раз ниже, чем на угольной Кумертауской ТЭЦ. Разница в удельных выбросах ГТЭ-10/95 и ГТЭС “Урал-2500Р” связана с различием в удельных выходах оксидов азота и особенно оксида углерода в двигателях, разработанных в ГНПП “Мотор” (г. Уфа) и ОАО “Авиадвигатель” (г. Пермь).

Дополнительный экологический эффект при внедрении газотурбинных технологий связан с децентрализацией энергопроизводства. Развитие комбинированной выработки электроэнергии и тепла на ТЭЦ является значительным достижением отечественной энергетики. Однако стремление выработать как можно больше электроэнергии на тепловом потреблении приводит к излишней концентрации электrogенерирующих мощностей в крупных городах и промышленных центрах. Спад производства и развитие энергосбережения в большей степени отразились на потреблении тепла, в результате чего на ТЭЦ возросла доля выработки электроэнергии по конденсационному циклу с низкой эффективностью использования топлива.

На ТЭЦ ОАО Башкирэнерго среднегодовая конденсационная нагрузка, сопровождающаяся дополнительными выбросами загрязняющих веществ в атмосферу городов, составляет около 700 МВт.

Вместе с тем, не используется возможность выработки электроэнергии на тепловом потреблении в средних и малых городах и населенных пунктах, отчасти в связи с низким показателем удельной выработки электроэнергии на полезном отпуске тепла (130 – 500 кВт·ч/Гкал) при применении традиционных паротурбинных технологий. При использовании газотурбинных технологий данный показатель намного выше – до 1020 кВт·ч/Гкал [2], что позволяет местным ГТУ ТЭЦ замещать конденсационную выработку электроэнергии на крупных ТЭЦ, улучшая экологическую обстановку в городах.

Следует отметить, что проблема загрязнения атмосферы имеет не глобальный, а локальный характер. Известно, например, что доля антропогенных выбросов оксидов азота в общем объеме на земле составляет: 21% при сжигании топлива, 14% от транспорта. Остальные 65% приходятся на естественные природные источники (почвенная эмиссия, грозовые разряды, лесные пожары, вулканическая деятельность, процессы в океанах) [4]. Таким образом, проблема заключается не столько в сокращении общей массы выбросов, сколько в

снижении фонового загрязнения атмосферы в локальных зонах – в крупных городах и промышленных центрах. В основных городах Башкортостана отмечается высокое фоновое загрязнение атмосферы диоксидом азота и оксидом углерода: от 0,86 до 1,5 ПДК по NO_2 и от 0,4 до 0,64 ПДК по СО. Децентрализация производства электроэнергии с применением газотурбинных технологий, с одной стороны, облегчает размещение ГТУ ТЭЦ по экологическим критериям в населенных местах с низким фоновым загрязнением атмосферы, с другой стороны – снижает фоновое загрязнение в крупных городах.

Снижение водопотребления и сокращение объемов сброса сточных вод при внедрении ГТУ ТЭЦ связано с тем, что в газовой турбине в качестве рабочего тела при выработке электроэнергии используется не пар, а продукты сгорания топлива – дымовые газы. Таким образом, водопотребление на выработку электроэнергии в ГТУ ТЭЦ отсутствует, тогда как на традиционных паротурбинных ТЭЦ Башкирэнерго удельный показатель водопотребления составляет от 1,7 до $7,1 \text{ м}^3/(\text{МВт}\cdot\text{ч})$, в среднем по энергосистеме – $3,7 \text{ м}^3/(\text{МВт}\cdot\text{ч})$. В ГТУ ТЭЦ также намного ниже удельное водопотребление на единицу тепловой энергии, так как тепло отпускается не с паром, а с горячей водой в замкнутую систему теплоснабжения и отсутствует использование воды на охлаждение в конденсаторах турбин. Дополнительное потребление и подготовка воды при этом требуются только на подпитку теплосети. Кроме того, в ГТЭС “Урал-2500Р”, принятая схема передачи тепла сетевой воде через промежуточный замкнутый контур горячей воды, подогреваемой уходящими газами ГТУ. При этом потребление и подготовка воды производятся не постоянно, а периодически – только для заполнения замкнутого контура перед пуском ГТУ и до заполнения отдельных участков после ремонта. По результатам первых испытаний, удельное водопотребление на единицу тепловой энергии в ГТЭС “Урал-2500Р” составит $0,01 \text{ м}^3/\text{Гкал}$; в ГТЭ-10/95 – $0,63 \text{ м}^3/\text{Гкал}$, тогда как на традиционных ТЭЦ этот показатель колеблется от 0,82 до $3,0 \text{ м}^3/\text{Гкал}$, составляя в среднем по энергосистеме $1,63 \text{ м}^3/\text{Гкал}$. Сравнение удельных показателей водопотребления на оборудовании различных типов по данным за 1999 г. приведено далее.

Удельное водопотребление

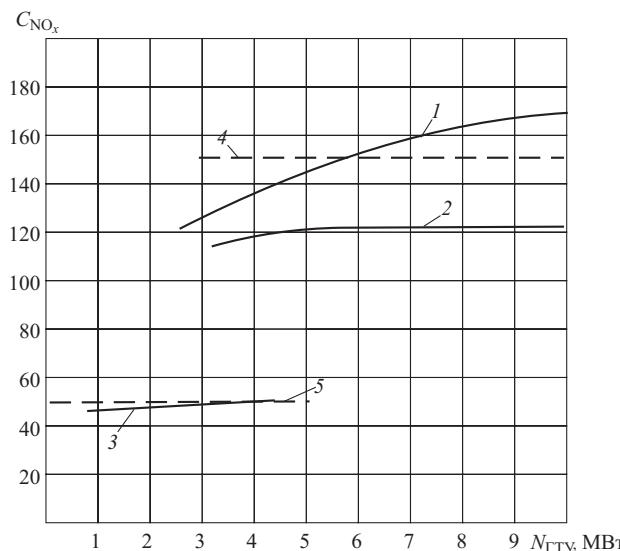
	на единицу электроэнергии, $\text{м}^3/(\text{МВт}\cdot\text{ч})$	на единицу тепла, $\text{м}^3/\text{Гкал}$	на условное топливо, $\text{м}^3/\text{т}$
Кармановская ГРЭС	3,8	–	12,1
Паротурбинные ТЭЦ*	3,7	1,63	11,3
ГТЭ-10/95	0	0,63	3,9

ГТУ ТЭЦ “Шигили”	0	0,01	0,04
---------------------	---	------	------

* Представлены данные по девяти ТЭЦ ОАО Башкирэнерго с обратной схемой охлаждения.

Кроме значительного сокращения объемов сбрасываемых вод, ГТУ ТЭЦ имеют преимущества по массе сбрасываемых загрязнителей: отсутствуют сбросы ванадия и никеля, содержащиеся в обмывочных водах при сжигании мазута; нет выноса меди и железа из циркуляционных контуров охлаждающей воды; за счет упрощенной водоподготовки намного ниже сбросы хлоридов, сульфатов и взвешенных. На водоподготовительных установках ГТУ ТЭЦ отсутствуют предочистка (осветление) и обессоливание воды, применяется только умягчение воды с использованием Na-катионитовых фильтров. По предварительным оценкам суммарная масса сбрасываемых загрязнителей (сульфаты, хлориды, взвешенные) в удельном исчислении на единицу сожженного условного топлива составляет: 0,26 кг/т для ГТУ ТЭЦ; 4,3 кг/т на традиционной ТЭЦ без обессоливания воды и 5,6 кг/т на ТЭЦ с обессоливающей установкой.

Основное воздействие ГТУ на загрязнение воздушного бассейна связано с выбросами оксидов азота. В среднем по ОАО Башкирэнерго на традиционном энергооборудовании уровень эмиссии оксидов азота составляет $300 - 400 \text{ мг}/\text{м}^3$ (концентрации NO_x в дымовых газах, приведенные к избытку воздуха $\alpha = 1,4$). Первые результаты экспериментальных исследований ОАО Башкирэнерго и ГНПП “Мотор” выхода оксидов азота на ГТЭ-10/95 в г. Ишимбае представлены в [3]. При сжигании жидкого топлива (керосина) концентрации NO_x составляли в зависимости от нагрузки $120 - 175 \text{ мг}/\text{м}^3$. (Здесь и далее концентрации NO_x в отходящих газах ГТУ даны приведенными к стандартному избытку воздуха $\alpha = 3,5$). После перехода на сжигание газа эмиссия оксидов азота была снижена до $120 \text{ мг}/\text{м}^3$. В настоящее время в ГНПП “Мотор” проводятся испытания новых камер сгорания для ГТЭ-10/95 с улучшенными экологическими характеристиками. Опыт реконструктивных работ на газотурбинных установках свидетельствует о возможности снижения оксидов азота на 30 – 40% [5], что позволяет прогнозировать достижение в перспективе показателя на уровне $70 - 80 \text{ мг}/\text{м}^3$. Значительно более высокими экологическими показателями обладает пермский газотурбинный привод, устанавливаемый на ГТЭС “Урал-2500Р”. Результаты измерений подтвердили данные стендовых испытаний ОАО “Авиадвигатель”: в рабочем диапазоне нагрузок до 4 МВт концентрации оксидов азота не превышали $50 \text{ мг}/\text{м}^3$. При этом также отмечались и низкие выбросы оксида углерода – менее $100 \text{ мг}/\text{м}^3$. Сравнительные характеристики эмиссии оксидов



Графики зависимости концентраций оксидов азота в дымовых газах (приведенных к $\alpha = 3,5$) от электрической нагрузки газотурбинной установки:

1, 2 – ГТЭ-10/95 (г. Ишимбай), топливо соответственно: керосин, газ; 3 – ГТЭС “Урал-2500Р” (с. Большеустькинское), топливо: газ; 4, 5 – норматив по ГОСТ 29328-92 соответственно для существующих и для новых ГТУ

азота, приведенные к $\alpha = 3,5$, на оборудовании различных типов представлены далее.

Оборудование	Концентрация NO_x , мг/м ³
Энергетические котлы ТЭС ОАО Башкирэнерго (приведенные к $\alpha = 1,4$)	300 – 400
Существующие авиационные ГТД и энергетические ГТУ мощностью 25 – 150 МВт [4, 5]	100 – 270
ГТЭ-10/95 (г. Ишимбай)	120
ГТЭС “Урал-2500Р” (с. Большеустькинское)	50
Нормативы по ГОСТ 29328-92 на газе:	
существующие ГТУ	150
новые ГТУ	50

Сравнение показывает, что показатели ГТЭ-10/95 по эмиссии оксидов азота не уступают характеристикам существующих энергетических ГТУ и авиационных газотурбинных двигателей. Показатели ГТЭС “Урал-2500Р” с пермским авиадвигателем намного выше, сопоставимы с экологическими характеристиками лучших западных установок и полностью удовлетворяют жестким требованиям ГОСТ 29328-92 для новых создаваемых ГТУ на газообразном топливе.

Графики зависимости концентраций оксидов азота в дымовых газах от электрической нагрузки газотурбинной установки показаны на рисунке.

Следует также иметь в виду, что выбросы ГТУ обладают большей рассеивающей способностью в атмосфере вследствие большого объема отработанных газов в результате повышенных избытков

воздуха. Согласно методике ОНД-86 максимальное значение приземной концентрации обратно пропорционально корню кубическому от объема [6]. Кроме того, по более сложной зависимости объем дымовых газов влияет на коэффициент m , учитывающий условия выхода газов из устья трубы. Оценочный расчет для ГТЭ-10/95 в г. Ишимбае показал, что за счет увеличенного объема (в 3 раза) выбросы ГТУ дают приземную концентрацию на 60% ниже, чем альтернативный энергетический котел с таким же массовым выбросом загрязнителя. С учетом улучшенной рассеивающей способности выбросов в атмосфере для ГТЭ-10/95 была установлена относительно небольшая высота газоотводящей трубы – 16 м. Для ГТЭС “Урал-2500Р” при проектной высоте трубы 25 м расчетные максимально-разовые концентрации в с. Большеустькинское не превысили 0,1 ПДК по диоксиду азота, 0,004 ПДК по оксиду азота и 0,002 ПДК по оксиду углерода.

Экологическая характеристика газотурбинных технологий была бы неполной без анализа уровня шума. Ранее, при эксплуатации отдельных энергетических ГТУ на электростанциях, проблема шумового воздействия остро не стояла. Использование в последние годы в качестве газотурбинного привода конвертированных авиационных двигателей вызвало повышенное внимание к шуму (своего рода, акустическую “фобию”), которое обусловлено в основном психологическими причинами.

Исследования, проведенные на первой действующей ГТЭ-10/95 в г. Ишимбае, показали, что уровень шума от ГТУ ненамного отличается от шума, создаваемого обычным котельным оборудованием. В помещении котельной ГТУ не изменялся уровень шума в высокочастотном спектре, а в низкочастотном – увеличение шума было незначительным (на 4 дБ). На территории промплощадки котельной с ГТУ уровень шума составлял 48 – 69 дБА и не превышал ПДУ, равный 75 дБА по СН 2.2, 4/2, 1.8.562-96. На границе жилой зоны, на расстоянии 600 м от ГТЭ-10/95 уровни звукового давления были ниже предельно допустимого уровня на 20 – 25% на низких и средних частотах и на 40 – 45% на высоких частотах [3].

В проекте ГТЭС “Урал-2500Р” в с. Большеустькинское шумовому воздействию было удалено особое внимание в связи с расположением на границе жилой зоны в 300 м от ГТУ территории районной больницы. Результаты проведенных после пуска ГТУ измерений подтвердили эффективность предусмотренных проектом мероприятий по шумоглушению: измеренные эквивалентные уровни шума на промплощадке составляли 52 дБА при норме 75 дБА, а в жилой зоне на расстоянии 300 м от ГТУ – не превышали 40 дБА при норме 45 дБА. Эксплуатация ГТЭ-10/95 в г. Ишимбае и ГТЭС

“Урал-2500Р” в с. Большеустькинское должны способствовать преодолению акустической “фобии” и устранению препятствий для внедрения и размещения подобных установок в непосредственной близости от жилых районов.

Вывод

Комбинированное производство электрической и тепловой энергии с применением газотурбинных технологий имеет экологические преимущества перед традиционной энергетикой. Внедрение установок по схеме ГТУ ТЭЦ позволит не только увеличить эффективность использования топлива, но и улучшить экологическую обстановку в регионах. Темпы внедрения новых технологий будут зависеть от результатов опытной эксплуатации первых установок подобного типа (в Республике Башкортостан – ГТЭ-10/95 в г. Ишимбае

и ГТЭС “Урал-2500Р” в с. Большеустькинское), а также от возможностей инвестирования новых проектов.

Список литературы

1. Крайнов В. К., Салихов А. А. Повышение эффективности энергопроизводства. Анализ и пути реализации. – Теплоэнергетика, 1997, № 11.
2. Попырин Л. С., Щеглов А. Г. Эффективные типы парогазовых и газотурбинных установок для ТЭС. – Электрические станции, 1997, № 7.
3. Экологические показатели газотурбинной энергетической установки ГТЭ-10/95 на базе конвертированного авиационного двигателя / Салихов А. А., Фаткуллин Р. М., Гребенюк Г. П., Габбасов В. Г. – Теплоэнергетика, 1999, № 1.
4. Хорват Л. Кислотный дождь, М., 1990.
5. РД 34.02.305-90. Методика определения валовых и удельных выбросов вредных веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС.
6. ОНД-86. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. Л., 1987.

Совершенствование ресурсосберегающих технологий мокрого золоулавливания для ТЭС

Загоскина Н. В., канд. техн. наук, Зыкин Ю. В., инж., Соковнин О. М., доктор техн. наук

Вятский государственный университет – ОАО Кировэнерго

Аппараты мокрого золоулавливания (скруббера Вентури с выносным каплеотделителем) являются основным типом газоочистного оборудования, используемого на ТЭС России. С помощью скрубберов очищается 50% всех дымовых газов, образующихся на теплоэлектростанциях [1].

На большинстве ТЭС скруббера Вентури были введены в эксплуатацию в конце 60-х – начале 70-х годов, т.е. достаточно давно, когда нормы предельно допустимых выбросов (ПДВ) были менее жесткими. На сегодняшний день наряду с моральным и физическим износом данных скрубберов, ростом удельного выхода золовых частиц из-за ухудшения качества твердого топлива и увеличения его зольности [2, 3] существенно выросла и стоимость материалов, энергии, водных ресурсов. Последнее обстоятельство в условиях ограниченных финансовых ресурсов стимулирует разработку технических решений, направленных на реконструкцию установленного на ТЭС газоочистного оборудования, оптимизацию режимов его эксплуатации.

Цель предлагаемой работы – разработка ресурсосберегающей технологии мокрой очистки дымовых газов ТЭС от золовых частиц. В данном случае под ресурсосбережением понимается минимизация расхода орошающей жидкости и затрат

энергии на ее распыливание в золоуловителях при обеспечении требуемой степени очистки.

Результаты теоретических исследований и имеющийся практический опыт по оптимизации процесса пылезолоулавливания в скрубберах большой единичной производительности позволяют предложить следующие пути решения поставленной задачи.

1. Обеспечение равной плотности орошения (1 м^3 жидкости на 1 м^3 очищаемого газа) в зоне контакта газовой и жидккой фаз. Суть проблемы состоит в том, что в скрубберах большой единичной производительности и габаритов, как правило, существует неравномерное поле скоростей запыленного газа в зоне контакта с каплями распыленной жидкости. При фиксированном расходе орошающей жидкости наиболее рационально в этом случае с точки зрения экономии энергозатрат на газоочистку и повышения ее эффективности не выравнивание поля скоростей запыленного газа изменением трассы подводящих газоходов, установки газораспределительных решеток и др., а приведение плотности орошения в соответствие с фактическим полем скоростей запыленного потока.

В настоящее время имеется практический положительный результат, полученный в этом направлении [4], где описан опыт разработки и эксп-

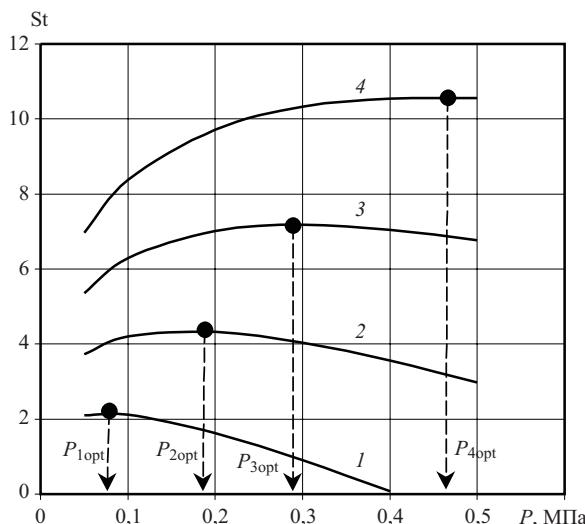


Рис. 1. Графики зависимости критерия Стокса от давления распыливаемой жидкости при спутном движении газожидкостных потоков:

1 – $W_g = 20 \text{ м/с}$; 2 – $W_g = 30 \text{ м/с}$; 3 – $W_g = 40 \text{ м/с}$; 4 – $W_g = 50 \text{ м/с}$

луатации форсуночных коллекторов, устанавливаемых перед горловиной трубы-коагулятора скруббера Вентури большого сечения и обеспечивающих неравномерную плотность орошения в соответствии с существующим распределением скоростей запыленного газа. Внедрение указанной разработки позволило при том же объеме орошающей жидкости повысить КПД золоуловителя на 4–5% [4]. Предложенное техническое решение признано изобретением и защищено патентом РФ [5].

Кроме того, авторами разработана конструкция распылителя [6], позволяющего варьировать плотность орошения в сечении зоны контакта запыленного газа с каплями жидкости за счет изменения числа выходных сопл распылительного устройства.

Использование в одном корпусе нескольких сопл позволяет пропорционально увеличить производительность распыливающего устройства при сохранении высокой дисперсности распыла, обратно пропорциональной геометрическим размерам выходных каналов (чем меньше их размер, тем выше дисперсность образующихся капель).

Высокая дисперсность капель, достигнутая при низких давлениях распыла, обеспечивается за счет совмещения в одном корпусе нескольких распылительных сопл (на практике от одного до четырех) относительно малого выходного сечения. Совмещение нескольких сопл в одном корпусе обеспечило также высокую единичную производительность распылителя при снижении его материалоемкости. Особенно целесообразно использование разработанных распылительных устройств в пылеуловителях, зона контакта запыленного газа

и капель жидкости которых имеет прямоугольное сечение, т.е. геометрически подобна сечению их факела распыла.

2. Обеспечение оптимального давления орошающей жидкости в зоне ее контакта с запыленным газом. В орошаемых газоочистных аппаратах, к которым относятся скруббера Вентури и др., распыливание жидкости осуществляется в спутный поток очищаемого газа. При этом основным механизмом пылеулавливания является инерционный захват пылевых частиц каплями жидкости, эффективность которого определяется критерием Стокса [7]

$$St = \rho_q d_q^2 W / 18 \mu_r d_k, \quad (1)$$

где ρ , d_q – плотность и диаметр частиц пыли; W – относительная скорость частиц и капель; μ_r – вязкость газа; d_k – диаметр капель.

Известно, что с ростом критерия Стокса, эффективность захвата частиц каплями увеличивается [8, 9].

При прямоточном движении газового и жидкостного потоков значение относительной скорости $W = W_g - W_{ж}$. В свою очередь, скорость капель при гидравлическом распыливании пропорциональна давлению распыла, а размер образующихся капель обратно пропорционален этому же значению [10, 11].

Таким образом, в прямоточных скрубберах с увеличением давления рапыливаемой жидкости значение относительной скорости W будет убывать, а дисперсность генерируемых капель d_k возрастать.

Анализ выражения (1) показывает, что должно существовать некоторое оптимальное давление распыла p_{opt} , при котором критерии Стокса, а, следовательно, и эффективность захвата золовых частиц будет максимальной.

Авторами на основе исследования функциональной связи критерия Стокса с давлением распыливаемой жидкости $St(p)$ получено выражение для расчета оптимального давления распыла [12]

$$p_{opt} = 0,09 W_g^2 \rho_{ж} / \varepsilon^2. \quad (2)$$

Анализ формулы (2) показывает, что значение оптимального давления распыла при спутном движении газожидкостных потоков пропорционально квадрату отношения скорости запыленного газа к коэффициенту расхода распылителя, плотности распыливаемой жидкости и не зависит от свойств улавливаемых частиц (дисперсности, плотности), вязкости газовой и жидкой фаз, диаметра сопла распылителя.

На рис. 1 показаны графики зависимости критерия Стокса от давления распыливаемой жидкости

сти при различных скоростях газового потока. Распыливаемая жидкость – вода ($\rho_{ж} = 1000 \text{ кг}/\text{м}^3$, $\mu_{ж} = 0,001 \text{ Па}\cdot\text{с}$), распылитель – центробежно-струйная форсунка ($\varepsilon = 0,70$, $d_c = 8 \text{ мм}$), размер улавливаемых золовых частиц: $d_q = 5 \text{ мкм}$, $\rho_q = 2400 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Из приведенных кривых следует, что значение p_{opt} смещается в область больших давлений распыла с увеличением скорости W_g пылевого потока. При этом максимумы значений критерия Стокса, а, следовательно, и эффективность захвата пылевых частиц, также возрастают. Данная закономерность сохранится и при изменении дисперсности и плотности пылевых частиц, типа распылителя и его абсолютных размерах, а также вязкости газовой и жидкой фаз.

Указанная зависимость увеличения КПД скруббера с ростом удельных энергозатрат на газоочистку ранее была экспериментально подтверждена во многих исследованиях [7, 8, 11].

Полученный результат (определение p_{opt}) может быть использован при оптимизации режимов эксплуатации прямоточных скрубберов. Он позволяет оценить эффективность их рабочих параметров и предложить возможные способы ее увеличения (изменение диаметров сопл форсунок, давления распыла, скорости газопылевого потока в зоне контакта с жидкостью и др.).

3. Определение минимально достаточного орошения внутренней поверхности скрубберов. В ряде конструкций скрубберов улавливание пылевых частиц осуществляется пленкой жидкости, образующейся при орошении внутренней поверхности аппарата. В частности, такой механизм пылеулавливания используется в мокрых центробежных скрубберах (циклоны с водяной пленкой, выносной каплеуловитель скруббера Вентури и др.).

Как правило, орошение стенок пылеулавливающего аппарата необходимо для устойчивой работы всей технологической линии, предшествующей пылеуловителю. Так, например, образующиеся при сжигании твердого топлива на теплоэлектростанциях золовые частицы, обладая вяжущими свойствами, при смачивании могут создавать устойчивые отложения на внутренней поверхности газоходов и пылеуловителей. При этом увеличивается аэродинамическое сопротивление газового тракта котлоагрегата и нарушается его режим работы. Для предотвращения этого нежелательного явления стенки каплеуловителя скруббера Вентури, используемого в качестве золоуловителя на теплоэлектростанциях, омываются жидкостной пленкой, что обеспечивает непрерывное удаление частиц золы и устойчивую работу системы газоочистки котлоагрегата в целом.

Анализ работы скрубберов Вентури Кировской ТЭЦ-4 показал, что около 75% расхода воды испо-

льзуется для орошения стенок каплеуловителя и только 25% распыливается в трубе-коагуляторе, где происходит основное золоулавливание [13]. Очевидно, для снижения водопотребления скрубберов в целом необходимо определить минимальную интенсивность орошения, обеспечивающую эффективное удаление (смыв) уловленных частиц в систему гидрозолоудаления. В основе такого расчета должно лежать рассмотрение баланса сил, действующих на золовую частицу при ее взаимодействии с пленкой жидкости, омывающей поверхность каплеуловителя.

При попадании в жидкость кинетическая энергия частицы расходуется на преодоление силы сопротивления жидкостной пленки и силы расклинивающего давления, которое проявляется на малых расстояниях от стенки. Если частица преодолеет слой жидкости, то ее закреплению на стенке каплеуловителя способствует сила адгезии, а препятствуют – силы тяжести и гидродинамического давления набегающего вертикального потока жидкости.

Использование указанной физической модели позволило определить значение минимально достаточной интенсивности орошения стенок каплеуловителя q (1 м^3 жидкости в секунду на 1 м длины окружности каплеуловителя) [14]

$$q = 0,70 \rho_q^{1,875} r_q^3 g^{0,625} V_{0q}^{1,125} / \rho_{ж}^{0,5} \rho_{ж}^{1,375}, \quad (3)$$

где V_{0q} – скорость золовой частицы на границе жидкостной пленки, орошающей каплеуловитель; r_q – радиус золовой частицы.

Рассчитанные по формуле (3) зависимости $q(r_q)$ при различной начальной скорости частиц V_{0q} показаны на [рис. 2](#).

Полученная расчетная зависимость (3) находится в хорошем соответствии с известными экспериментальными данными оптимальной плотности орошения каплеуловителей ТЭС: 0,1 – 0,15 л жидкости на 1 м^3 очищаемых газов [7, 8], что свидетельствует о корректности предложенной теоретической модели.

4. При расчете режимов скрубберов, обеспечивающих реализацию ресурсо- и энергосберегающих технологий мокрого золоулавливания, определяющим фактором является дисперсность улавливаемых золовых частиц d_q .

Очевидно, прежде всего следует обосновать выбор некоторого характерного среднего размера золовых частиц, принимаемого в расчетах. В зависимости от выбранной методики проведения дисперсионного анализа могут быть экспериментально получены следующие параметры, характеризующие крупность золовых частиц [15]:

линейный размер (диаметр) частицы – при использовании ситового анализа, метода микроскопирования;

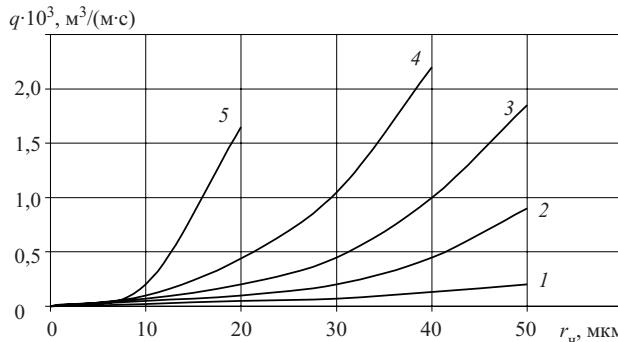


Рис. 2. Графики зависимости минимально необходимого удельного орошения (q) от размера улавливаемых частиц при различной начальной скорости V_{0c} их движения:

1 – 0,1 м/с; 2 – 0,5 м/с; 3 – 1,0 м/с; 4 – 4,0 м/с; 5 – 10,0 м/с

поверхностный размер (проектированный диаметр) частицы, т.е. диаметр круга, площадь которого равна площади проекции частицы, – при использовании метода микроскопирования;

седиментационный диаметр частицы, определяемый по скорости оседания в дисперсионной среде методом седиментационного анализа;

медианный (среднемассовый) диаметр частиц, определяемый при ситовом и седиментационном анализах.

Поскольку золовые частицы по форме более близки к трехмерным, то в качестве экспериментально определяемого характерного размера для них целесообразно использование двух последних – седиментационного и медианного диаметров, отражающих влияние массы (объема) улавливаемых частиц при взаимодействии с каплями и пленками жидкости в скрубберных аппаратах. По этим же причинам в качестве среднего расчетного размера золовых частиц следует принимать их средний кубический (объемный) диаметр d_{30} , который удобнее определять из экспериментального распределения частиц по массе отдельных фракций

$$d_{30} = \sqrt[3]{\eta_i d_i^3}, \quad (4)$$

где d_i – средний седиментационный (т.е. экспериментально определяемый) размер i -ой фракции; η_i – массовая доля частиц i -ой фракции.

Если принять, что размеры золовых частиц, содержащихся в выбросах ТЭС, распределены как большинство полидисперсных систем, по логарифмически нормальному закону, то связь между экспериментально определяемым медианным диаметром частиц d_m и их среднекубическим диаметром d_{30} примет вид

$$d_{30} = d_m e^{-7,95 \lg^2 \sigma}, \quad (5)$$

где $\lg \sigma$ – среднее квадратичное отклонение логарифмов диаметров частиц от их среднего значения [15].

Таким образом, основными путями повышения эффективности работы мокрых золоуловителей большой единичной производительности, применяемых на ТЭС, при обеспечении ресурсо- и энергосберегающего эффекта являются следующие:

обеспечение плотности орошения, локальные значения которой пропорциональны существующему полю скоростей запыленного газа в зоне контакта его с распыливаемой жидкостью;

при спутном движении газожидкостных потоков в золоуловителях (в первую очередь, это скруббера Вентури) обеспечение оптимального давления распыла, рассчитываемого по формуле (2);

установление минимально достаточной интенсивности орошения внутренней поверхности каплеуловителей золоулавливающих скрубберов [необходимая интенсивность орошения рассчитывается по выражению (3)], обеспечивающей эффективное торможение и смыв золовых частиц стекающей жидкостной пленкой;

при расчетах режимов орошения и эффективности золоулавливания в качестве характерного размера золовых частиц следует принимать их средний кубический диаметр d_{30} , определяемый из экспериментальных данных массового распределения частиц по фракциям согласно выражениям (4) или (5).

Список литературы

- Развитие технологии очистки дымовых газов ТЭС / Кропп Л. И., Чеканов Г. С., Ходаков Ю. С., Шмиголь И. Н. – Теплоэнергетика, 1991, № 6.
- Котлер В. Р. Уголь и его роль в мировой энергетике. – Электрические станции, 1999, № 4.
- Кропп Л. И., Яновский Л. П. Экологические требования и эффективность золоулавливания на ТЭС. – Теплоэнергетика, 1983, № 9.
- Соковнин О. М., Загоскина Н. В., Зыкин Ю. В. Реконструкция системы орошения золоуловителей ТЭС. – Электрические станции, 2000, № 7.
- Пат. 2173209 (РФ). Устройство для очистки дымовых газов / Соковнин О. М., Загоскина Н. В., Зыкин Ю. В. Опубл. в Б. И., 2001, № 25.
- Пат. 2161073 (РФ). Распылительное устройство / Соковнин О. М., Загоскина Н. В., Зыкин Ю. В. Опубл. в Б. И., 2000, № 36.
- Ужов В. Н., Вальдберг А. Ю. Очистка газов мокрыми фильтрами. М.: Химия, 1972.
- Справочник по пыле- и золоулавливанию / Под ред. Русанова А. А. М.: Энергоатомиздат, 1983.
- Пажи Д. Г., Прахов А. М., Равикович Б. Б. Форсунки в химической промышленности. М.: Химия, 1971.
- Вальдберг А. Ю., Савицкая Н. М. Обобщенная оценка дисперсности распыла гидравлических форсунок. – Теоретические основы химической технологии, 1989, т. 23, № 5.
- Вальдберг А. Ю., Кирсанова Н. С. К расчету эффективности пылеулавливания в полых скрубберах. – Коллоидный журнал, 1988, т. 50, № 1.

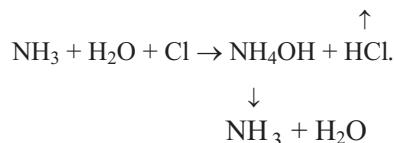
12. Соковнин О. М., Зыкин Ю. В., Загоскина Н. В. Определение оптимального распыла для прямоточных скрубберов. – Теоретические основы химической технологии, 2001, т. 35, № 4.
13. Загоскин С. Н., Загоскина Н. В., Соковнин О. М. Анализ и оптимизация водопотребления ТЭС. – В сб.: Международная конференция: Инженерная защита окружающей среды. М.: МГУИЭ, 2001.
14. Загоскина Н. В., Соковнин О. М., Зыкин Ю. В. Определение интенсивности орошения каплеуловителя скруббера Вентури. – Химическое и нефтяное машиностроение, 2001, № 7.
15. Коузов П. А. Основы анализа дисперсного состава промышленных пылей и измельченных материалов. Л.: Химия, 1987.

Гидратный водно-химический режим на электростанциях с барабанными котлами

Мартынова О. И., доктор техн. наук

МЭИ

Начиная с середины 70-х годов, переход отечественных прямоточных энергоблоков сверхкритических параметров на окислительный водно-химический режим в большинстве случаев оказался буквально “якорем спасения”. Было решено много проблем, связанных с основными задачами водно-химического режима не только котлов (что тогда казалось главным), но и турбин по минимизации коррозии и отложений. Повреждения при единственном до середины 70-х годов слабоаммиачно-гидразинном режиме ($\text{pH} = 9,1 + 0,1$) парогенерирующих труб (главным образом, наиболее теплонапряженных НРЧ) были действительно существенными и нужно было переходить либо на окислительный (кислород, воздух), либо на принятый тогда в США высокоаммиачный ГАВР ($\text{pH} > 9,6$) – “Аммонекс”. Тогда отечественная энергетика пошла по первому пути, что оказалось глубоко правильным решением – при выполнении, как известно, ряда условий: электропроводность питательной воды не более 0,3 мкСм/см, отсутствие в КПТ сплавов на основе меди, отсутствие органики (и галогенопроизводных органики). Американские энергетики к этому выводу, как известно, пришли лишь в начале 90-х годов, причем, главным образом, по причине повреждений не столько котлов, сколько турбин. Поэтому им принадлежат первые результаты как лабораторных, так и промышленных исследований о существенно более интенсивном выносе в пар коррозионно-агрессивных анионов (хлоридов и сульфатов) в присутствии аммиака, что видно из сравнения с классической “лучевой диаграммой”, т.е. аммиак косвенно является “переносчиком” хлоридов и, вероятно, сульфатов, точнее, продуктов их гидролиза



Естественно, что летучие соединения HCl и NH_3 переходят из котловой воды в пар более интенсивно, чем соединения, не обладающие собственной летучестью, например, NaCl . Эти данные были подтверждены в МЭИ стендовыми исследованиями.

При высоком содержании аммиака в котловой воде хлориды в формах HCl и NH_3 или NH_4Cl переходят в пар существенно более интенсивно, чем из нейтральной среды, даже в присутствии кислорода, который в микро- или миллиграммовых концентрациях в воде, т.е. при кислородном режиме, никак не может воздействовать на хлориды и сульфаты и “вытаскивать” их, тем самым, в пар как аммиак.

Каким образом, т.е. по какому механизму, наличие фосфатов также приводит к усиленному выносу хлоридов из котловой воды в пар, пока не совсем ясно, имеются только факты, свидетельствующие о повышенном загрязнении насыщенного пара хлоридами при фосфатном водно-химическом режиме барабанных котлов и являющиеся одной из причин очень постепенного, но уверенного отказа от фосфатного режима и замены его гидратным с дозированием NaOH . Другие недостатки широко использованного фосфатного режима барабанных котлов в рамках данной статьи не рассматриваются.

Таким образом, можно сформулировать две первоначально основные задачи гидратного ОН-режима:

образование защитной оксидной пленки на поверхностях оборудования или, во всяком случае, содействие этому. Во избежание щелочной коррозии концентрация щелочи должна быть невысокой;

связывание, в первую очередь, хлоридов с образованием менее летучих соединений.

ОН-режим оказался менее чувствительным к хлоридам, допускает отказ во многих случаях от конденсатоочистки. ОН-режим прост в эксплуата-

Таблица 1

Предлагаемые ЭПРИ "Нормы" при кондиционировании барабанных котлов едким натром

Анализируемая среда	Норма	Уровень		
		1	2	3
Конденсатный насос (выход):				
кислород, мкг/кг	≤ 20	≥ 20	≥ 40	—
общий органический углерод, мкг/кг	≤ 200	≥ 200	—	—
Установка с очисткой конденсата:				
натрий, мкг/кг	≤ 10	> 10	—	—
электропроводность за Н-фильтром, мкСм/см	≤ 0,3	> 3	—	—
Установка без очистки конденсата:				
натрий, мкг/кг	≤ 5	> 5	> 10	> 20
электропроводность за Н-фильтром, мкСм/см	≤ 0,2	> 0,2	> 0,35	> 0,65
Экономайзер, вход:				
pH (цельножелезный материал)	9,0 – 9,6	< 9,0 > 9,6	—	—
pH (меди в цикле)	8,8 – 9,2	< 8,8 > 9,2	—	—
электропроводность за Н-фильтром, мкСм/см	≤ 0,2	> 0,2	> 0,35	> 0,65
железо, мкг/кг	< 0,5	> 5	—	—
медь, мкг/кг	< 2	> 2	—	—
кислород, мкг/кг	< 10	> 10	> 15	> 20
Котловая вода (продувка):				
натрий, мг/кг	≤ 1,5	> 1,5	> 2	> 9
хлориды, мг/кг	≤ 0,4	> 0,4	> 0,8	> 1,5
pH	9,4 – 9,6	< 9,4 > 9,6	9,3 – 9,7	< 9,2 > 9,8
NaOH (минимум), мг/кг	1,0 – 1,5	< 1,0 > 1,5	0,8 > 2,0	< 0,6 > 2,5
Насыщенный и перегретый пар:				
натрий, мкг/кг	≤ 2	> 2	> 5	> 10
электропроводность за Н-фильтром, мкСм/см	≤ 0,3	> 0,3	> 0,55	> 1,0
кремний, мкг/кг	≤ 10	> 10	> 20	> 40

Примечания: 1. Топливо – уголь, $P > 170$ бар. 2. Немедленный останов при pH котловой воды $< 8,0$ и $> 10,0$.

ции и контроле и особенно выгоден для станций, охлаждаемых солоноватой водой и морской водой. OH-режим барабанных котлов в Великобритании (в начале 1960 г.) приводил к гораздо меньшему числу проблем, чем фосфатный режим.

Отсюда произошел постепенно расширяющийся переход на чисто гидратный режим при наличии существенно более чистой воды, т.е. в настоящее время он успешно применяется в Англии, Германии, Дании, Италии, Южной Африке, а сейчас и в США на станциях суммарной мощностью более 60 000 МВт (табл. 1). По статистике американского института энергетики (ЭПРИ) за последние годы при дозировании NaOH непосредственно в котел на уровне не более 1,5 мг/кг NaOH не зарегистрировано случаев щелочной коррозии. Гидратный режим не способствует, в отличие от гидразинно-аммиачного, усилинию загрязнения пара хлоридами и сульфатами.

За последнее время добавилась еще проблема гидролиза органики, которая термоловится в об-

ласти высоких температур (в данном случае в барабане) с образованием преимущественно кислых продуктов. Эти продукты в области высоких температур не могут быть нейтрализованы аммиаком, основные свойства которого практически исчезают при высоких температурах, однако успешно нейтрализуются сильным основанием NaOH. Нейтрализация является необходимой для сохранения защитной оксидной пленки на металле – магнетита, растворимость которого резко увеличивается как в кислой, так и в щелочной средах с соответствующим “оголением” металла и его возможной коррозией.

Следует упомянуть, что в литературе имеются данные по замене NaOH на другую сильную щелочь LiOH (гидрат лития). Его технические преимущества связаны с очень ограниченной собственной растворимостью по сравнению с едким натром и едким калием. Это означает, что даже при возможном местном сильном упаривании котловой воды критическая концентрация щелочности,

Таблица 2

Параметр	GOM 160 бар	VGB > 165 бар	ЭСКОМ 170 бар (уголь)
Питательная вода:			
кислород, мкг/кг	≤ 5	< 100	< 5
гидразин, мкг/кг	2 × O ₂	—	2 × O ₂
аммиак, мг/кг	< 0,5* ; < 1**	—	0,4 – 0,7* ; 1,1 – 2,2**
pH	8,8 – 9,2* ; 8,8 – 9,4**	9 – 10 ; —	9,1 – 9,3* ; 9,4 – 9,6**
электропроводность за Н-фильтром, мкСм/см	—	0,1 – 0,2	< 0,1
железо общее, мкг/кг	—	10 – 20	< 10
медь общая, мкг/кг	—	1 – 3	< 0,2
кремнекислота, мкг/кг	—	5 – 20	< 20
натрий, мкг/кг	—	2 – 10	< 2
Котловая вода:			
хлориды, мкг/кг	1200	—	< 50
едкий натр, мг/кг	2(min), 2,5 × Cl	—	0,9 – 2,8
кремнекислота, мг/кг	< 0,2	—	—
pH	—	9,3 – 9,7	9,3 – 9,8
электропроводность за Н-фильтром, мкСм/см	—	< 50	< 2
удельная электропроводность, мкСм/см	—	—	6 – 16
натрий, мг/кг	—	—	0,5 – 1,0
сульфаты, мкг/кг	—	—	< 150
Пар:			
кремнекислота, мкг/кг	< 20	5 – 20	< 20
натрий, мкг/кг	< 10	2 – 10	< 2
электропроводность за Н-фильтром, мкСм/см	—	0,1 – 0,2	< 0,1
железо общее, мкг/кг	—	5 – 20	—
медь общая, мкг/кг	—	1 – 3	—
хлориды, мкг/кг	—	—	< 2
сульфаты, мкг/кг	—	—	< 2

* Конструкция с медью.

** Цельножелезный материал.

вызывающая повышение коррозии стали, не может быть достигнута. Однако гидратный режим с дозированием LiOH не нашел по ряду причин (в том числе, стоимости и токсичности) широкого применения.

Сравнение химических нормируемых параметров энергосистем Англии, Германии и Южной Америки для питательной и котловой воды и пара для барабанных котлов высокого давления, кондиционируемых едким натром, приведено в табл. 2.

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ



Влияние потребителей на искажение напряжения

Висячев А. Н., Тигунцев С. Г., кандидаты техн. наук, Луцкий И. И., инж.

Иркутский государственный технический университет – ОАО Иркутскэнерго

Современный этап развития энергетики характеризуется значительным ростом несимметричных, нелинейных нагрузок, что приводит к ухудшению показателей качества электрической энергии (ПКЭ), в рассматриваемом случае коэффициентов несимметрии и несинусоидальности напряжения. При этом участники системы электроснабжения терпят ущербы (дополнительные потери электрической энергии, сокращение срока службы оборудования, выход из строя систем релейной защиты и автоматики, дополнительные затраты на увеличение помехозащищенности оборудования и создание средств улучшения качества электроэнергии и т.д.).

ГОСТ 13109-97 “Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения” устанавливает уровень допустимых искажений в электрической сети, что одновременно является уровнем электромагнитной совместимости потребителей электрической энергии. Экономическое стимулирование соблюдения норм качества электроэнергии всеми участниками системы электроснабжения предполагается обеспечить за счет скидок и надбавок к тарифу за потребленную электроэнергию [1]. Однако следует констатировать, что система скидок и надбавок, а вместе с ней и ГОСТ 13109–97 работают неудовлетворительно, так как до настоящего времени отсутствуют корректная методологическая база и технические средства для объективного установления виновника в ухудшении качества электроэнергии и степени его вины.

Попытки создания такой методики предприняты в [2, 3].

В течение последних 10 лет проблеме определения долевого вклада потребителей (ДВП) в искажение напряжения посвящено много работ [4 – 7]. Далее дается критический анализ некоторых из них.

Основным понятием при установлении виновника искажения считают вклад в значение ПКЭ, который определен как часть суммарного значения ПКЭ в точке контроля качества электроэнергии, обусловленного влиянием электроустановок данного потребителя, т.е. предполагается, что ПКЭ в узле можно выразить в виде суммы вкладов отдельных потребителей, при этом вклад каждого по-

требителя должен зависеть только от параметров данного потребителя.

Как будет показано далее, понятие ДВП лишено всякого смысла.

В [2] предлагается фактический вклад потребителя (ФВП) в искажение напряжения определять по формуле

$$\Delta P_\phi = P_b - P_o, \quad (1)$$

где P_b – значение ПКЭ при включенном потребителе (нормальная схема); P_o – значение ПКЭ при отключенном потребителе.

Нетрудно показать, что выражение (1) верно, если токи искажения от разных источников совпадают по фазе и суммарное искажение находится арифметическим суммированием искажений от отдельных источников. В общем случае искажения по фазе не совпадают и в результате использования данной формулы можно получить некорректные результаты.

Предположим, что в узле включены два потребителя с токами искажения, незначительно отличающимися друг от друга по модулю, но направленными встречно, и с равными проводимостями. Очевидно, что отключение любого из потребителей приведет к резкому ухудшению ПКЭ. Значит, фактический вклад обоих потребителей по выражению (1) будет отрицательным. Требования ГОСТ нарушены, вина потребителей видна невооруженным глазом, но по рассматриваемой методике виновата энергоснабжающая организация.

На случай таких абсурдных результатов в “Правилах присоединения потребителей” есть расплывчатая фраза о существенном сопутствующем или встречном влиянии режимов работы искажающего оборудования смежных потребителей и необходимости повторных замеров при других режимах. Естественно, невозможно пользоваться столь неопределенными формулировками при расчете вполне конкретного численного параметра – ФВП.

Все большее распространение получают методики, базирующиеся на анализе потока мощности искажения или определении угла сдвига между искажающим током и напряжением [4 – 8]. Ток искажения зависит не только от напряжения искажения, но и от параметров нормального режима. Значение и фаза напряжения в узле, к которому нач-

грузка подключена, определяются совокупным влиянием всех источников искажения в сети. Напряжение искажения в i -м узле сети определяется из выражения

$$\dot{U}_i = \dot{I}_i Z_{ii} + \sum_1^n \dot{I}_j Z_{ij}, \quad (2)$$

где \dot{I}_i – ток искажения узла i ; \dot{I}_j – токи искажения, не принадлежащие узлу i ; Z_{ii} – собственное сопротивление узла; Z_{ij} – взаимное сопротивление i -го и j -го узлов; n – число узлов.

Если i -й узел является единственным источником искажений, то для узла i можно записать

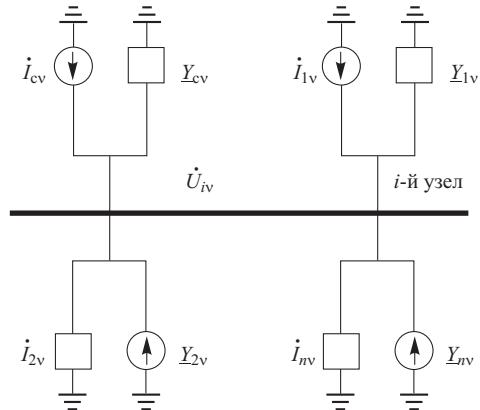
$$\dot{U}_i = \dot{I}_i Z_{ii}. \quad (3)$$

Из уравнения (3) следует, что угол сдвига между током искажения I_i и напряжением U_i определяется аргументом сопротивления Z_{ii} . Если во всех ветвях, подключенных к узлу i , положительное направление тока принять одинаковым, например, от шин в линию, и если характер всех сопротивлений одинаков (аргументы сопротивлений отличаются друг от друга незначительно), то угол сдвига между током искажения и токами пассивных ветвей будет отличаться на угол, близкий к 180° , что и положено в основу упомянутой методики определения источников искажения.

Если сопротивления в схеме замещения значительно отличаются, а в пределе часть из них носит емкостный, а часть индуктивный характер, то даже при одном источнике искажения определить виновника искажения становится затруднительно. Если источников искажения несколько, то эта методика будет давать некорректные результаты. Таким образом, в сети ток искажения в исследуемой нагрузке и напряжение искажения в узле, к которому нагрузка подключена, в общем случае не зависят друг от друга. По углу между ними невозможно определить, генерирует ли исследуемая нагрузка ток искажения либо потребляет.

Много сторонников имеет метод определения ДВП с использованием мощностей. Число сторонников этого метода продолжает расти особенно в последнее время [4 – 7]. Много лет идет дискуссия о том, что понимать под кажущейся и реактивной мощностями для несимметричного или несинусоидального режима. Поскольку эти термины не имеют физического смысла, а являются лишь иногда удобными, а иногда не очень удобными для практической работы математическими понятиями, то надо полагать, что в ближайшее время дискуссия не прекратится.

Поскольку, как было показано ранее, угол между напряжением искажения на шинах и током искажения не может являться критерием того, генерирует потребитель искажение или потребляет



Эквивалентная расчетная схема сети с искажающими нагрузками

его, то и распределение мощностей искажения по потребителям не может дать общего решения определения источников искажения. В первую очередь это касается трехфазных несимметричных неуравновешенных сетей, где идет обмен мощностями между источниками и потребителями с одной стороны и между разными фазами одного источника. Исходя из сказанного надеяться на строгое математическое описание процессов в трехфазных несимметричных, несинусоидальных цепях в концепции искажающих мощностей в ближайшее время маловероятно.

Далее излагается универсальная методика определения виновников искажения напряжения в узле сети.

Рассмотрим несинусоидальный режим электрической сети произвольной конфигурации. Нелинейные нагрузки на v -й гармонике моделируются источниками тока, а линейные нагрузки – проводимостями, как принято в [6, 7]. При анализе режимов на v -й гармонике в узле i электрическая сеть и потребители представлены эквивалентными двухполюсниками относительно этого узла, состоящими из параллельно включенных источников тока и проводимостей (см. рисунок).

Далее все выкладки приводятся для v -й гармоники и поэтому индекс “ v ” в обозначениях величин будет опущен.

Ток \dot{I}_c и проводимость \underline{Y}_c моделируют влияние на искажение напряжения в узле i всех источников тока, не принадлежащих узлу i . Эквивалентные токи $\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dots, \dot{I}_n$ и проводимости $\underline{Y}_1, \underline{Y}_2, \dots, \underline{Y}_n$ моделируют влияние нагрузок, подключенных к узлу i .

Напряжение v -й гармоники в узле i

$$U_i = (\dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dots + \dot{I}_n + \dot{I}_c) / (\underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 + \dots + \underline{Y}_n + \underline{Y}_c). \quad (4)$$

Для неуправляемых преобразователей, работающих с естественным углом коммутации γ_0 , ток v -й гармоники определяется по выражению

$$\dot{I} = \dot{I}_1 - \frac{\sin\left[\left(v-1\right)\frac{\gamma_0}{2}\right]}{v(v-1)\frac{\gamma_0}{2}} \approx \frac{\dot{I}_1}{v}, \quad (5)$$

где I_1 – ток прямой последовательности рассматриваемого потребителя.

Из выражения (5) следует, что первопричиной, активным параметром (источником) искажения является нелинейная нагрузка, зависящая от схемы и режима работы для прямой последовательности. Однако ток искажения сам по себе непосредственного влияния на остальных потребителей не оказывает. Это влияние передается через напряжение искажения \dot{U}_i , поэтому оно и нормируется. Отметим, что ток искажения создает напряжение искажения, которое зависит от соотношения двух факторов – суммарного тока искажения $\Sigma \dot{I}$ и суммарной проводимости ΣY . Причем, две эти величины действуют в “противоположные” стороны. Увеличение тока искажения приводит к ухудшению ПКЭ, а увеличение суммарной проводимости неискажающей нагрузки к его улучшению.

Таким образом, нормируя напряжение искажения, мы нормируем отношение $\Sigma \dot{I} / \Sigma Y$. Отсюда следует, что, определяя степень виновности потребителя, необходимо определить его долю в суммарном токе и суммарной проводимости.

Снижать напряжение искажения можно, например, уменьшением тока искажения. Это широко используется при несимметричных режимах в разработке симметрирующих устройств (СУ) компенсационного типа, когда СУ генерирует в сеть ток, сдвинутый на 180° относительно тока обратной последовательности источника. Для снижения уровней высших гармоник используется увеличение фазности выпрямления. При этом, например, на параллельную работу включают две шестифазные схемы выпрямления со сдвигом на 30° по первой гармонике. В результате токи пятой и седьмой гармоник оказываются сдвинутыми на 180° . В сеть, как результат, поступает разница токов пятой и седьмой гармоник двух схем выпрямления, что приводит к снижению тока искажения, генерируемого в сеть.

Находит применение и способ увеличения проводимости. Например, на шинах неискажающей нагрузки устанавливают фильтр, который на определенной частоте имеет большую проводимость, что приводит к увеличению общей проводимости узла и снижению напряжения искажения.

Выражение (4) запишем в виде

$$\dot{U}_i Y_1 + \dot{U}_i Y_2 + \dots + \dot{U}_i Y_n + \dot{U}_i Y_c = \dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dots + \dot{I}_n + \dot{I}_c. \quad (6)$$

В схеме замещения для v -й гармоники активными параметрами, генерирующими ток, являются задающие токи $\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dots, \dot{I}_n$, а пассивными (потребляющими ток) – проводимости Y_1, Y_2, \dots, Y_n .

Введем обозначения:

$$\dot{I}_1^n = \dot{U}_i Y_1,$$

где \dot{I}_1^n – ток, потребляемый первым потребителем на частоте v -й гармоники;

$$\dot{I}_2^n = \dot{U}_i Y_2,$$

где \dot{I}_2^n – ток, потребляемый вторым потребителем на частоте v -й гармоники;

$$\dot{I}_n^n = \dot{U}_i Y_n,$$

где \dot{I}_n^n – ток, потребляемый n -м потребителем на частоте v -й гармоники.

Для токов искажения введем индекс генерации “ g ” и получим токи $\dot{I}_1^g, \dot{I}_2^g, \dot{I}_n^g$.

Из выражения (5) следует

$$\dot{I}_1^g + \dot{I}_2^g + \dots + \dot{I}_n^g + \dot{I}_c^g = \dot{I}_1^n + \dot{I}_2^n + \dots + \dot{I}_n^n + \dot{I}_c^n \quad (7)$$

или

$$\sum_1^n \dot{I}_j^g = \sum_1^n \dot{I}_j^n. \quad (8)$$

Таким образом, на v -й гармонике для узла i сумма токов генерации равна сумме токов потребления. Ток генерации определяется из схемы замещения основной частоты и от параметров схемы замещения сети на частоте v -й гармоники не зависит. Токи потребления каждого потребителя при неизменных токах генерации целиком и полностью зависят от параметров схемы замещения на v -й гармонике.

Напряжение искажения \dot{U}_i также зависит от параметров схем замещения на v -й гармонике, точнее, от суммарной проводимости $\sum_1^n Y_i$. При изменении суммарной проводимости от нуля до бесконечности напряжение v -й гармоники будет изменяться от бесконечно большой величины при $\sum_1^n Y_i = 0$ и до нуля при $\sum_1^n Y_i$, стремящейся к бесконечности.

Суммарную мощность потребления и генерации найдем из выражений

$$\dot{S}_\Sigma^n = \dot{U}_i \sum_1^n \dot{I}_j^n; \quad (9)$$

$$\dot{S}_\Sigma^g = \dot{U}_i \sum_1^n \dot{I}_j^g. \quad (10)$$

Суммарная мощность генерации и потребления на v -й гармонике равны друг другу

$$\dot{S}_{\Sigma}^{\Gamma} = \dot{S}_{\Sigma}^{\Pi}. \quad (11)$$

Как напряжение, так и мощность потребления и генерации на v -й гармонике меняются по величине в диапазоне от нуля до бесконечности в зависимости от суммарной проводимости. Поскольку токи искажения зависят от параметров схемы замещения основной частоты, а напряжения зависят от схемы замещения v -й гармоники, то мощность S , как показано ранее, не может быть характеристикой процессов в схеме замещения v -й гармоники.

Теперь, когда описана физика происходящих процессов в сети и раскрыт механизм взаимодействия процессов на основной частоте и v -й гармонике, перейдем к описанию методики определения степени участия потребителей в искажении напряжения.

Далее с целью упрощения анализа рассмотрим сеть, где все эквивалентные источники тока $\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dots, \dot{I}_n$ по фазе совпадают, а эквивалентные проводимости $\underline{Y}_1, \underline{Y}_2, \dots, \underline{Y}_n$ имеют одинаковые аргументы. При этом геометрические суммы токов и проводимостей равны арифметическим

$$\left| \sum_{j=1}^n \dot{I}_j \right| = \sum_{j=1}^n |\dot{I}_j|. \quad (12)$$

Аналогично для проводимостей

$$\left| \sum_{j=1}^n \underline{Y}_j \right| = \sum_{j=1}^n |\underline{Y}_j|. \quad (13)$$

С учетом выражений (12) и (13) преобразуем формулу (4)

$$|\dot{U}_{iv}| = \sum_{j=1}^n |\dot{I}_j| / \sum_{j=1}^n |\underline{Y}_j|. \quad (14)$$

Если при анализе режима установлено, что $|\dot{U}_{iv}|$ превышает допустимое значение $U_i^{\text{доп}}$ в K раз, то можно записать

$$K = |\dot{U}_{iv}| / U_i^{\text{доп}}. \quad (15)$$

Тогда выражение (14) можно преобразовать

$$\frac{\sum_{j=1}^n |\dot{I}_j|}{\sum_{j=1}^n |\underline{Y}_j|} \leq K U_i^{\text{доп}}. \quad (16)$$

Пусть $K = \alpha\beta$, где α и β – действительные положительные числа. Тогда уравнение (16) принимает вид

$$\frac{\frac{1}{\alpha} \sum_{j=1}^n |\dot{I}_j|}{\beta \sum_{j=1}^n |\underline{Y}_j|} \leq U_i^{\text{доп}}. \quad (17)$$

При этом из выражения (17) следует, что для поддержания $\dot{U}_i < U_i^{\text{доп}}$ могут быть реализованы три варианта (применительно к режимам высших гармоник):

1. Влияя на схему замещения v -й гармоники, добиться увеличения суммарной проводимости в K раз.

2. Влияя на установленный режим основной частоты, добиться снижения суммарного тока искажения в K раз.

3. Влияя на обе схемы, уменьшить суммарный ток искажения в α раз и увеличить суммарную проводимость в β раз таким образом, чтобы $\alpha\beta = K$, что позволит снизить напряжение U_{iv} до допустимого значения.

Заметим, что как в первом, так и во втором случае необходимо добиться изменения суммарных величин (тока и проводимости) вне зависимости от того, как эти величины распределяются между потребителями.

Рассмотрим реализацию варианта 1, когда $\alpha = 1$, а $\beta = K$. Пусть напряжение искажения равно U_{iv} . Условием допустимости режима по напряжению искажения является

$$U_i \leq U_i^{\text{доп}}. \quad (18)$$

С учетом формул (14) и (15) получим

$$\frac{\sum_{j=1}^n |\dot{I}_j|}{K \sum_{j=1}^n |\underline{Y}_j|} = \dot{U}_{iv}^{\text{доп}}. \quad (19)$$

Найдем допустимую суммарную проводимость, обеспечивающую снижение напряжения искажения в узле i до допустимых значений

$$\left| \sum_{j=1}^n \underline{Y}_j^{\text{доп}} \right| = K \left| \sum_{j=1}^n \underline{Y}_j \right|. \quad (20)$$

Теперь решим вторую часть задачи: как получить нужную проводимость. Напрашивается очевидный ответ: каждый искажающий потребитель должен внести свою долю проводимости, равную его доле в искажении напряжения. Напряжение искажения в i -м узле от j -го потребителя

$$\left| \dot{U}_i^j \right| = \frac{\left| \dot{I}_j \right|}{\sum_1^n \left| \underline{Y}_j \right|}. \quad (21)$$

Тогда допустимая расчетная проводимость для j -го потребителя

$$\left| \underline{Y}_{j\text{расч}}^{\text{доп}} \right| = \frac{\left| \dot{I}_i \right|}{\sum_1^n \left| \dot{I}_i \right|} \sum_1^n \left| \underline{Y}_j^{\text{доп}} \right|. \quad (22)$$

Далее находим коэффициент влияния $K_{\text{вл}}$ на искажение напряжения в i -м узле для j -го потребителя как отношение расчетной допустимой проводимости к фактической

$$K_{\text{вл}} = \underline{Y}_j^{\text{доп}} / \underline{Y}_j^{\text{факт}}. \quad (23)$$

С учетом формулы (22) выражение (23) примет вид

$$K_{\text{вл}} = \frac{\left| \dot{I}_j \right| \sum_1^n \left| \underline{Y}_j^{\text{доп}} \right|}{\left| \underline{Y}_j \right| \sum_1^n \left| \dot{I}_j \right|} = \frac{\dot{U}_j^{\text{авт}}}{\dot{U}_j^{\text{доп}}}, \quad (24)$$

где $\dot{U}_j^{\text{авт}} = \left| \dot{I}_j \right| / \left| \underline{Y}_j \right|$ – напряжение искажения, которое создавал бы j -й потребитель, если бы он работал автономно.

Выражение (24) очень удобно для анализа. На вопрос, как будет вести себя потребитель с точки зрения возможных искажений, можно ответить еще на стадии разработки устройства, схемы, так как для ответа нужны только параметры разрабатываемых устройств конкретного потребителя и значение $U_j^{\text{доп}}$.

Далее рассмотрим более общий случай, когда токи искажения по фазе не совпадают, а эквивалентные проводимости имеют разные аргументы.

Введем понятие коэффициентов совпадения по фазе токов искажения и проводимости

$$K_{\text{cI}} = \left| \sum_1^n \dot{I}_j \right| / \left| \sum_1^n \dot{I}_j \right|; \quad (25)$$

$$K_{\text{cY}} = \left| \sum_1^n \underline{Y}_j \right| / \left| \sum_1^n \underline{Y}_j \right|. \quad (26)$$

Из выражений (25) и (26) получаем

$$\begin{aligned} \left| \sum_1^n \dot{I}_{jv} \right| &= K_{\text{cI}} \sum_1^n \left| \dot{I}_{jv} \right|; \\ \left| \sum_1^n \underline{Y}_{jv} \right| &= K_{\text{cY}} \sum_1^n \left| \underline{Y}_{jv} \right|. \end{aligned} \quad (27)$$

С учетом формул (27) выражение (14) примет следующий вид:

$$U_i = \frac{\left| \sum_1^n I_i \right|}{\left| \sum_1^n Y_i \right|} = \frac{K_{\text{cI}} \sum_1^n \left| \dot{I}_i \right|}{K_{\text{cY}} \sum_1^n \left| \underline{Y}_i \right|}. \quad (28)$$

Введем понятие коэффициента выгодности

$$K_{\text{выг}} = \frac{K_{\text{cY}}}{K_{\text{cI}}}. \quad (29)$$

Тогда уравнение (28) примет вид аналогично выражению (14)

$$\left| \dot{U}_i \right| = \frac{\sum_1^n \left| \dot{I}_j \right|}{\sum_1^n \left| \underline{Y}_j \right| K_{\text{выг}}}. \quad (30)$$

Определим коэффициент влияния j -го потребителя на искажение напряжения. Условием допустимости режима по напряжению искажения, как и ранее, является выражение (18). Суммарная допустимая проводимость будет определяться аналогично уравнению (20)

$$\left| \sum_1^n \underline{Y}_j^{\text{доп}} \right| = \frac{K}{K_{\text{выг}}} \left| \sum_1^n \underline{Y}_j \right|. \quad (31)$$

Допустимая расчетная проводимость

$$Y_{j\text{расч}}^{\text{доп}} = \frac{\dot{I}_i}{\sum_1^n \dot{I}_i} K_{\text{выг}} \sum_1^n \underline{Y}_j^{\text{доп}}. \quad (32)$$

Тогда коэффициент влияния

$$K_{\text{вл}j} = \frac{Y_{j\text{расч}}^{\text{доп}}}{Y_j}, \quad (33)$$

или с учетом выражения (27)

$$K_{\text{вл}j} = \frac{\left| I_i \right| K_{\text{cY}} \left| \sum_1^n \underline{Y}_j^{\text{доп}} \right|}{K_{\text{cI}} \left| \sum_1^n I_j \right| \left| \underline{Y}_j \right|} = K_{\text{выг}} \frac{\left| U^{\text{авт}} \right|}{\left| U^{\text{доп}} \right|}. \quad (34)$$

Из выражения (34) следует, что влияние j -го потребителя на искажение напряжения в узле зависит от величины $U^{\text{доп}}$, параметров потребителя (тока искажения, проводимости) и коэффициента выгодности. Последний, в свою очередь, зависит

от соотношения параметров всех участников системы электроснабжения.

Анализ показал, что для большинства потребителей системы электроснабжения, как правило, аргументы проводимости отличаются незначительно, в то время как аргументы токов существенно разнятся. Расчетные эксперименты для узла сети также подтверждают, что наиболее распространена ситуация, где $K_{cY} > K_{cl}$ и соответственно $K_{вып} > 1$. На основании сказанного можно считать режим автономной работы наихудшим и закладывать его таковым при проектировании новых устройств, создающих искажения.

Выводы

1. Известные в настоящее время методики не позволяют гарантировать корректное определение виновников искажений напряжения в сети.

2. По величине коэффициента влияния на искажение предоставляется возможность оценить искажающее влияние каждого потребителя. Если $K_{вл} > 1$, то потребитель считается виновником превышения допустимого искажения и на него накладывают штрафные санкции – надбавки к тарифу на электрическую энергию. Если $K_{вл} \leq 1$, то потреби-

тель считается пострадавшим от искажений, вносимых другими потребителями, и он получает компенсацию, т.е. скидки к тарифам на электрическую энергию.

Список литературы

1. Инструкция “О порядке расчетов за электрическую и тепловую энергию”. Министр РФ, 1994, 28 / XII, № 449.
2. Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в электрических сетях общего назначения. М.: Союзтехэнерго, 1990.
3. Методика контроля и анализа качества электрической энергии в электрических сетях общего назначения. М., Екатеринбург, 1995.
4. Проблемы установления размера ответственности за ухудшение качества электрической энергии и пути их решения / Соколов В. С., Ермилов М. А., Серков А. В. и др. – Промышленная энергетика, 2000, № 8.
5. Зыкин Ф. А. Определение степени участия нагрузок в снижении качества электрической энергии. – Электричество, 1992, № 11.
6. Смирнов С. С., Коверникова Л. И. Вклад потребителя в уровень напряжения высших гармоник в узлах электрической сети. – Электричество, 1996, № 1.
7. Способ инструментального выявления источников искажения напряжения и определения их влияния на качество электроэнергии / Карташев И. И., Пономаренко И. С., Сыромятников С. Ю., Гук Л. Л. – Электричество, 2001, № 3.
8. Фереро А. Измерения при несинусоидальных сигналах: новые подходы к старой проблеме науки и техники измерений. – Приборы и системы управления, 1999, № 10.

О мерах безопасности при работах на воздушных линиях под наведенным напряжением

Тураев В. А., Базанов В. П., инженеры

ОАО Нижновэнерго

В статье [1] подтверждается точка зрения, изложенная нами в [2] по поводу опасности наведенных напряжений при КЗ на землю на влияющих ВЛ; высказывается необходимость определения наибольших напряжений при КЗ на землю в сети влияющих линий, их снижения до определенных значений с помощью заземлителей по концам и в выбранных точках ВЛ; предлагаются способы защиты от ограниченного этими приемами наведенного напряжения на месте работ.

Кроме того, авторы статьи подвергают критике способ заземления ВЛ под наведенным напряжением, рекомендованный [3] (п. 4.3.11), который полностью переходит в новое издание правил ТБ [4] (п. 4.15.52 – 4.15.54), за исключением того, что максимальный потенциал наведенного напряжения принимается в [4] не 42 В, а 25 В.

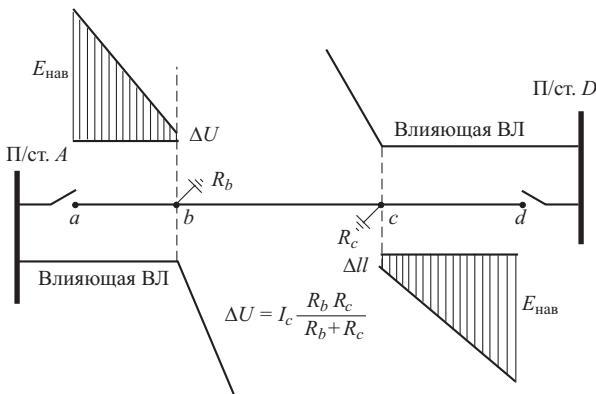
Критика, как нам кажется, справедлива в части того, что Правила безопасности при эксплуатации электроустановок не указывают требования к за-

землителю на месте работ, на который заземляется линия (при ее заземлении только в одной точке).

Со своей стороны, мы неоднократно [5, 2] обращали внимание на то, что заземление ВЛ в одной точке должно производиться с учетом падения напряжения на заземлителе от емкостной составляющей тока, стекающего через заземлитель, указывали на недопустимость заземления ВЛ в одной точке на штырь длиной 0,5 м (что допускается п. 3.6.8 [4]), так как напряжение на штыре от стекания емкостного тока может быть смертельно опасным.

Считаем, что выводы рассматриваемой статьи весьма интересны и могут быть использованы при работах на ВЛ 330 кВ и выше, однако их распространение на все ВЛ и ВЛС, находящиеся под наведенным напряжением, в настоящее время достаточно сложно.

В связи с изложенным мы подтверждаем ранее высказанное мнение, что заземление ВЛ под наве-



Размещение заземлений по участкам ВЛ и эпюры наведенных ЭДС:

ΔU – падение напряжения на заземлителях R_b и R_c от стекания суммарного емкостного тока с участков наведения; R_b , R_c – сопротивление заземлителя в точке b и c соответственно

денным напряжением в одной точке (на месте производства работ) является достаточно эффективным и простым средством защиты от электромагнитной составляющей (в том числе и при КЗ).

Защита персонала от электростатической составляющей наведенного напряжения должна при этом осуществляться заземлением ВЛ на заземлитель с малым значением сопротивления (система трос – опоры на ВЛ 110 кВ, заземлитель металлической или железобетонной опоры на ВЛ 220 кВ и выше, контур заземления ТП, ЛР на ВЛ 6 – 10 кВ, специальный заземлитель).

Предварительным расчетом необходимо оценить значение емкостного тока, стекающего с заземлителем, для чего можно воспользоваться формулами рассматриваемой статьи или данными, приведенными в [4], и определить необходимое (безопасное) значение сопротивления заземления на месте производства работ.

Причем, учитывая снижение по новым правилам ТБ допустимого напряжения на заземлитель с 42 В до 25 В, можно в качестве отправных моментов для практической работы использовать пересчитанные данные, изложенные в [5], касающиеся двухцепных ВЛ 110 и 220 кВ, а именно, что безопасно заземлять на один заземлитель с $R < 30$ Ом ВЛ 110 кВ длиной 60 км и ВЛ 220 кВ длиной 30 км.

В качестве одной из контрольных мер безопасности при производстве работ должно быть проведение измерения падения напряжения на заземлителе на месте работ и его нормирование значением не выше 25 В. Такие мероприятия достаточно просто осуществить персоналу линейной бригады при подготовке рабочего места [6].

Метод заземления ВЛ в одной точке на месте производства работ в принципе может быть распространен не только на ВЛ под наведенным напряжением, но и на другие ВЛ. При этом исключа-

ется вынос потенциала с контура подстанции на отключенную для производства работ ВЛ через установленное заземление при коротких замыканиях на подстанции или в присоединенной сети 110, 220 кВ. Такая ситуация возникает довольно часто (при относительно высокой повреждаемости фарфоровых опорных изоляторов разъединителей 110 и 220 кВ и при срабатываниях короткозамыкателей).

Для соблюдения требований ТБ от ошибочной подачи напряжения на выведенное в ремонт присоединение ВЛ (и, как сказано ранее, от выноса потенциала с контура подстанции на провода ВЛ) заземление на подстанции необходимо при этом устанавливать до отключенного линейного разъединителя со стороны подстанции.

Заземление в одной точке на ВЛ (а не по концам ВЛ и на месте работ) менее эффективно лишь в случае “гальванического” воздействия при падении провода пересекающейся ВЛ. Однако следует отметить, что подобные воздействия являются опасными для любых схем заземления ВЛ и, вероятно, не рассматриваются для принятых схем заземления ВЛ как расчетные факторы в силу их весьма малой вероятности при соблюдении требований ПУЭ и ПТЭ.

Следует заметить, что для целого ряда участков линий, на которых очень сложно снизить наведенные напряжения, пользуясь принятой схемой заземления (заземление по концам и на месте работ) рис. 5 [5], решить проблему можно весьма простым способом, исключив воздействие наведенной электромагнитной ЭДС на заземлитель на месте производства работ. Для этого (см. рисунок) достаточно установить заземлитель на границах участков наведения в точках b и c , не заземляя ВЛ в точках a и d . На участке bc (участок без наведения) можно устанавливать любое число заземлителей и выполнять работу несколькими бригадами без разрезания ВЛ, как требуют правила [4] п. 4.15.54.

Для снижения ΔU от емкостной (электростатической) составляющей тока, стекающего с заземлителем, целесообразно в точках b и c выполнять заземления с малым сопротивлением растеканию тока. При этом, так как участок bc не находится в зоне наведения, на нем допустима работа нескольких бригад, каждая из которых устанавливает свой комплект заземлителей. Это также приводит к снижению потенциалов на проводах от действия емкостной составляющей с участков наведения ab и cd .

Считаем необходимым уточнить требования [4] (п. 3.6.8 и 4.15.53) с учетом изложенного материала в [1] и сделанных нами замечаний.

Список литературы

1. Левченко И. И., Засыпкин А. С., Рябуха Е. В. О мерах безопасности при работах на воздушных линиях под наведенным напряжением. – Электрические станции, 2001, № 5.
2. Тураев В. А., Базанов В. П. О наведенных напряжениях на воздушных линиях при однофазных коротких замыканиях. – Электрические станции, 1998, № 3.
3. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. 2-е изд. М., 1986.
4. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. ПОТ РМ-16-2001, РД 153-34.0-03.150-00. М., 2001.
5. Тураев В. А. О наведенных напряжениях на воздушных линиях. – Электрические станции, 1995, № 8.
6. Методические указания по измерению наведенных напряжений на отключенных ВЛ, находящихся вблизи действующих ВЛ напряжением 35 кВ и выше и контактной сети электрифицированной железной дороги переменного тока. М.: ОРГРЭС, 1993.



**РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО “ЕЭС РОССИИ”
ВСЕРОССИЙСКИЙ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ (ВТИ)**

ПРЕДЛАГАЕТ

Сборник докладов

**«ЭФФЕКТИВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ –
В РОССИЙСКУЮ ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГЕТИКУ»**

(Международная конференция 8 – 10 октября 2001 г.)

В СБОРНИКЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ ДОКЛАДЫ И ТЕЗИСЫ выступлений специалистов из России, США, Германии, Финляндии, Японии, Швеции, Швейцарии, посвященные проблемам теплоэнергетики.

АВТОРЫ ДОКЛАДОВ, представленных на конференции, стремились как можно полнее осветить избранные работы института на фоне общих проблем российской электроэнергетики и новых возможностей развития теплоэнергетических технологий, опыт использования которых уже имеется за рубежом и отражен в материалах ведущих фирм и технических организаций разных стран.

СБОРНИК МОЖЕТ БЫТЬ ПОЛЕЗЕН:

- руководителям предприятий, инженерно-техническому персоналу тепловых станций и энергосистем;
- специалистам научно-исследовательских, проектно-конструкторских и надзорочных организаций, работающим в сфере создания и эксплуатации котельно-топочного оборудования.

ВЫ МОЖЕТЕ ПОЗВОНИТЬ: (095) 275-74-41

ИЛИ ОТПРАВИТЬ ФАКС: (095) 279-59-24,

НО НИЧТО НЕ ЗАМЕНИТ ВАМ ЖИВОГО ОБЩЕНИЯ

СО СПЕЦИАЛИСТАМИ ВТИ! ПРИГЛАШАЕМ!

115280, МОСКВА, АВТОЗАВОДСКАЯ УЛ., 14/23

**МЫ ПРЕДОСТАВИМ ВАМ СБОРНИК ДОКЛАДОВ КОНФЕРЕНЦИИ ПО
ДОГОВОРНОЙ ЦЕНЕ!**

Уважаемые читатели!

ЗАО “Научно-техническая фирма “Энергопрогресс” предлагает Вашему вниманию монографию доктора химических наук Ходакова Ю. С “**Оксиды азота и теплоэнергетика: проблемы и решения**”. – 2-ое изд., дополненное (Производственно-практическое издание) – М., ООО «ЭСТ-М», 2001 г. Формат 60 × 90 1/16; 432 стр., табл. 97, рис. 198, библиография 447 наименований (более 90% – иностранная литература последних лет). В твердом переплете и суперобложке. Тираж 850 экз.

Монография посвящена проблемам, связанным с загрязнением атмосферы выбросами оксидов азота тепловых электростанций, коммунальных и промышленных котельных, а также предприятиями азотной промышленности (производство аммиака, азотной кислоты и т.д.).

В 5 главах обсуждаются физико-химические и технологические основы способов подавления образования оксидов азота при сжигании, а также более десяти методов азотоочистки. Для всех способов приведен опыт применения в энергетике России и за рубежом.

В книге описываются системы государственного контроля загрязнения атмосферы, включая используемые для этих целей приборы различных отечественных и зарубежных фирм. Приведены предельно допустимые концентрации в атмосфере и нормативы по выбросам NO_x предприятиями энергетики в России и за рубежом.

Кроме того, обсуждаются современные проблемы в области контроля качества воздуха и внедрения различных технологий снижения выбросов NO_x при производстве энергии.

Монография написана для научных и инженерно-технических работников, работающих в теплоэнергетике, а также в природоохранных учреждениях. Может быть рекомендована преподавателям вузов, аспирантам и студентам старших курсов, специализирующимся в области энергетики и экологии.

Стоимость одного экземпляра, включая почтовые расходы, 500 рублей, в том числе НДС.

Книгу (монографию) Вы можете приобрести непосредственно в офисе Закрытого Акционерного Общества “Научно-техническая фирма “Энергопрогресс” по адресу: 103062, г. Москва, ул. Чаплыгина, д. 6. (тел. 923-45-79) либо перевести денежные средства через отделения Сбербанка РФ.

Образец бланк-заказа :

Направляется по адресу:
103062, г. Москва,
ул. Чаплыгина, д. 6
ЗАО НТФ “Энергопрогресс”

Бланк-заказ

(наименование организации)

просим направить монографию “**Оксиды азота и теплоэнергетика: проблемы и решения**” по адресу:

(почтовый адрес с индексом)

Деньги в сумме _____ руб., включая НДС, перечислены на расчетный счет ЗАО
“Научно-техническая фирма “Энергопрогресс”

Расчетный счет ЗАО НТФ “Энергопрогресс”:

ЗАО НТФ “Энергопрогресс” Корпорации “ЕЭЭК”, ИНН 7701021788, ОСБ 6901 Ленинградский, р/с 40702810738120101129, Московский банк

СБ РФ, г. Москва, к/с 30101810400000000225, БИК 044525225

Банковским поручением № _____ от " ____ " 200 ____ г.

Подпись руководителя
предприятия
(организации) _____

М.П.

Подпись главного
бухгалтера _____

Книга будет выслана в Ваш адрес после поступления денежных средств на расчетный счет ЗАО НТФ “Энергопрогресс”.

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Приборы контроля за работой щеточно-контактных аппаратов турбогенераторов

Родионов Ю. А., Марков А. М., кандидаты техн. наук, Дуплинский С. В., Очаев В. М., Грачев О. П., Семушин А. С., инженеры

ООО “Экотех” – Западно-Сибирская ТЭЦ ОАО Кузбассэнерго

Практика эксплуатации турбогенераторов показывает, что щеточно-контактный аппарат (ЩКА) является достаточно часто повреждающимся элементом. Одной из причин этого является практически полное отсутствие на большинстве электростанций России приборов для контроля за его работой. С целью исправления такого положения ООО “Экотех” (г. Псков) разработало и внедрило на ряде электростанций приборы “Искра”, “Кит”, “Прибой” и “Квант”. В наиболее полном и законченном варианте приборы внедрены на Западно-Сибирской ТЭЦ ОАО Кузбассэнерго (г. Новокузнецк).

В соответствии с [1, 2] и инструкцией по эксплуатации ЩКА турбогенераторов типов ТВВ и ТВФ ОБС.460.448.ИЭ-1988 одним из основных показателей качества работы ЩКА следует считать интенсивность искрения под щетками. Причем, согласно [1] интенсивность искрения должна оцениваться визуально при регулярных осмотрах ЩКА не реже 1 раза в сутки. Очевидно, что из-за отсутствия аппаратуры для постоянного контроля за искрением эксплуатационный персонал зачастую не в состоянии своевременно обнаружить начидающееся искрение и принять меры к его устранению. Это может привести к развитию процесса искрения с его переходом в круговой огонь.

Принято считать, что круговой огонь может возникнуть внезапно, без каких-либо видимых причин. Говорить о “внезапности” кругового огня

лишь на том основании, что предпосылки к его возникновению не были вовремя обнаружены во время редких визуальных осмотров, нет никаких оснований.

Таким образом, очевидно, что существует потребность в разработке и внедрении приборов, предназначенных для постоянного контроля за состоянием ЩКА и, прежде всего, за степенью искрения. Эти приборы должны выявлять не только уже имеющееся искрение, но и тенденцию к его возникновению с целью принятия своевременных мер к его устраниению. Такой прибор под названием “Искра” был разработан в ООО “Экотех” и внедрен на ЩКА турбогенератора типа ТВФ-63 Западно-Сибирской ТЭЦ. Степень искрения оценивается по величине и уровню пульсаций электромагнитных полей в зоне ЩКА.

Прибор “Искра” имеет две приемные антенны – по одной на каждое контактное кольцо (КК). Каждая антенна размещена в защитном экране и закреплена под кожухом ЩКА вблизи своего кольца. Гальваническая связь антенн с элементами ЩКА отсутствует.

Обработка информации о степени искрения, полученной от антенн, ведется в основном блоке прибора “Искра”. Каждая антенна соединена через разъемы с основным блоком прибора коаксиальным кабелем. На [рис. 1](#) показан основной блок прибора Искра, установленный в машинном зале Западно-Сибирской ТЭЦ.

Информация о состоянии ЩКА отдельно по каждому кольцу выводится на индикаторное устройство основного блока прибора “Искра” одновременно в трех видах:

световая: при отсутствии искрения горит зеленый светодиод, при появлении искрения степени 1,25 (по ГОСТ 183-74) – красный;

звуковая: при появлении искрения степени 1,5 включается зуммер;

аналоговая: на передней панели индикаторного устройства имеются два стрелочных прибора (по одному на каждое КК), шкалы которых разделены на четыре зоны: первая – отсутствие искрения, вторая – слабое искрение; третья – сильное искрение; четвертое – недопустимое искрение.

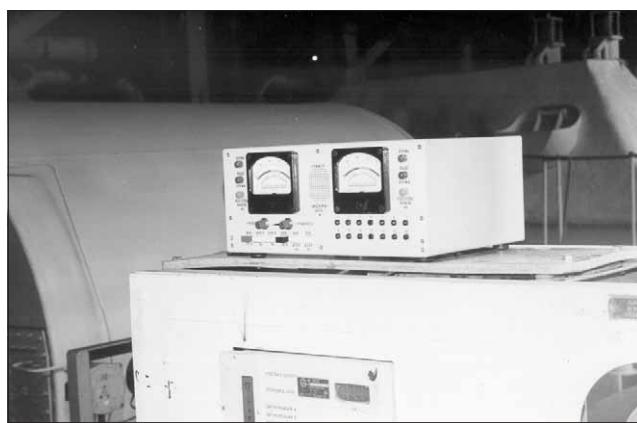


Рис. 1. Основной блок прибора “Искра”, установленный в машинном зале Западно-Сибирской ТЭЦ

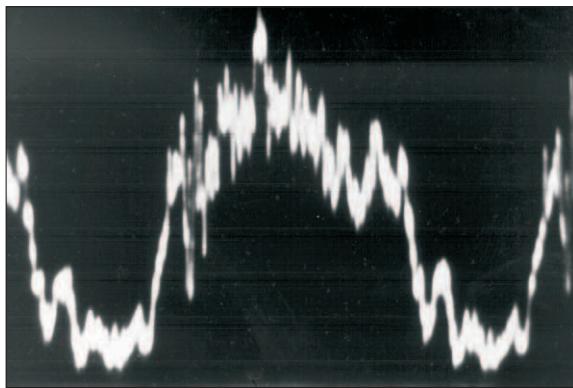


Рис. 2. Типичная форма тока щетки

Дублирующий блок прибора “Искра” выводит ту же информацию о степени искрения и в той же форме, что и основной. Дублирующий блок может быть размещен в любом месте электростанции. На Западно-Сибирской ТЭЦ было решено установить дублирующий блок прибора “Искра” на ГЩУ. Дублирующий блок соединяется с основным при помощи многожильного, экранированного телефонного или иного кабеля.

Стандартное исполнение прибора “Искра” предусматривает установку на электростанции одного основного и одного дублирующего блоков.

Технические данные прибора “Искра” приведены далее.

Питание от сети	220 В, 50 Гц
Потребляемая мощность, Вт, не более	60
Габаритные размеры блоков, мм	320 × 140 × 230
Режим работы	Длительный

Постоянный контроль за искрением, осуществляемый по стрелочным приборам, позволяет сделать вывод о тенденции развития искрения (умножение, увеличение уровня искрения или его неизменность) и при необходимости принять меры к его устранению.

Другим важнейшим показателем нормальной работы ЩКА является равномерность токораспределения по щеткам. В инструкциях по эксплуатации ЩКА отношение уровней токов максимально и минимально нагруженных щеток 4:1 считается достаточным для прекращения регулирования токов. Однако в инструкции ОБС.460.468.ИЭ-1988 нет никаких упоминаний о приборах, с помощью которых можно было бы осуществлять измерения токов, а в ранее действовавшей инструкции [1] описываются клещи-индикатор, изготовленные на базе серийно выпускаемых промышленностью клещей переменного тока Ц-91. Принцип их действия (как и других токоизмерительных клещей) основан на измерениях магнитного поля вокруг токоведущих проводников щеток.

Однако все попытки персонала электростанций использовать клещи-индикатор для измерений

токов щеток заканчиваются неудачей. Основными двумя причинами этого являются следующие:

1. Вокруг проводника, ток которого измеряется, существует не только его собственное магнитное поле, но и поля, создаваемые токами других щеток, токоподводящих шин и контактных колец. Причем, эти поля по своей величине в десятки раз превышают измеряемое поле. Полностью экранировать их невозможно. Следовательно, измеряется не только поле одной щетки, но все остальные поля, которые не удалось экранировать.

2. Настройка клещей-индикаторов проводится не в рабочих условиях (т.е. на работающем ЩКА), а в лабораторных – “стерильных”. Во-первых, при настройке в лабораторных условиях отсутствуют описанные мощные внешние поля. Во-вторых, для настройки используется “гладкий” ток (на экране осциллографа этот ток представляет собой горизонтальную линию). Реальный ток через щетку имеет сложную, хаотическую, беспорядочную форму. Типичная форма тока через щетку показана на рис. 2. Утверждения, что клещи будут измерять реальный ток щетки хаотичной формы так же точно, как и “гладкий” ток, по меньшей мере, спорны.

Именно поэтому в новой инструкции [2], введенной в действие в 2000 г., токоизмерительные клещи уже не упоминаются, а предполагается использовать метод, применяемый ООО “Экотех” с 1994 г. – измерять токи щеток не по величине магнитного поля, а по величине падения напряжения на калиброванном участке длины токоведущего провода. Однако изложение этого метода в инструкции имеет ряд недостатков, которые отсутствуют при измерениях прибором “Кит” (Контактный измеритель тока), созданном ОО “Экотех”:

необходимость предварительной градуировки милливольтметра, который используется в качестве измерительного прибора (прибор “Кит” градуируется изготовителем); измеряемая величина выводится на стрелочный индикатор прибора не в амперах (как у прибора “Кит”), а в милливольтах;

измерения производятся с помощью щупов, которые не способны обеспечить хороший контакт с токоведущим проводом, если он загрязнен или окислен, что бывает очень часто (измерения прибором “Кит” производятся захватом токоведущего провода при помощи специального зажима типа “прищепка”, который имеет зубчатую поверхность, что обеспечивает более качественный контакт с токопроводом);

длина токопровода, на которой производятся измерения, определяется “на глазок” (измерения прибором “Кит” ведутся на калиброванном участке токопровода, что повышает точность измерений).

Измерения, выполняемые прибором “Кит”, позволяют получать информацию о токах каждого токопровода по отдельности, что обеспечивает

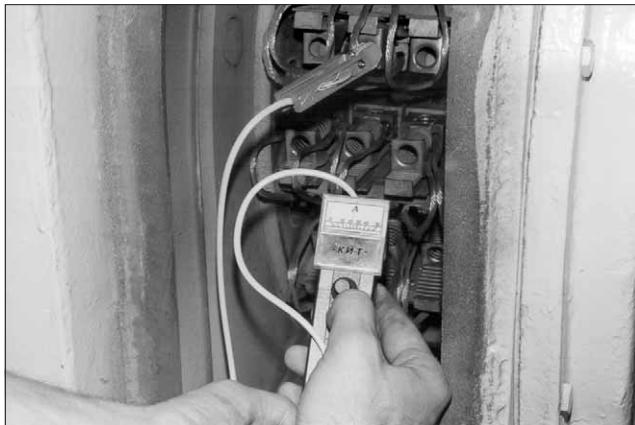


Рис. 3. Измерение токов щеток прибором "Кит"

косвенную возможность контролировать качество его заделки в тело щетки.

Технические данные прибора "Кит" приведены далее.

Диапазон измеряемых токов (на один токопровод), А	От 0 – 50 до 0 – 150 (по требованию заказчика)
Разрешающая способность прибора, А	2,5
Габаритные размеры прибора, мм	140 × 40 × 40 мм
Масса прибора (без батарейки), г, не более	300
Напряжение питания, В	9 (от батарейки типа "Крона")

Процесс измерения токов щеток прибором "Кит" показан на [рис. 3](#). Время, затрачиваемое на измерения токов одного ЩКА, составляет 10 – 15 мин. Последующая регулировка токов щеток не представляет для обслуживающего персонала электроцеха никаких сложностей. Внедрение прибора "Кит" на Западно-Сибирской ТЭЦ позволило практически решить проблему неравномерности токораспределения по щеткам и связанных с этим сложностей обеспечения надежной работы ЩКА. Проблема неравномерного распределения токов особенно актуальна для ЩКА турбогенераторов типа ТВФ-63, на которых число щеток намного меньше, чем на ЩКА турбогенераторов других типов, поэтому к ним предъявляются более жесткие требования по регулировке токораспределения.

Величину биения контактных колец (КК) инструкции предписывают измерять индикаторами часового типа при вращении ротора на валоповороте (статическое биение). Однако при вращении ротора на рабочей частоте 3000 об/мин биение колец может сильно отличаться от статического. Поэтому более правильно было бы измерять не статическое биение, а динамическое, т.е. биение на рабочей частоте.

Прибор "Прибой", созданный в ООО "Экотех", предназначен для измерений биения контактных колец турбогенераторов косвенным методом, а

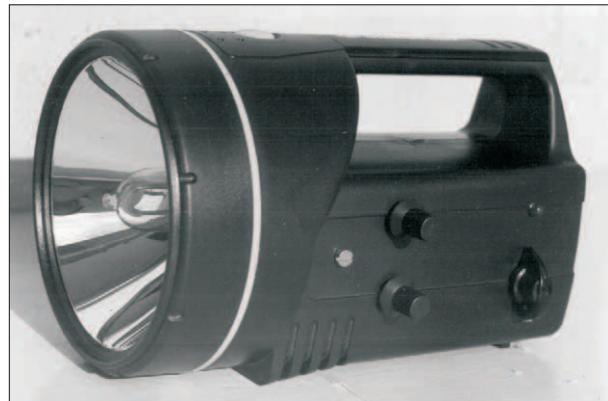


Рис. 4. Стробоскоп "Квант"

именно, – по величине пульсаций тока щетки на определенных частотах. Измерение производится контактным способом путем захвата токоведущего провода щетки на калиброванном по длине отрезке при помощи специального зажима типа "прищепка". Величина биения (в микрометрах) выводится на стрелочный индикатор.

Принцип действия прибора "Прибой" основан на измерении переменной (низкочастотной) составляющей тока через токоведущий провод щетки, вызванной измерением усилия нажатия на щетку со стороны рабочей поверхности контактного кольца при отклонении формы последней от "идеального" цилиндра, либо при несовпадении оси "идеального" цилиндра с осью его вращения.

Высокочастотная составляющая тока через токопровод щетки, вызванная процессами токопередачи или коммутации, полезной информации об уровне биения контактного кольца не несет. Поэтому в данном приборе приняты меры для исключения ее из полезного (несущего информацию) сигнала. Полезный сигнал обрабатывается по оригинальному алгоритму и информация об уровне биения КК выводится на стрелочный измерительный прибор.

Прибор "Прибой" позволяет оперативно контролировать биение контактных поверхностей отдельно по каждой контактной дорожке.

Технические данные прибора "Прибой" приведены далее.

Диапазоны измеряемых биений, мкм	0 – 50, 0 – 100, 0 – 150, 0 – 200, 0 – 250, 0 – 300, 0 – 350, 0 – 400, 0 – 450, 0 – 500
Разрешающая способность прибора, мкм	2,5
Габаритные размеры прибора, мм	140 × 40 × 40
Масса прибора (без батарейки), г, не более	300
Напряжение питания, В	9 (от батарейки типа "Крона")

Внешний вид прибора "Прибой" ничем не отличается от вида прибора "Кит". Процедура изме-

рений прибором “Прибой” также полностью аналогична процедуре измерений прибором “Кит”.

Прибор “Квант” обеспечивает возможность визуального осмотра поверхностей, вращающихся с высокой частотой методом стробоскопического эффекта. Использование метода позволяет создать впечатление “неподвижности” или “медленного вращения” поверхности. Это дает возможность детально исследовать вращающуюся поверхность (с целью обнаружения пятен, царапин, забоин, некачественного снятия фасок и др.), рассмотреть состояние вращающихся элементов крепления как в процессе работы для выявления развивающихся дефектов на ранней стадии с целью их своевременного устранения, так и в процессе ремонтной обработки контактной поверхности токосъемных колец ЩКА на вращающемся турбогенераторе.

Технические данные прибора “Квант” приведены далее.

Минимальная частота световых импульсов, Гц (об/мин)	5 (30)
Максимальная частота световых импульсов, Гц (об/мин)	250 (15 000)
Потребляемая мощность, Вт, не более	40
Питание от сети	220 В, 50 Гц
Габаритные размеры, мм	110 × 120 × 190
Масса, г, не более	800

Внешний вид прибора “Квант” показан на **рис. 4**.

Прибор “Квант” имеет модификацию (“Квант-А”) с питанием не от сети, а от аккумуляторов и, кроме того, на световом индикаторе прибора “Квант-А” выводится информация о скорости вращения исследуемого объекта.

Приборы “Искра”, “Кит”, “Прибой” и “Квант” в настоящее время внедрены более чем на 80 тепловых и атомных электростанциях России, их применение разрешено инструкцией по эксплуатации приборов диагностического комплекса ДИАКОР АО “Электросила” с 1996 г. [3, 4].

Выводы

1. На электростанциях существует потребность во внедрении приборов для контроля за работой ЩКА турбогенераторов.

2. ООО “Экотех” разработало и внедрило более чем на 80 электростанциях России приборы “Искра”, “Кит”, “Прибой” и “Квант”.

3. Прибор “Искра” предназначен для контроля за искрением в ЩКА.

4. Прибор “Кит” служит для измерений токов щеток с целью их последующей регулировки.

5. Прибор “Прибой” позволяет измерять динамическое биение контактных колец.

6. Приборы “Квант” и “Квант-А” предназначены для обеспечения визуального осмотра вращающихся поверхностей контактных колец, коллекторов, валов и др. Кроме того, прибор “Квант-А” позволяет измерить их скорость вращения.

7. Внедрение приборов контроля за работой ЩКА турбогенераторов позволяет многократно сократить или даже полностью исключить отказы оборудования по причине аварий ЩКА. При этом экономический эффект от внедрения приборов во много раз превысит их стоимость.

Список литературы

1. ТИ 34-70-024-84. Типовая инструкция по эксплуатации узла контактных колец и щеточного аппарата турбогенераторов мощностью 165 МВт и выше. М.: Союзтехэнерго, 1984.
2. РД 153-34.0-45.510-98. Типовая инструкция по эксплуатации и ремонту узла контактных колец и щеточного аппарата турбогенераторов мощностью 63 МВт и выше. М.: СПО ОРГРЭС 2000.
3. Диагностический комплекс ДИАКОР для контроля за работой щеточного аппарата турбогенераторов./ Хуторецкий Г. М., Шабаев Р. К., Родионов Ю. А., Марков А. М. – Электрические станции, 1993, № 12.
4. Родионов Ю. А., Марков А. М. Оценка качества работы щеточного аппарата электрических машин приборами диагностического комплекса ДИАКОР. – Электротехника, 1995, № 3.

С 22 по 25 октября 2002 г. в г. Уфе состоится

VIII Международная специализированная выставка «Уралэнерго-2002»

Адрес оргкомитета: 450000, Башкортостан, г. Уфа, Главпочтamt,
а/я 1360А, Центр «РИД»

Тел/факс: (3472) 22-37-05, 22-09-42, 22-47-12, 22-48-57, 22-54-12

E-mail:rid@anrb.ru

Работа трехфазной группы трансформаторов с различными значениями напряжения КЗ

Лурье А. И., Панибратец А. Н., кандидаты техн.наук, Зенова В. П., инж.

Всероссийский электротехнический институт им. В. И. Ленина

Поводом для данной работы послужила задача, возникшая при необходимости поэтапной (неодновременной) замены на Волжской ГЭС старых автотрансформаторов АОДЦТН-167000/500/220 производства ЗТЗ (разработка 1965 г.) новыми автотрансформаторами такого же типа производства холдинговой компании “Электрозвод” (разработана 1996 г.) при работе их в трехфазной группе.

Автотрансформаторы старой и новой разработок имеют несколько различающиеся значения напряжений короткого замыкания u_k (различные сопротивления рассеяния), в частности, для сторон ВН – СН $u_k \approx 11\%$ для новых и $u_k \approx 9\%$ для старых автотрансформаторов. Первоначально были опасения, что при таком отличии значений u_k в случае использования в фазах автотрансформаторов старой и новой разработок может иметь место неравномерная по фазам нагрузка как основных обмоток ОО (общая обмотка) и ПО (последовательная обмотка), так и обмоток НН (низкого напряжения), КО (компенсационной обмотки) и РО (регулировочной обмотки), и может возникнуть несимметрия линейных напряжений в сетях ВН, СН и НН. Это может привести, в свою очередь, к необходимости ограничения мощности автотрансформаторов на время поэтапной замены. Таким образом, было опасение, что при замене по одному автотрансформатору в год в течение 2 лет необходимо будет ограничивать мощность трехфазной группы на Волжской ГЭС. Детальный анализ этого вопроса и подробные расчеты показали, что эти опасения для рассматриваемого случая оказались напрасными, и были даны рекомендации о том, что мощность трехфазной группы автотрансформаторов АОДЦТН-167000/500/220 можно не ограничивать при поэтапной замене старых автотрансформаторов новыми, имеющими большие значения u_k .

Основной, главной задачей расчета является определение отклонений значений токов (фазных и линейных) трехфазной группы автотрансформаторов с различными напряжениями КЗ от базового значения (когда во всех трех фазах автотрансформаторы одинаковые), а также определение отклонений значений токов фаз друг от друга. Отличия токов обмоток автотрансформаторов необходимы для оценки опасности перегрузки этих обмоток, а отличия токов линий необходимы для оценки несимметрии линейных напряжений. Дополнительными результатами расчета являются значения парных напряжений КЗ.

Методические вопросы расчета. Общеизвестно, что при параллельной работе двух (нескольких) трансформаторов (автотрансформаторов) их нагрузка (токи в обмотках) распределяется обратно пропорционально значениям напряжений короткого замыкания (сопротивлениям КЗ, а для мощных трансформаторов, для которых влияние активного сопротивления обмоток мало, – индуктивным сопротивлениям КЗ). Так, если два трансформатора с сопротивлениями КЗ z_1 и z_2 соединены параллельно, то падения напряжения на них равны, $I_1 z_1 = I_2 z_2$, отсюда и следует, что $I_1/I_2 = z_1/z_2$. Например, если параллельно включены два автотрансформатора одинаковой мощности с индуктивными сопротивлениями 11 и 9%, то $I_2/I_1 = 11/9 = 1,22$. Это значит, что, если второй автотрансформатор с $u_k = 9\%$ будет работать при 100% номинальной мощности, то мощность первого составит только $1/1,22 = 0,818 = 81,8\%$, т.е. его нагрузка должна быть снижена почти на 20%, если же первый автотрансформатор нагружать на 100%, то второй будет работать с перегрузкой 22,2%, что недопустимо. Суммарная мощность этих двух параллельно соединенных автотрансформаторов без их перегрузки может составить $100 + 81,8 = 181,8\%$, т.е. допустимая мощность двух рассматриваемых параллельно работающих трансформаторов будет составлять только $(100 + 81,8)/2 = 91\%$ их суммарной номинальной мощности.

Мнение об опасности эксплуатации автотрансформаторов с различающимися сопротивлениями рассеяния при их параллельном соединении, как правило, “автоматически” переносится на эксплуатацию таких автотрансформаторов в разных фазах одной трехфазной группы. Кроме того, может возникнуть опасение, что при несимметричной загрузке фаз трехфазной группы в обмотках НН, соединенных в треугольник, может получиться дополнительный уравнительный ток, из-за которого принципиально потребуется дополнительно ограничить мощность автотрансформатора. Это неприятно также из-за того, что мощность обмоток НН обычно значительно снижена по сравнению с мощностью основных обмоток ПО и ОО; в рассматриваемом исполнении автотрансформаторов для ВоГЭС мощность обмотки НН 50 МВ·А (при мощности основных обмоток 167 МВ·А).

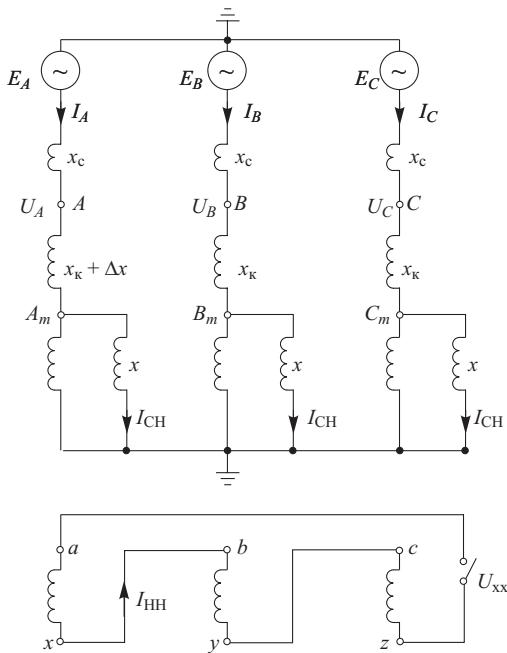


Рис. 1. Схема трехфазной группы автотрансформаторов с различающимися напряжениями КЗ (для расчета тока обмотки НН применен метод эквивалентного генератора)

Однако распределение нагрузки автотрансформаторов с различными значениями напряжений КЗ, работающих в трехфазной группе, принципиально отличается от распределения нагрузки таких автотрансформаторов при их параллельной работе. К сожалению, особенности работы таких автотрансформаторов в трехфазной группе не отражены в теоретической литературе, заводских технических инструкциях (ТИ) или нормативных материалах. Поэтому, прежде всего, сделаем анализ поставленных вопросов в общем виде.

Рассмотрим вначале группу из трех однофазных трехобмоточных трансформаторов, две обмотки которых соединены в две звезды с заземленными нейтралями, причем обмотки ВН подсоединенны к трехфазной сети, обмотки СН – к сети с номинальной нагрузкой. Обмотки НН, соединенные в треугольник, пока рассматривать не будем. Сопротивления КЗ пар обмоток ВН – СН трансформаторов пусть будут различными. Ток соответствующей обмотки каждого из трансформаторов фаз I_A , I_B и I_C можно рассчитать независимо от токов соседних фаз

$$\begin{aligned} I_A &= U_c / (x + x_c + x_{kA}); \\ I_B &= U_c / (x + x_c + x_{kB}); \\ I_C &= U_c / (x + x_c + x_{kC}), \end{aligned} \quad (1)$$

где U_c – фазное напряжение сети ВН при XX, одинаковое для всех трех фаз; x – номинальное сопротивление нагрузки $x = U_h^2 / S_h$; S_h – номинальная мощность; x_c – сопротивление КЗ сети; $x_c = U_h^2 / S_c$; U_h – номинальное напряжение сети; S_c – мощность

КЗ сети; x_{kA} , x_{kB} и x_{kC} – сопротивления КЗ трансформаторов (для парного режима КЗ ВН – СН).

Для упрощения расчета и его наглядности все сопротивления взяты чисто индуктивными, к тому же такое допущение дает расчет с запасом.

Для оценки неравномерности нагрузки трансформаторов рассмотрим отношение токов двух фаз.

$$\begin{aligned} I_B / I_A &= (x + x_c + x_{kA}) / (x + x_c + x_{kB}) = \\ &= (x + x_c + x_{kA} + x_{kB} - x_{kB}) / (x + x_c + x_{kB}) = \\ &= 1 + (x_{kA} - x_{kB}) / (x + x_c + x_{kB}) = \\ &= 1 + \Delta x_k / (x + x_c + x_{kB}) = 1 + \delta I. \end{aligned} \quad (2)$$

В этой формуле вместо абсолютных значений сопротивлений КЗ можно пользоваться их процентными значениями (напряжениями КЗ в процентах), если за 100% берется номинальная нагрузка $x = U_h^2 / S_h$. Отметим, что данные расчеты правомерны как для трансформаторов, так и для автотрансформаторов.

Как видно, отношение токов близко к единице. Действительно, если, например, напряжения КЗ $u_{kB} = u_{kC} = 9\%$, $u_{kA} = 11\%$, $x_c = 1,7\%$, то $\Delta u_k = 2\%$, $x + x_c + x_{kB} = 100\% + 1,7\% + 9\% = 110,7\%$ и $I_B / I_A = 1 + 2/110,7 = 1 + 0,018$. Таким образом, при существенном небалансе напряжений КЗ $u_{kA}/u_{kB} = 11/9 = 1,22$, т.е. при различии индуктивных сопротивлений КЗ на 22% относительное различие токов будет всего $\delta I = 1,8\%$. (Если бы трансформаторы были соединены параллельно, то небаланс токов был бы, естественно, $\delta I = 22\%$.) Далее рассмотрим ту же группу трансформаторов (или подобную ей группу автотрансформаторов), но с учетом обмотки НН, расположенной на стержне первой и соединенной в треугольник. При несимметричной нагрузке из-за различия напряжений КЗ в обмотке НН должен появиться уравнительный ток. Оценить этот ток можно с помощью метода эквивалентного генератора (рис. 1):

$$I_{\text{HH}} = U_{xx} / jx_{ekv}. \quad (3)$$

Для применения метода эквивалентного генератора должно быть определено напряжение ХХ (напряжение U_{xx} в месте условного разрыва треугольника) и эквивалентное сопротивление на выводах этого разрыва x_{ekv} (при условно закороченных ЭДС всех трех фаз сети), ведь этот метод иначе называется методом холостого хода и короткого замыкания.

Напряжение U_{xx} – это сумма трех напряжений на обмотках НН при подсоединении нагрузок к обмоткам СН, каждое из которых есть ЭДС фазы минус падение напряжения на сопротивлении КЗ обмоток ВН и СН (рис. 1). Но ведь сумма векторов ЭДС трех фаз равна нулю, а сумма векторов трех падений напряжений – очень малая величина. Относительное значение этой суммы (по отношению

к номинальному напряжению) оказывается равным определенному ранее относительному изменению тока δI , т.е. $U_{xx} = -U_h \delta I$ (подробный вывод здесь не приведен).

Эквивалентное сопротивление $x_{\text{экв}}$ – это сумма трех входных (со стороны обмотки НН) индуктивных сопротивлений, определенных в схеме с закороченными фазными ЭДС сети. Каждое из этих трех последовательно соединенных сопротивлений примерно равно сумме сопротивления сети и сопротивления рассеяния трансформатора в режиме парного КЗ обмоток НН и ВН, которое обычно достаточно велико. Например, для рассматриваемых автотрансформаторов, когда обмотка НН – на стержне, а обмотка ВН (ПО) от нее существенно удалена [между ними расположена еще и обмотка СН (ОО)], напряжение КЗ $u_{\text{кНН-ВН}}$ составляет около 30%. Поэтому условие $x_{\text{экв}} \approx 3(x_c + x_{\text{кНН-ВН}}) \approx x = U_h/I_A$ может использоваться только для выбранного примера расчета (характерного для многих трехобмоточных автотрансформаторов), в котором парное индуктивное сопротивление ВН – НН близко к 30%.

В итоге получаем

$$I_{\text{НН}} = U_{xx}/jx_{\text{экв}} \approx -I_A \delta I. \quad (3, \text{а})$$

Формула (3, а) отражает очевидный факт, что в замкнутом треугольнике при возникновении неравенства между собой токов в обмотках трех фаз (т.е. при несимметрии токов) в данном примере возникает уравнительный ток того же порядка, что и разность токов основных обмоток фаз, т.е. очень небольшой ток.

Определив ток обмотки НН, можно рассчитать токи во всех обмотках. Такой расчет по схеме замещения (рис. 2) – не очень сложный, но громоздкий, так как необходимо вносить поправки на часть тока НН ко всем векторам тока всех обмоток всех фаз. Ясно, что при малости тока обмотки НН и поправки в токах будут невелики, причем, эти поправки будут стремиться снизить несимметрию токов (неравенство действующих значений токов фаз), ведь в этом (выравнивании несимметрии токов по фазам) – одна из главных ролей третичной обмотки автотрансформаторов.

В учебной и методической литературе подробно излагается теория работы трехфазных трансформаторов на несимметричную нагрузку [1 и др.]. Рассматриваемая в этой статье задача имеет много общего с этой теорией. Более того, при простом двухобмоточном трансформаторе различие напряжений КЗ трансформаторов можно свести к различию сопротивлений нагрузки, т.е. к известным в литературе задачам. Однако при наличии в трансформаторе третьей обмотки (со своей симметричной нагрузкой), что и есть в рассматриваемом примере автотрансформаторов, различие в со-

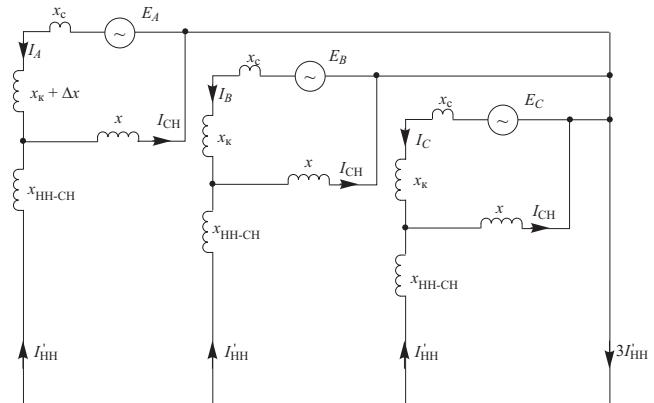


Рис. 2. Схема замещения для расчета тока в обмотках автотрансформаторов

противлениях КЗ не эквивалентно различию сопротивлений нагрузки.

Излагаемый в учебной литературе метод симметричных составляющих может быть, естественно, успешно применен и для решения поставленной задачи. Однако именно для этой задачи метод симметричных составляющих более сложен и, главное, менее нагляден, чем примененный метод эквивалентного генератора. Полученные выводы также напрямую не следуют из известных работ по несимметричной нагрузке трансформаторов.

Анализ реальных автотрансформаторов с помощью изложенного “ручного” расчета выполнить достаточно сложно. Поэтому дальнейшая работа была проведена с применением современной вычислительной техники. Для расчета тока во всех обмотках автотрансформаторов (ОО, ПО, НН, КО, РО) и в нагрузке (в линиях ВН, СН, НН) применительно к Волжской ГЭС были использованы имеющиеся специальные программы расчета на компьютере, прежде всего, программа РАСТОК [2].

Заметим, что все расчеты были проведены для схемы замещения, значения сопротивлений КЗ в которой приведены к числу витков обмотки ВН.

Допущения и условия при расчете, исходные данные. Принято, что для составления рекомендации о необходимости ограничения мощности автотрансформаторов, различающихся напряжениями КЗ и работающих в одной трехфазной группе, следует учитывать случаи, когда при расчетах получены токи в основных обмотках автотрансформаторов, превышающие номинальные более чем на 5%.

При расчетах рассматривались два основных варианта:

- 1) в одной фазе (A) установлен новый автотрансформатор (разработка ХК “Электрозвод”, 1996 г.), а в двух других фазах (B и C) – старые автотрансформаторы (разработка ЗТЗ, 1965 г.);

2) в двух фазах (*A* и *B*) установлены новые автотрансформаторы, в третьей фазе (*C*) – старый автотрансформатор.

Кроме того, для контроля (для сравнения) рассчитаны варианты, когда во всех трех фазах установлены старые автотрансформаторы.

При расчетах токов в обмотках автотрансформатора необходимо рассмотреть все возможные режимы его работы. В общем случае все три обмотки НН, СН и ВН могут быть подключены к сетям, где есть и генерирующие мощности, и нагрузка, и взаимная индуктивность между параллельными цепями сети.

В качестве расчетного режима выбран режим нагрузки автотрансформаторов с передачей основной мощности из сети ВН в сеть СН при номинальной нагрузке на стороне СН и дополнительной нагрузке на стороне НН.

В этом режиме в соответствии с конкретными условиями работы автотрансформатора на подстанции при номинальном напряжении 11 кВ на стороне НН максимальный рабочий ток ее нагрузки составляет до 600 А, поэтому в расчете сопротивления нагрузки на стороне НН линейный ток принят равным 600 А. Характер нагрузки на стороне НН принят соответствующим коэффициенту мощности $\cos \phi = 0,8$. Для сравнения укажем, что номинальная мощность обмотки НН, соединенной в треугольник, составляет 50 МВ·А, номинальный фазный ток в обмотке 4545 А, номинальный линейный ток на стороне НН 7873 А, т.е. расчетный ток 600 А существенно ниже.

Принято, что на стороне СН подключена нагрузка, которая при номинальном напряжении 230 кВ соответствует номинальному линейному току и $\cos \phi = 0,8$. Принято, что на стороне ВН подключена сеть 500 кВ, которая имеет индуктивное сопротивление, соответствующее значению мощности КЗ сети 10 ГВ·А. По ГОСТ 11677-85 значение мощности КЗ сети при расчете тока КЗ нормируется величиной 50 ГВ·А, однако эту предельную завышенную мощность использовать для расчета нагрузочных режимов ВоГЭС нецелесообразно, так как реально она существенно меньше.

В данном случае сниженное значение мощности КЗ сети взято для получения результатов расчета с запасом, так как влияние неравномерной нагрузки фаз из-за разных значений индуктивных сопротивлений проявляется сильнее при большем падении напряжения в сети.

Кроме описанного расчетного режима нагрузки можно было бы рассчитывать и другие режимы, например, с передачей мощности не от ВН к СН, а наоборот, от СН к ВН. Можно было бы рассчитывать двухобмоточные режимы ВН – СН, ВН – НН, СН – НН. Можно было бы рассчитать и режимы с генерирующими сетями на всех сторонах автотрансформатора. Представляется, что выбран-

ный трехобмоточный расчетный режим для автотрансформаторов по сравнению со всеми другими является самым напряженным и именно в этом режиме в наибольшей мере проявляется отличие токов в обмотках автотрансформатора, вызываемое различием между собой напряжений КЗ трех фаз. Кстати говоря, этот режим вызывает самые большие технические трудности при расчете.

Все расчеты были проведены для трех положений регулирования на стороне СН: минимальное, номинальное, максимальное. При всех расчетах использована программа РАСТОК [2], разработанная в ВИТ (Запорожье).

Следует сделать еще одно важное замечание. Данная работа проделана специалистами по трансформаторам и для разработчиков трансформаторов. Это значит, что основной целью было рассмотреть допустимость работы автотрансформаторов в непривычной и не описанной в литературе несимметричной схеме. Основной вопрос был связан с необходимостью разработки четкой рекомендации разработчику автотрансформаторов, допустима ли их работа в этой несимметричной схеме без ограничения предельной мощности трехфазной группы.

Для рассматриваемой несимметричной (по напряжениям КЗ автотрансформаторов) трехфазной группы может возникнуть и ряд других важных вопросов, касающихся специалистов по электрическим сетям, например, вопросы отладки релейной защиты, допустимости несимметрии напряжений фаз в сетях и т.д.

Представляется, что эти вопросы должны быть при необходимости поставлены и решены специалистами в этой области с другими допущениями, с другим, более детальным отображением в расчетной схеме особенностей примыкающих к автотрансформатору сетей, с привлечением других методов расчета.

Высказанные соображения возникли после полезных замечаний канд.техн. наук С. С. Ананянца, видного специалиста по расчетам сетей, которому авторы статьи выражают свою искреннюю благодарность.

Необходимо сказать несколько слов о конструкции автотрансформаторов.

Рассматриваемые автотрансформаторы разработки 1965 г. (старые) и 1996 г. (новые) имеют аналогичные конструкции. Магнитная система имеет главный стержень, боковой стержень и боковое ярмо. На главном стержне расположены обмотки НН, ОО и ПО, на боковом – КО и РО. В старых и новых автотрансформаторах обмотка РО выполнена в виде двухслойной многозаходной спирали. Однако схема соединения заходов дает одинаковую схему соединения обмоток только для максимального и минимального положений РПН (рис. 3). Для других положений РПН заходы регу-

лировочной обмотки новой конструкции соединены таким образом, что обмотка РО представляет собой чередование (разное для разных положений РПН) большого числа рассеивающих групп обмоток по высоте. В старой конструкции такого чередования нет.

Точный расчет токов во всех обмотках таких сложных автотрансформаторов, какими являются автотрансформаторы АОДЦТН-167000/500/220, даже с использованием имеющихся программ представляет существенные трудности. Для расчетов токов новой конструкции автотрансформатора в номинальном режиме были проведены дополнительные расчетные исследования (они здесь не приводятся), в результате которых при некоторых обоснованных допущениях оказалось возможным применить при сохранении необходимой точности расчетов упрощенную схему соединения обмоток (рис. 3, а).

За исходные данные для расчетов приняты численные значения параметров рассматриваемых вариантов автотрансформатора по заводским расчетным запискам (геометрические размеры, числа витков обмоток и их активные сопротивления). Значение диаметра бокового стержня, имеющего овальное сечение, принято равным $D_{бок,ст} = \sqrt{4S_{бок,ст}/\pi k_{зап}}$, где $S_{бок,ст}$ – площадь активного сечения, $k_{зап}$ – коэффициент заполнения.

Анализ результатов расчетов тока в выбранном режиме нагрузки. После проведения нескольких десятков наладочных расчетов (КЗ, ХХ, нагрузка, различные режимы и сочетания фаз, способы задания обмоток РО и т.д.) для окончательно-

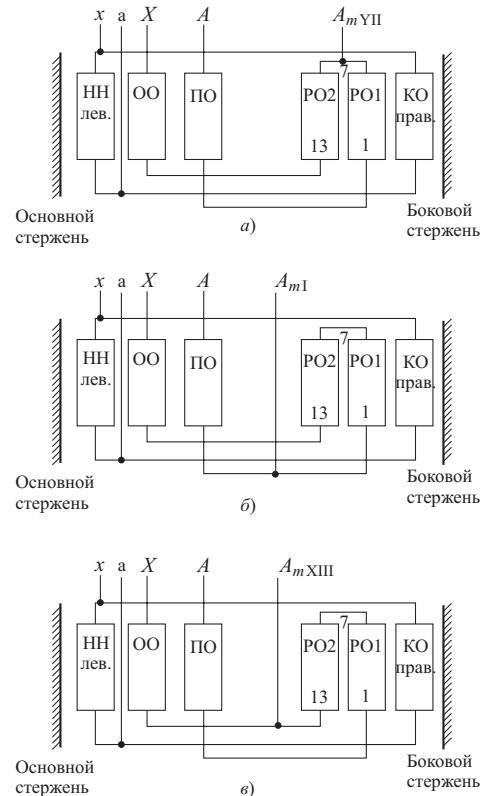


Рис. 3. Расположение обмоток на стержнях магнитной системы автотрансформатора и схема их соединения в режиме ВН – СН для номинального (а), максимального (б) и минимального (в) положений РПН

го анализа были рассчитаны 12 вариантов, включая контрольные, когда в трех фазах установлены автотрансформаторы одного производства.

Таблица 1

Расчетные токи в обмотках и линейные токи автотрансформаторов АОДЦТН-167000/500/220 производства ЗТЗ (1965 г.) и ХК “Электрозвод” (МЭЗ, 1996 г.) для вариантов сочетания фаз при поэтапной замене их на Волжской ГЭС

Фаза	Этап замены	Ток обмоток и линий, А (%)					
		ПО, ВН РО1	ОО РО2	НН обмотка	КО	СН	НН линия
<i>A, B, C</i>	<i>A, B, C – ЗТЗ</i>	541,7	608,8	415,0	100,7	1150,5	544,3
<i>A</i>	<i>A – МЭЗ; B, C – ЗТЗ</i>	528,7 (97,6)	611,1 (100,4)	252,9 (60,9)	120,5 (119,7)	1139,8 (99,1)	540,6 (99,3)
	<i>A, B – МЭЗ; C – ЗТЗ</i>	531,7 (98,2)	606,0 (99,5)	371,5 (89,5)	110,2 (109,4)	1137,6 (98,9)	540,5 (99,3)
<i>B</i>	<i>A – МЭЗ; B, C – ЗТЗ</i>	545,2 (100,6)	606,0 (99,5)	507,5 (122,3)	93,2 (92,6)	1151,2 (100,1)	543,8 (99,9)
	<i>A, B – МЭЗ; C – ЗТЗ</i>	532,2 (98,3)	608,3 (99,9)	349,8 (84,3)	112,4 (111,6)	1140,5 (99,1)	539,9 (99,2)
<i>C</i>	<i>A – МЭЗ; B, C – ЗТЗ</i>	544,5 (100,5)	604,0 (99,2)	519,3 (125,2)	91,1 (90,5)	1148,5 (99,8)	544,3 (100,0)
	<i>A, B – МЭЗ; C – ЗТЗ</i>	547,7 (101,1)	601,5 (98,8)	568,3 (136,9)	80,8 (80,2)	1149,2 (99,9)	543,9 (99,9)

П р и м е ч е н и я: 1. В скобках приведены значения токов в процентах базового значения. За базовые приняты токи в симметричных режимах, когда во всех трех фазах включены автотрансформаторы производства ЗТЗ (1965 г.).

2. Данные приведены для номинального положения РПН, $I_{по} = I_{вн} = I_{по1}, I_{оо} = I_{по2}$.

3. Полужирным выделены наибольшие отклонения.

Для примера в табл. 1 для номинального положения РПН даны результаты компьютерных расчетов токов во всех обмотках автотрансформаторов и линейных токов ВН, СН и НН в каждой из трех фаз (*A*, *B* и *C*) для двух вариантов (первый вариант: в фазе *A* – новый автотрансформатор, в фазах *B* и *C* – старые; второй вариант: в фазах *A* и *B* – новые, в фазе *C* – старый) в сравнении с базовым вариантом, когда в фазах *A*, *B* и *C* – старые автотрансформаторы.

Анализ данных табл. 1 и результатов расчета для максимального и минимального положений РПН позволяет сделать ряд замечаний, основные из которых приведены далее.

1. В вариантах, в которых все автотрансформаторы одинаковы, – производства ЗТЗ, как и должно быть, получено полное соответствие значений токов по фазам; значения токов (в обмотках и линиях) этих вариантов приняты за базу (100%) для дальнейшего сравнения с другими значениями токов на рассматриваемых этапах замены.

2. В вариантах, когда в трехфазной группе установлены автотрансформаторы с различающимися напряжениями КЗ, нагрузки фаз отличаются как по значениям токов в обмотках, так и по значениям тока в линиях. Отличия в токах обмоток автотрансформаторов необходимы для оценки опас-

ности перегрузки этих обмоток, а отличия в токах линии необходимы для оценки несимметрии линейных напряжений.

3. В основных обмотках автотрансформаторов ПО и ОО, а также и в обмотках РО, во всех режимах отличия токов от базовых достаточно малы – не превышают 5% (как правило, они составляют $\pm 2\%$), т.е. несимметрия индуктивных сопротивлений КЗ несущественна, она не должна сопровождаться требованием ограничения мощности трансформаторов.

4. Существенное отличие тока от базового 100%-ного значения получено в обмотке НН – до нескольких десятков процентов. Однако во всех режимах ток обмотки НН (при заданной в письме ВоГЭС нагрузке) много ниже номинального тока $50 \text{ МВ}\cdot\text{А}/11 \text{ кВ} = 4545 \text{ А}$, на который рассчитана обмотка НН, т.е. полученные отличия токов в обмотке НН также не потребуют ограничения мощности автотрансформаторов.

5. В обмотках КО отличия токов фаз в рассмотренных режимах достигают $\pm 20\%$, однако, несмотря на заметное различие токов в процентах, абсолютное их значение, как правило, ниже номинального тока.

Таким образом, для всех обмоток автотрансформаторов несимметрия индуктивных сопротив-

Таблица 2

Отличия значений токов линии и обмоток в фазах при поэтапной замене автотрансформаторов

Этап замены	Фаза	Ток обмоток и линий					
		ПО ВН	ОО, РО	НН, обмотка	КО	СН	НН, линия
Номинальное положение РПН							
<i>A</i> – МЭЗ; <i>B</i> , <i>C</i> – 3ТЗ	<i>A</i>	(528,7 А)	+1	(252,9 А)	+32,3	(1139,8 А)	(540,5 А)
	<i>B</i>	+3	+0,3	+100,7	+2,3	+1	+0,6
	<i>C</i>	+3	(604 А)	+105,3	(91,1 А)	+0,8	(540,5 А)
<i>A</i> , <i>B</i> – МЭЗ; <i>C</i> – 3ТЗ	<i>A</i>	(531,7 А)	+0,7	+6,2	+36,4	(1137,6 А)	+0,1
	<i>B</i>	+0,1	+1,1	(349,8 А)	+39,1	+0,3	(539,9 А)
	<i>C</i>	+3	(601,5 А)	+62,5	(80,8 А)	+1	+0,7
Максимальное положение РПН							
<i>A</i> – МЭЗ; <i>B</i> , <i>C</i> – 3ТЗ	<i>A</i>	(636,9 А)	+2	(1790,3 А)	(1741,5 А)	(1232,6 А)	(522,2 А)
	<i>B</i>	+4	+0,4	+22,5	+1	+1,3	+0,8
	<i>C</i>	+3,7	(584,2 А)	+22,8	+0,6	+1	+1
<i>A</i> , <i>B</i> – МЭЗ; <i>C</i> – 3ТЗ	<i>A</i>	(640,5 А)	+1,4	+0,9	(1720,8 А)	(1229,1 А)	+0,2
	<i>B</i>	+0,2	+2	(1904,2 А)	+0,5	+0,4	(521 А)
	<i>C</i>	+3,9	(580,4 А)	+20,3	+1,1	+1,4	+1,1
Минимальное положение РПН							
<i>A</i> – МЭЗ; <i>B</i> , <i>C</i> – 3ТЗ	<i>A</i>	(418,8 А)	+0,7	+13,4	(1224,2 А)	(1017,8 А)	(555,7 А)
	<i>B</i>	+1,9	+2,9	+2,2	+4,6	+0,6	+0,4
	<i>C</i>	+2	(594,9 А)	(896,2 А)	+4,6	+0,4	+0,4
<i>A</i> , <i>B</i> – МЭЗ; <i>C</i> – 3ТЗ	<i>A</i>	(421 А)	+0,4	+11,9	(1230,5 А)	(1016,6 А)	(555,6 А)
	<i>B</i>	(420,9 А)	+0,6	+13,9	(1230,3 А)	+0,2	(555,5 А)
	<i>C</i>	+1,8	(593,6 А)	(856,6 А)	+4,5	+0,6	+0,4

Примечания: 1. Приведены наименьшие значения тока в амперах (в скобках) и отклонения в процентах по отношению к наименьшему из соответствующих значений.

2. Полужирным выделены наибольшие отклонения.

лений КЗ несущественна, она не должна сопровождаться требованием ограничения мощности трансформаторов. Расчеты показали, что различие в токах фаз трехфазной группы на порядок меньше, чем различие в индуктивных сопротивлениях КЗ фаз: при отличии расчетных сопротивлений на 15,2% различие в токах ОО и ПО составляет 1,5 – 3%.

Более важны для окончательных выводов данные [табл. 2](#), в которой приведены максимальные отклонения тока в разных фазах и в линиях при поэтапной замене автотрансформаторов. Для каждого варианта и для каждого режима из трех токов фаз сравнивался максимальный ток с минимальным (минимальное значение тока дано в скобках), отличия значений токов линий и обмоток в фазах при поэтапной их замене даны в процентах к наименьшему значению для соответствующей обмотки (линии). Анализ данных [табл. 2](#) показывает следующее:

в обмотках ПО и ОО максимальное отклонение тока в разных фазах не превышает 4,0% для обмоток ПО (максимальное положение РПН) и 2,9% для обмоток ОО (минимальное положение РПН). Эти отклонения не превышают 5%, выше которых было принято необходимым считаться с неравномерной нагрузкой автотрансформаторов;

в обмотке НН максимальное отклонение тока в разных фазах получено равным 105,3% (т.е. увеличение тока более чем в 2 раза при номинальном положении РПН). Однако сам ток обмотки НН (при заданной нагрузке) составляет в самом худшем случае около 1900 А, что много ниже номинального тока $50 \text{ МВ}\cdot\text{А}/11 \text{ кВ} = 4545 \text{ А}$, на который рассчитана обмотка НН, т.е. полученные отличия токов в обмотке НН не потребуют ограничения мощности автотрансформаторов;

в обмотке КО максимальное отклонение тока в разных фазах составляет 39,1% (номинальное положение РПН), однако сам ток обмотки КО практически не превышает номинального тока обмотки КО 1725 А, т.е. полученные отличия токов в обмотке КО также не потребуют ограничения мощности автотрансформаторов;

несущественны отличия линейных токов НН, СН и ВН в фазах (соответственно 1,1%, 1,4% и 4,0%) из-за использования автотрансформаторов с различными значениями напряжений КЗ, т.е. искажения линейных напряжений несущественны (и вообще искажение линейных напряжений важно для подстанции, а не для автотрансформаторов).

Таким образом, и по анализу отклонений токов в фазах несимметрия индуктивных сопротивлений КЗ рассматриваемых автотрансформаторов разных исполнений не должна сопровождаться требованием ограничения их мощности.

Отметим, что дополнительно были проведены расчеты парных индуктивных сопротивлений КЗ для всех двухобмоточных режимов. Значения пар-

ных сопротивлений по заводским расчетам, по измерениям на заводе, в эксплуатации и по расчетам ВЭИ (программа РАСТОК) даны в приложении ([табл. 3](#) и [4](#)).

Анализ показывает, что расчетные значения индуктивных сопротивлений по программе РАСТОК достаточно точно совпадают с результатами измерений (по средним значениям) – диапазон отклонений от минус 1% до плюс 1,9%, тогда как по заводским расчетам эти отклонения значительно больше: до 6,2% (ЗТЗ) и до 8% (ХК “Электрозавод”). На заводах часто пользуются упрощенными ручными расчетами с использованием коэффициента Роговского и сложных схем замещения. При этом зачастую к “машинным” расчетам высказывается некоторое недоверие. Поэтому проделанные сравнительные расчеты окажутся полезными заводским расчетчикам.

Анализ результатов расчетов парных индуктивных сопротивлений КЗ показывает достаточно высокую точность использованной методики с применением вычислительной техники, что дополнительно косвенно характеризует и достаточную точность расчетов токов обмоток в режимах нагрузки.

Выводы

1. Режим работы в трехфазной группе однофазных трансформаторов (автотрансформаторов) с различающимися сопротивлениями короткого замыкания u_k принципиально отличается от режима параллельной работы таких трансформаторов. При параллельной работе трансформаторов распределение нагрузки в них обратно пропорционально сопротивлениям КЗ трансформаторов, т.е. их u_k . При работе в трехфазной группе ток нагрузки распределяется по фазам обратно пропорционально суммам трех сопротивлений: нагрузки, трансформатора (u_k) и сети, каждая сумма различается только одним слагаемым – сопротивлением КЗ трансформатора, т.е. перераспределение нагрузки по фазам существенно слабее зависит от различий в значениях u_k фаз. Наличие в трансформаторах трехфазной группы обмоток, соединенных в треугольник (НН), ведет к дополнительному выравниванию нагрузки. Даже при существенно различающихся сопротивлениях КЗ однофазных трансформаторов возможна их работа в трехфазной группе без существенной неравномерности загрузки обмоток всех фаз.

2. Даны схема и алгоритм расчета токов обмоток и линий для трехфазной группы однофазных автотрансформаторов с различными значениями u_k . В качестве расчетного условно выбран режим передачи мощности из сети ВН в сеть СН, при котором в наибольшей мере оказывается на распределении токовой нагрузки фаз неравенство напряжений КЗ различных фаз автотрансформаторов.

3. На примере работы трехфазной группы автотрансформаторов АОДЦН-167000/500/220 на Волжской ГЭС с автотрансформаторами, различающимися по напряжениям КЗ (новые – разработки ХК “Электрозвод” – с повышенным значением u_k порядка 11% и старые – разработки ЗТЗ – с u_k порядка 9%), при заданной незначительной нагрузке на стороне НН показано, что отличия токов в основных обмотках и линейных токов несущественны (не превышают 4%) и вполне допустима поэтапная замена одних автотрансформаторов другими без ограничения мощности автотрансформаторов и трехфазной группы; при существенной нагрузке на стороне НН допустимость эксплуатации трехфазной группы без ограничения ее мощности будет определяться значениями токов в обмотках

НН и КО, поэтому необходима будет их расчетная проверка.

4. Методика компьютерного расчета напряжения КЗ многообмоточных трансформаторов со сложным соединением обмоток, в том числе расположенных на разных стержнях, дает более точные по сравнению с измеренными результаты, чем упрощенная методика расчета с использованием коэффициентов Роговского, применяемая на заводе.

Список литературы

- Петров Г. Н. Электрические машины. М. – Л.: ГЭИ, 1956, ч. 1.
- Бунин А. Г., Конторович Л. Н., Виногреев М. Ю. Расчет распределения токов и напряжений в обмотках трансформаторов. – Электротехника, 1977, № 4.

Приложение. Сравнительный анализ расчетных и измеренных значений напряжения КЗ

Программа РАСТОК [2], использованная в данной работе, позволила провести достаточно точные расчеты токов и напряжений КЗ (табл. 3). Полученные расчетные значения напряжения КЗ ВН – СН автотрансформаторов 10,47% (новый) и 9,09% (старый) достаточно близки к средним измеренным значениям 10,37% и 9,23% (табл. 4) соответственно; диапазон отклонений от минус 1% до плюс 1,9%, тогда как по заводским расчетам эти отклонения значительно больше: до 6,2% (ЗТЗ) и до 8% (ХК “Электрозвод”).

Соотношение индуктивных сопротивлений, характеризующее основное различие новых и старых автотрансформаторов и полученное в расчете по [2], составляет $10,47/9,09 = 1,152$, т.е. несколько выше, чем $10,37/9,23 = 1,124$ по средним измеренным значениям. Это дает определенный запас в расчетах токов для большей части вновь изготовленных автотрансформаторов.

Для сведения далее приведены нормированные значения напряжений для автотрансформаторов мощностью 167 МВ·А напряжением 500/220 кВ.

T3
OAX.100.357.7, ГОСТ 17544–85
1964 г.

u_k в режимах КЗ, %:

ВН – СН:

номинальное положение РПН	10	$11 \pm 10\%$ (9,9 – 12,1)
справочные данные для положения РПН:		
минимального	–	12
максимального	–	12
ВН – НН	31	$35 \pm 10\%$ (31,5 – 38,5)

СН – НН:

номинальное положение РПН	20	$21,5 \pm 10\%$ (19,35 – 23,65)
справочные данные для положения РПН:		
минимального	–	25
максимального	–	20

Таблица 3

Расчетные и средние измеренные значения напряжений КЗ автотрансформаторов АОДЦН-167000/500/220 в режимах КЗ ВН – СН и ВН – НН

Вариант разработки	Кем и как определен параметр	u_k , %			ВН – НН	
		ВН – СН при положении РПН				
		мин.	ном.	макс.		
ЗТЗ, 1965 г.	ВоГЭС (измерение)	–	9,23	–	29,25	
	ЗТЗ (расчет)	11,1	9,8 (+6,2)	11,2	29,3 (+0,2)	
	ВЭИ (расчет)	10,28	9,09 (-1,5)	10,56	28,79 (-1,6)	
“Электрозвод”, 1996 г.	“Электрозвод” (измерение)	11,78	10,37	11,93	33,68	
	“Электрозвод” (расчет)	12,4 (+5,3)	11,2 (+8)	12,7 (+6,5)	35 (+3,9)	
	ВЭИ (расчет)	11,6 (-1,5)	10,47 (+1)	12,16 (+1,9)	33,2 (-1)	

Примечание. В скобках приведено отклонение расчетного значения в процентах от измеренного.

Таблица 4

Измеренные значения напряжений КЗ автотрансформаторов АОДЦТН-167000/500/220 в парных режимах КЗ

Вариант разработки	Кем определен параметр	$u_k, \%$						
		ВН – СН при положении РПН			ВН – НН	СН – НН при положении РПН		
		мин.	ном.	макс.		мин.	ном.	макс.
ЗТЗ, 1965 г.	ВоГЭС		9,14 – 9,36 9,23*		29,1 – 29,4 29,25*		17,3 – 18 17,65*	
“Электрозавод”, 1996 г.	“Электрозавод”	12,47	10,4	11,27	33,7	24,3	20,46	20,4
		11,8	10,5	12,0	34,1	23,9	20,3	20
		11,5	10,3	11,9	33,4	24,3	20,5	20,1
		11,6	10,3	11,9	33,9	24,6	20,8	20,5
		11,7	10,3	11,95	33,8	24,3	20,3	20,5
		11,6	10,4	11,9	33,2	24,1	20,4	20,1
		11,78*	10,37*	11,93*	33,68*	24,25*	20,46*	20,27*

* Средние значения.

Анализ данных тепловизионного контроля электрооборудования в Колэнерго

Власов А. Б., канд. техн. наук, Джура А. В., инж.

Мурманский государственный технический университет - ОАО ЭиЭ Колэнерго

В Колэнерго активно используется диагностика электрооборудования с помощью тепловизионной системы Termovision-487, имеющей высокие технические характеристики и позволяющей выявлять аномальные температурные состояния на энергообъектах в любое время года и при различных нагрузках линий [1, 2]. Увеличение чувствительности современных тепловизоров позволяет определять перегрев до 0,1°C, осуществлять контроль электрооборудования при значениях токов, значительно отличающихся от номинальных, например, при токах, ниже 2 – 5% номинала. При этом условия испытаний различаются по температуре окружающей среды, скорости ветра, габаритах объектов и др. Для примера в таблице приведены отдельные экспериментальные данные для энергосистем Колэнерго.

Учитывая специфику работы энергосистем, в том числе при аварийных режимах, для принятия той или иной экспертной оценки операторам необходимо производить пересчет данных тепловизионного контроля, полученных при конкретных условиях испытаний. В частности, при анализе данных тепловизионного контроля, получаемых при относительно низких нагрузках, для экспертной оценки и выдачи рекомендации специалистам необходимо производить пересчет температурного перегрева на повышенное значение нагрузки, например, 50%, 100% или любое другое.

В [3] принято основное соотношение для пересчета данных тепловизионного контроля на повышенную нагрузку

$$\Delta T_x / \Delta T_o = (I_h / I_\phi)^2, \quad (1)$$

где ΔT_x – прогнозируемое превышение температуры поверхности объекта при номинальном токе I_h ; ΔT_o – наблюдаемое (измеряемое) превышение температуры поверхности объекта при реальном токе I_ϕ .

Опыт эксплуатации тепловизионной техники при низких нагрузках (2 – 10% по току) и прогнозирования работы оборудования [1, 2], а также специально проведенные эксперименты [4] показывают, что на основе этих рекомендаций получаются заведомо неправильные (сильно завышенные) значения температурных перегревов. Подобные прогнозы могут быть оценены по результатам таблицы. Завышенные прогнозируемые данные приводят к неправильной экспертной оценке, выдаче некорректных рекомендаций, как правило, требующих аварийного или срочного ремонта, немотивированной остановке оборудования, расходованию дефицитных материалов и финансовых средств.

В [3] не содержатся рекомендации по учету влияния скорости ветра на температуру поверхности того или иного изделия, хотя влияние ветра очевидно. Данные, годами накапливаемые в энер-

гетических системах, не могут быть проанализированы и сравнены с другими источниками (в том числе данными, полученными в других энергосистемах) из-за многочисленных особенностей испытаний, проведенных в различное время года: напряжений, мощностей, токов, температуры, скорости ветра и других параметров окружающей среды.

Недостатки упрощенных методик и рекомендаций не позволяют оценить поведение материалов и конструкций в разных режимах эксплуатации, в частности, не позволяют прогнозировать повышение температуры и развитие дефектов контактных соединений со временем. Например, как сравнить измерения, проведенные сегодня в ветреную погоду при малых нагрузках, с данными, которые получены вчера, при повышенной нагрузке, пониженной температуре окружающей среды и отсутствии ветра?

Соотношение (1) не учитывает многие факторы, в частности, влияние ветровой нагрузки. Формулы, учитывающие влияние скорости ветра на результаты измерения, приводятся в различных источниках, например [5],

$$\Delta T_1 / \Delta T_2 = (V_2 / V_1)^{0,448}. \quad (2)$$

Следует отметить, что при прогнозировании специалистами энергосистем соотношение (2) практически не используется ввиду его неопределенности; в самом деле, как сравнить данные, полученные при ветре с $V_2 = 1 \text{ м/с}$ и $V_1 = 0$?

К другим факторам, которые не учитываются, с разной степенью влияния можно отнести охлаждение объекта за счет излучения, влияние температуры на все физические параметры воздуха, температуры на электрическое сопротивление объекта, размеров изделия на процессы конвекции и др. Игнорирование перечисленных выше факторов негативно влияет на точность прогнозирования результатов тепловизионного контроля и, следовательно, на решения экспертов.

В Колэнерго производится обработка данных с помощью разработанной программы приведения данных тепловизионного контроля к единому критерию [6 и доклад Власова А. Б. на Девятой Международной конференции "Физика диэлектриков", проходившей 17 – 22 сентября 2000 г. в Санкт-Петербурге].

Программа учитывает тепловыделения, конвекционные потоки и излучение с поверхности, скорость ветра при испытаниях, позволяет не только оценить температурный перегрев отдельных дефектов и ненарушенной фазы, например, контактных соединений при различных токах и температуре, но и привести экспериментальные данные к нормированным (приведенным) значениям, например, при 20°C и 100%-ной (или 50%-ной) нагрузке, независимо от условий испытаний.

Параметры, рассчитываемые в программе, приведены далее.

Поверхности ненарушенного элемента

Расчетная температура поверхности фазы, $^\circ\text{C}$

Расчетное превышение температуры фазы по отношению к воздуху, $^\circ\text{C}$

Классический расчет превышения температуры фазы по отношению к воздуху (с учетом ветровой нагрузки или без нее), $^\circ\text{C}$

Относительная погрешность результата классического метода и результата расчета программы, %

Поверхности нарушенного элемента

Расчетная температура поверхности дефекта, $^\circ\text{C}$

Расчетное превышение температуры дефекта по отношению к воздуху, $^\circ\text{C}$

Классический расчет превышения температуры дефекта по отношению к воздуху (с учетом ветровой нагрузки или без нее), $^\circ\text{C}$

Относительная погрешность результата классического метода и результата расчета программы, %

Относительные температуры дефект – фаза

Расчетное приращение температуры дефекта по отношению к фазе, $^\circ\text{C}$

Классический расчет превышения температуры фазы по отношению к воздуху (с учетом ветровой нагрузки или без нее), $^\circ\text{C}$

Отдельные экспериментальные данные по тепловизионному контролю объектов Колэнерго

Год	Объект	Оборудование	I_h , А	I_ϕ , А	I_ϕ / I_h , %	T_o , $^\circ\text{C}$	ΔT_o , $^\circ\text{C}$	Расчет по соотношению (1) ΔT_x , $^\circ\text{C}$		Расчет по программе ΔT_p , $^\circ\text{C}$	
								50%	100%	50%	100%
1999	АТЭЦ	ОРУ-150, оголовник, фаза <i>B</i>	1000	50	5	1	1,6	160	640	75	208
2000	ГЭС-1	РУ-10, автомат Т-3, контакты	1500	80	5,3	22	15,1	1328	5308	411	795
1997	ГЭС-11	ВЧЗ, Л-147, фаза <i>B</i> , аппаратный зажим	440	100	22,7	5	16	77	309,8	57	163
1999	ГЭС-12	ОРУ-150, ТТ В-6, фаза <i>C</i> , аппаратный зажим	1200	150	12,5	4	7,8	124,8	499	74	205
2000			1200	60	5,0	-9	3,3	330	1320	134	338
1998	ГЭС-16	ВЧЗ Л-175, фаза <i>A</i> , аппаратный зажим	600	230	38,3	3	22	37,6	149	34	101
1999			600	180	30	1	15,9	44,3	176	37	108
1997	ГЭС-18	ТТ ВС-150, фаза <i>A</i> , аппаратный зажим	750	330	44	-4	40,2	52	207	49	142
1998			750	150	20	2	16,8	105	420	73	203
1999	ПС-11а	ОРУ-150, ТТ Л-154, нагрев шлейфа	500	50	10	7	5,7	142	570	79	216

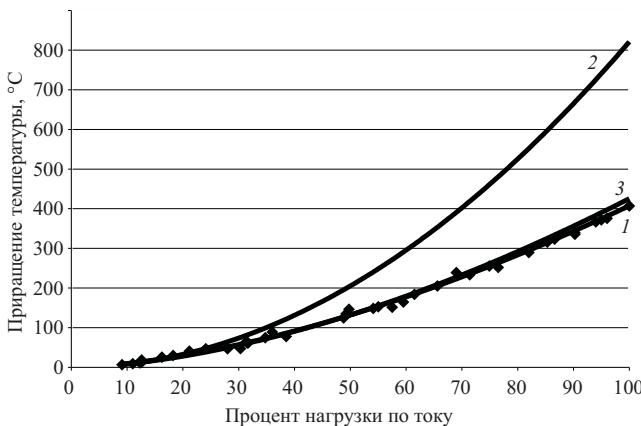


Рис. 1. График зависимости приращения температуры провода от нагрузки:

1 – экспериментальные данные; 2 – расчет по соотношению (1); 3 – расчет по программе

Для экспериментальной проверки работы программы были выполнены испытания по контролю температуры никромового провода диаметром 1,5 мм, через который пропускался ток в диапазоне 0,1–20 А ($T_0 = 20^\circ\text{C}$, скорость ветра равна нулю). Примем силу тока 20 А за номинальное значение (100%); при этом получим, что изменение нагрузки составляет от 0,5 до 100% (по току). Подобный диапазон нагрузки реализуется и при тепловизионных испытаниях промышленного оборудования.

В эксперименте учитывалось приращение температуры провода $\Delta T_{\text{эксп}}$ по отношению к окружающему воздуху. Увеличение силы тока приводит к резкому возрастанию приращения температуры нити (по отношению к температуре среды) от $\Delta T_{\text{эксп}} = 0,4^\circ\text{C}$ до 407°C (рис. 1, кривая 1).

При токе 0,68 А ($\approx 3\%$) экспериментальное значение превышения температуры $\Delta T_{\text{эксп}}$ равно $1,3^\circ\text{C}$. Произведенный пересчет приращения температуры по соотношению (1) от 3% нагрузки показывает, что при номинальном значении тока 20 А (100%) расчетное значение $\Delta T_x \approx 1400^\circ\text{C}$ превышает экспериментальное значение $\Delta T_{\text{эксп}}$ более чем в 3,4 раза. При 50%-ной нагрузке (10 А) экспериментальное значение $\Delta T_{\text{эксп}} \approx 146^\circ\text{C}$, в то время как расчетное значение по формуле (1) равно $\Delta T_x \approx 400^\circ\text{C}$. Этими фактами подтверждаются сильно завышенные значения перегревов, рассчитываемые по соотношению (1), и как следствие, неадекватные экспертные оценки.

Аналогичный результат получается при пересчете приращения температуры по соотношению (1) от значения $\Delta T_{\text{эксп}} = 6,8^\circ\text{C}$ при токе 1,82 А (9%) (рис. 1, кривая 2). Пересчет приращения температуры на 20 А (100%) дает значение $\Delta T_x \approx 810^\circ\text{C}$, что в 2 раза больше, чем экспериментальное значение $\Delta T_{\text{эксп}} = 407^\circ\text{C}$.

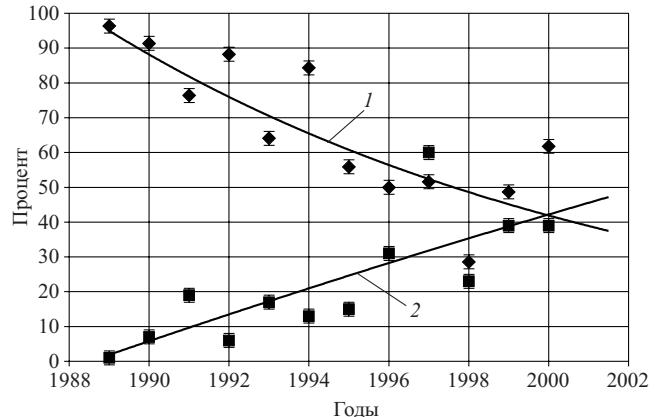


Рис. 2. Распределение дефектов оборудования в сетях 110–330 кВ по годам:

1 – дефекты, которым присваивается категория “плановый ремонт”; 2 – дефекты, которым присваивается категория “неплановый ремонт”

Рассмотрим расчетные данные, получаемые с помощью анализируемой программы приведения (рис. 1, кривая 3); в пределах погрешности расчетные данные ΔT_p близки к экспериментальным величинам $\Delta T_{\text{эксп}}$ при различных токах.

Анализ эксперимента показывает, что пересчет приращения температуры, произведенный с помощью программы, на любую, вплоть до 100%, нагрузку дает значения, близкие к экспериментальным.

Особый интерес представляет определение погрешности, с которой получаются расчетные данные по соотношению (1) и по программе приведения. Наибольшее влияние на прогнозирование оказывает погрешность определения разности температуры объект – среда в процессе экспериментальной тепловизионной съемки. Например, точность определения температуры при тепловизионных испытаниях в пределе может достигать $\delta T = \pm 0,1^\circ\text{C}$, однако в реальности погрешность определения температуры может быть гораздо выше из-за специфики испытаний. Рассмотрим для примера значение погрешности измерения $\delta T = \pm 1^\circ\text{C}$.

Анализ экспериментальных и расчетных данных показывает, что при пересчете приращений температуры по соотношению (1) от тока 1,82 А (9%) до 20 А (100%) прогнозируемое значение приращения температуры равно $\Delta T_x = (800 \pm 200)^\circ\text{C}$ при экспериментальном значении приращения температуры $\Delta T_{\text{эксп}} = (407 \pm 1)^\circ\text{C}$, т.е. классическое прогнозирование по формуле (1) на 100% приводит не только к сильно завышенному значению прогнозируемой температуры, но и к большой абсолютной погрешности; относительная погрешность равна примерно 25%.

Прогнозирование с помощью программы на 100% оценивает результат с достаточной степенью

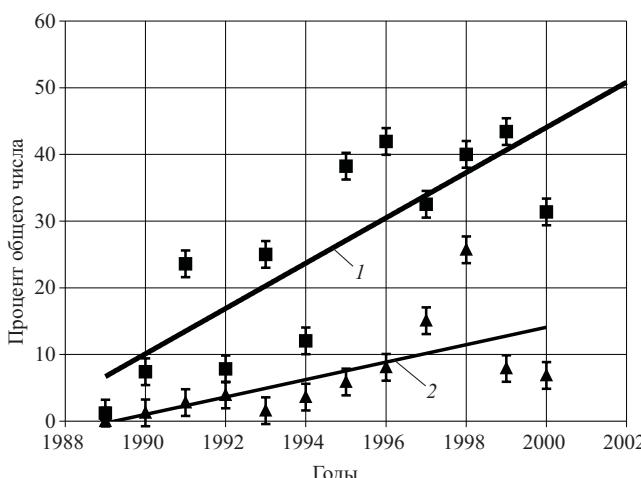


Рис. 3. Распределение дефектов оборудования, которым присвоена категория “неплановый ремонт”, в сетях 110–330 кВ:

1 – внеплановый ремонт; 2 – аварийный

точности: $\Delta T_p = (406 \pm 50)^\circ\text{C}$ при относительной погрешности результата около 10%.

Усовершенствование системы обработки данных тепловизионного контроля позволяет провести статистическую обработку многолетних данных по тепловизионному контролю электрооборудования 110–330 кВ в системе Колэнерго.

На рис. 2, 3 приведены данные по вероятности появления дефектов, которым согласно принятым нормам [2, 3] присваивается та или иная категория ремонта: плановый и неплановый (внеплановый, аварийный). В расчетах учитывалось относительное число дефектов $\Delta N_i/N$ с различной категорией ремонта, где ΔN_i – число дефектов, регистрируемых в энергосистеме Колэнерго в течение календарного года, N – полное число дефектов, обнаруживаемых с помощью тепловизионного контроля линий 110–330 кВ.

Анализ данных (рис. 2) позволяет сделать следующие выводы. С течением времени с 1989 г. относительное число дефектов, которым присваивается категория “неплановый ремонт”, неуклонно растет. При этом монотонно возрастает относительное число неплановых дефектов с экспертной оценкой “внеплановый” и “аварийный” ремонт (рис. 3).

По нашему мнению, данные результаты можно объяснить следующими факторами. С одной стороны, совершенствование технологии тепловизионного контроля, увеличение чувствительности аппаратуры позволяют регистрировать дефекты при небольших нагрузках. С учетом сказанного, перерасчеты на 50%-ную или 100%-ную нагрузку по принятым методикам, в частности, по соотношению (1), приводят к неадекватной экспертной

оценке, по которой ряд дефектов необоснованно оценивается как аварийный или внеплановый.

С другой стороны, статистические данные, приведенные на рис. 2, 3, свидетельствуют о закономерностях, присущих современным энергосистемам, связанных со старением оборудования, несвоевременным или некачественным ремонтом и др.

Выходы

Прогнозирование температурного перегрева (пересчет на 50–100%-ную нагрузку) с помощью соотношения (1) дает значительные превышения температуры, что приводит к некорректным экспертным оценкам и, как следствие, выводу в ремонт оборудования, которое еще находится в рабочем состоянии. Это связано с игнорированием многочисленных факторов; в частности, использование соотношения (1) возможно только при малых различиях между токами I_h , I_ϕ .

Разработанная программа приведения данных тепловизионного контроля к единому критерию позволяет оценить реальные температурные перегревы с учетом многочисленных факторов и дает более корректные значения температуры, в особенности при тепловизионных испытаниях, проводимых при незначительных нагрузках.

Результаты, полученные с помощью программы приведения данных тепловизионного контроля к единому критерию, позволяют сравнивать экспериментальные значения, полученные в разные периоды испытаний, проводить сравнительную оценку различных энергосистем независимо от их загрузки. Это, в конечном счете, позволяет сделать статистические выводы о надежности работы того или иного объекта, решить задачу об определении ресурса работы конкретного оборудования.

Полученные результаты позволяют усовершенствовать экспертную оценку и дают реальный экономический эффект от результатов тепловизионного контроля.

Список литературы

1. Власов А. Б., Джсура А. В. Опыт тепловизионного контроля электрооборудования Колэнерго. – Электрические станции, 1996, № 8.
2. Власов А. Б., Афанасьев Н. С., Джсура А. В. Использование тепловизоров для контроля состояния электрооборудования в Колэнерго. – Электрические станции, 1994, № 12.
3. Анализ нарушений в работе электроустановок и рекомендации персоналу / Под ред. Когана Ф. Л., вып. 1, 2. М.: Союзтехэнерго, 1990.
4. Власов А. Б. Приведение данных тепловизионного контроля к единому критерию. – Электрика, 2001, № 12.
5. Дроздов В. А., Сухарев В. И. Термография в строительстве. М.: Стройиздат, 1987.
6. Власов А. Б. Программа приведения данных тепловизионного контроля к единому критерию. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2000610836 по заявке № 2000610709 от 5.07.2000, регистр. 4.09.2000 г.

Нормирование показателей для оценки износа изоляции обмоток силовых трансформаторов

Львов М. Ю., Чичинский М. И., кандидаты техн. наук, Львов Ю. Н., доктор техн. наук, Ершов Б. Г., доктор хим. наук, Комаров В. Б., канд. хим. наук

РАО “ЕЭС России” – АО ВНИИЭ – ИФХ РАН

В процессе эксплуатации силового трансформатора целлюлозная изоляция обмоток претерпевает деградацию, обусловленную развитием процессов деструкции и дегидратации, сопровождающихся ухудшением ее физико-химических свойств. Это проявляется, в первую очередь, в снижении механической прочности, окислении и образовании пор, хемосорбции кислых продуктов, образующихся в процессе старения трансформаторного масла, а также соединений металлов переменной валентности.

Из-за достаточно сложной сетки параллельных и последовательных химических реакций, приводящих к деградации, и множественности факторов, влияющих на кинетику их развития, не представляется возможным спрогнозировать с необходимой точностью степень износа изоляции обмоток анализом воздействий эксплуатационных факторов [1]. Следует также подчеркнуть, что электрическая прочность пропитанной маслом бумаги в результате ее старения существенно не изменяется, поскольку разрушенные участки целлюлозной изоляции немедленно заполняются маслом и в этой связи электрические показатели (сопротивление и тангенс угла диэлектрических потерь изоляции) не могут служить индикаторами старения [2].

Оценка износа изоляции обмоток для каждого конкретного трансформатора должна включать непосредственный анализ физико-химического состояния целлюлозной изоляции и сопутствующих показателей, свидетельствующих о степени развития ее деградации. При этом необходимо иметь набор диагностических признаков, позволяющих не только объективно оценивать степень износа изоляции, но и принимать решение о возможности и целесообразности дальнейшей эксплуатации трансформатора, так как очевидно, что повреждение обмоток или их замена приводят к значительным финансовым затратам.

Цель данной статьи – обоснование нормативных показателей для оценки степени износа изоляции обмоток силовых трансформаторов и принятия решений по их дальнейшей эксплуатации.

Очевидно, что формирование множества диагностических признаков для оценки износа изоляции обмоток должно основываться на глубоком анализе физико-химических процессов, происходящих в целлюлозной изоляции под воздействием

эксплуатационных факторов, среди которых следует выделить наиболее значимые, в смысле влияния их на скорость развития деградации. Таковыми являются: электрическое поле, температура, наличие воздуха (кислорода), наличие химически активных примесей (продуктов старения), наличие влаги.

К настоящему времени накоплен достаточно обширный фактический материал по влиянию на целлюлозу различных факторов, позволяющий выделить основные физико-химические процессы, приводящие к деградации изоляции обмоток в процессе эксплуатации силовых трансформаторов.

Существенное влияние на ускорение старения целлюлозной изоляции в среде жидкого диэлектрика оказывает электрическое поле [2, 3]. Оно усиливает воздействие практически всех физико-химических факторов, а также способствует адсорбции на поверхности целлюлозной изоляции продуктов старения трансформаторного масла и конструкционных материалов. Известно также [3], что при воздействии электрического поля гидроксильные группы пиранозных звеньев в кристаллических (высокоупорядочных) областях целлюлозы поляризуются, что сопровождается разрывом менее прочных водородных связей кристаллитов. В результате происходит частичная декристаллизация целлюлозы и уменьшение размеров кристаллитов.

Воздействие электрического поля ускоряет и другой важный процесс деградации целлюлозы – каталитический кислотный алкоголиз при действии гидроксилсодержащих углеводородов (спиртов) в присутствии низкомолекулярных органических кислот и других продуктов, образующихся в масле в процессе старения [4, 5]. Высокая значимость вклада этого процесса в деградацию изоляции обмоток обусловлена тем, что трансформаторное масло по своим физико-химическим характеристикам является лучшим пластификатором для целлюлозной изоляции, чем вода [2]. Содержание в целлюлозной изоляции участков с сильным межмолекулярным взаимодействием, т.е. недоступных для масла полностью “кристаллических” областей, в общем случае, составляет не более 20% массы [6] и с увеличением времени эксплуатации будет уменьшаться под действием электрического поля [3] и других эксплуатационных факторов

(температуры, наличия химически активных примесей и др.).

Гидролиз целлюлозной изоляции, протекающий параллельно с процессом кислотного алкоголиза, вносит, по сравнению с ним, существенно меньший вклад в общий процесс деградации, что обусловлено, в частности, достаточно низким содержанием влаги в изоляции трансформатора при нормальной его эксплуатации.

Важным фактором старения целлюлозной изоляции является ее термолиз, вызванный повышенной температурой [2]. Под воздействием высокой температуры (более 90°C) в целлюлозной изоляции, помимо ускорения перечисленных ранее процессов, активизируются также процессы термической деградации – деструкция и дегидратация.

Процесс деструкции в кристаллических областях, не доступных молекулам углеводородов масла, может развиваться по радикально-цепному механизму, приводящему к значительным выбросам низкомолекулярных продуктов деструкции и образованию дефектов структуры и пор [7]. Вследствие пластифицирующего действия масла и относительно невысоких температур активной части работающего трансформатора вероятность зарождения цепи деструктивных превращений по радикально-цепному механизму в целлюлозной изоляции обмоток незначительна.

Другим видом термической деградации целлюлозной изоляции является деструкция в аморфных и мезоморфных областях с образованием фурфурова и фурановых соединений. Однако выход этих соединений в процессе термической деградации изоляции не является стехиометрическим в отношении числа разрывов в “средней по массе” макромолекуле целлюлозы и степени ее деструкции. Наличие в масле фурановых соединений может свидетельствовать лишь о локально протекающем процессе деструкции, что не отражает динамику деградации целлюлозной изоляции. К тому же, фурановые соединения являются лабильными соединениями и разлагаются в кислой среде с образованием продуктов нефуранового типа [1]. При нали-

чии в трансформаторе термосифонного фильтра образующиеся фурановые соединения адсорбируются и распадаются из-за кислой среды на силика-геле.

Выборочные средние значения содержания фурановых соединений в масле и доверительные интервалы с вероятностью 0,95, полученные во ВНИИЭ при исследовании 244 силовых трансформаторов напряжением 110 кВ и выше, в зависимости от срока эксплуатации приведены далее.

Срок эксплуатации, лет	Среднее значение массового содержания фурановых соединений в масле, %	Доверительный интервал $m \pm \sigma$
0 – 5	0,00015	$0 \leq m \leq 0,00024$
5 – 10	0,00018	$0,00012 \leq m \leq 0,00025$
10 – 15	0,00038	$0,00026 \leq m \leq 0,00050$
15 – 20	0,00026	$0,00016 \leq m \leq 0,00036$
20 – 25	0,00033	$0,00024 \leq m \leq 0,00042$
25 – 30	0,00045	$0,00030 \leq m \leq 0,00060$

Приведенные значения свидетельствуют об отсутствии четко выраженной монотонной зависимости содержания фурановых соединений в масле при увеличении срока эксплуатации трансформаторов.

Средние значения совокупностей данных по различным периодам эксплуатации трансформаторов с использованием Z-критерия значимости [8] приведены далее.

Параметры совокупностей, лет	$ Z_{\text{набл}} $	$Z_{\text{кр}}$
10 – 15 и 15 – 20	1,62	
10 – 15 и 20 – 25	0,71	1,96
10 – 15 и 25 – 30	0,79	

Сравнение этих значений показывает, что во всех случаях абсолютное значение наблюдаемого критерия $|Z_{\text{набл}}|$ меньше табулированного значения критической точки $Z_{\text{кр}}$, определенного при уровне значимости $\alpha = 0,05$, что указывает на отсутствие значимых различий полученных концентраций фурановых соединений при увеличении сроков эксплуатации трансформаторов.

Накопленные результаты оценки износа изоляции обмоток трансформаторов, находящихся в эксплуатации, указывают на отсутствие четкой связи содержания фурановых соединений со степенью полимеризации. В табл. 1 приведены примеры результатов измерений, выполненных во ВНИИЭ.

Данные табл. 1 свидетельствуют, что для всех четырех трансформаторов характерно сильное старение изоляции обмоток (исходная степень полимеризации витковой изоляции составляет 900 единиц и более), а в соответствии с [9] у трансформаторов зав. № 64324 и зав. № 1026479 полностью исчерпан ресурс бумажной изоляции ($P < 250$). Содержание же фурановых соединений у всех

Таблица 1

Трансформатор	Срок эксплуатации, лет	Массовое содержание фурановых соединений в масле трансформатора, %	Степень полимеризации витковой изоляции P
ТДТН-10000/110 зав. № 64324	33	0,0006	198
ТДТН-15000/110 зав. № 61208	35	0,0005	303
ТРДЦН-80000/110 зав. № 1026479	26	0,0005	140
ТДНГУ-63000/110 зав. № 871684	35	0,0008	317

трансформаторов находится в зоне допустимых значений (менее 0,0015% массы).

Следует также отметить, что множественность факторов старения изоляции и механизмов ее деградации не позволяет использовать определение содержания фурфурола и фурановых соединений в масле трансформатора в качестве показателя для оценки износа изоляции. При этом отсутствие монотонности и значимых различий содержания фурановых соединений от срока эксплуатации трансформаторов и степени полимеризации целлюлозной изоляции указывает на случайную диагностическую ценность данного показателя.

Наряду с описанными процессами деградации, в процессе эксплуатации происходит окислительная деструкция целлюлозной изоляции при воздействии кислых продуктов старения масла и содержащихся в них окислителей. Этот процесс приводит к образованию в макромолекулах полимера окисленных (главным образом, карбоксильных) групп и нарушениям в ее структуре (Окислительные, деструктивные и структурные превращения целлюлозы в системах азотная кислота – хлорированный углеводород/ Колено В. А., Зутикова З. Ф., Насырова З. С. и др. – Тезисы докладов Всесоюзной конференции “Химия и реакционная способность целлюлозы и ее производных”, Чолпон-Ата, 1991). Разрушение структуры целлюлозной изоляции и образование окисленных групп приводит к хемосорбции низкомолекулярных продуктов деструкции, а также кислых продуктов старения масла, ионов меди и железа, образующихся при коррозии металлических компонентов трансформатора в процессе его эксплуатации.

Влияние сорбированных соединений в отношении деструктивного процесса состоит в том, что при эксплуатации изоляции с разрушенной структурой ионы металлов, образуя промежуточные комплексы по гликозидным атомам кислорода $C_1 - O - C_4$ или $C_1 - O - C_6$, могут каталитически ускорять реакции ее деградации. Это вызывает при одновременном присутствии ряда низкомолекулярных кислот, образующихся при старении трансформаторного масла, разрыв соответствующих гликозидных связей и образование альдегидных групп, а также одновременно дегидратацию с образованием $C = C$ связей [2, 7]. Указанный процесс сопровождается выделением в масло оксида и диоксида углерода, а визуальным признаком каталитической термоокислительной деструкции целлюлозной изоляции обмоток является ее темно-коричневый цвет.

Рассмотренные процессы деградации целлюлозной изоляции обмоток (кatalитический кислотный алкоголиз, термическая деструкция и дегидратация, гидролиз и окислительная деструкция) являются наиболее значимыми и приводят к снижению механической прочности бумаги и образованию воды.

Объективным показателем, позволяющим оценивать степень износа изоляции обмоток, является степень полимеризации, прямо характеризующая глубину ее физико-химического разрушения в процессе эксплуатации. При этом снижение степени полимеризации имеет монотонную зависимость и отражает монотонное уменьшение механической прочности изоляции [1, 2], что определяет детерминированную диагностическую ценность использования данного показателя.

В соответствии с [9] для оценки состояния бумажной изоляции обмоток силовых трансформаторов предусмотрено измерение степени полимеризации ее образцов. При этом указывается, что ресурс бумажной изоляции обмоток считается исчерпанным при снижении значения степени полимеризации до 250 единиц.

Следует подчеркнуть, что для объективной оценки износа изоляции обмоток трансформатора необходимо проводить измерение степени полимеризации образца витковой изоляции, отобранной в одной из верхних катушек [1]. Отбор образца витковой изоляции может быть выполнен на отключенном трансформаторе как при капитальном ремонте, так и при осуществлении подслива масла через люки. Представительность заложенного в трансформатор образца целлюлозной изоляции, а также образцов барьерной изоляции в отношении достигнутого уровня деструкции изоляции обмоток не обеспечивается в полной мере, поскольку такие образцы расположены в баке трансформатора в условиях, не отвечающих наиболее нагретой зоне.

В отношении деструкции витковой изоляции обмоток необходимо отметить, что достижение значения 250 единиц, согласно практике выполненных измерений, может оцениваться как не менее чем 4-кратное снижение механической прочности изоляции в сравнении с исходной. Это, в свою очередь, резко повышает риск возникновения витковых замыканий и повреждения трансформатора при возникновении механических усилий, в первую очередь, при протекании сквозных токов коротких замыканий.

Значимость процесса дегидратации напрямую связана со степенью износа бумажной изоляции обмоток. Если оценка выхода воды из бумаги, имеющей степень полимеризации более 300 единиц, составляет $10^{-3} - 10^{-2}\%$ массы и не оказывает существенного влияния на обеспечение работоспособности изоляции трансформатора, то при достижении значений степени полимеризации ниже 250 единиц выход воды из-за дегидратации может составлять более 6% массы. Возможность достижения таких концентраций отмечалась, в частности, в [2].

При принятии решений о возможности дальнейшей эксплуатации трансформатора или вывода в ремонт с заменой обмоток, наряду со значением степени полимеризации необходимо проанализи-

Таблица 2

Дата измерений	Степень полимеризации витковой изоляции, единиц	Объемная концентрация оксида и диоксида углерода, %	Влагосодержание масла, г/т	U_{tr} масла, кВ
Июнь 1999 г.	Наружные слои – 244, внутренние слои – 140	CO – 0,035, CO ₂ – 1,03	32	50
Июнь 1999 г. (после выполнения сушки и дегазации масла)	–	CO – отсутствие, CO ₂ – 0,1	13,6	73
Август 2000 г.	–	CO – 0,03, CO ₂ – 1,035	39,2	22

ровать возможные сопутствующие показатели развития деградации изоляции: рост концентраций оксида и диоксида углерода, растворенных в трансформаторном масле, влагосодержание масла и пробивное напряжение масла.

В качестве примера, в табл. 2 приведены результаты развития до полной деградации изоляции обмоток трансформатора ТРДЦН-80000/110 (зав. № 1026479, 26 лет эксплуатации).

Для получения объективной оценки износа изоляции обмоток силовых трансформаторов измерения степени полимеризации необходимо проводить определением вязкостных характеристик растворов целлюлозной изоляции в кадмийэтилендиаминовом комплексе [1]. Это позволяет обеспечить отсутствие значимых деструктивных изменений в испытуемых образцах целлюлозы, в том числе и окисленных [4]. В то же время применение других растворителей, как правило, вызывает химическую деструкцию целлюлозы. Проведение анализа степени полимеризации изоляции переводом ее в эфиры может привести к завышенным значениям показателя вследствие растворения низкомолекулярной фракции и, как следствие, к ошибочным выводам [10].

Выводы

1. В соответствии с [9] для оценки состояния бумажной изоляции обмоток силовых трансформаторов предусмотрен контроль по наличию фуранных соединений в масле и по степени полимеризации. Однако оценка износа изоляции обмоток может быть выполнена только по степени полимеризации образца витковой изоляции, отобранной в одной из верхних катушек.

2. При достижении степени полимеризации витковой изоляции предельно допустимого значения 250 единиц в период эксплуатации трансфор-

матора до его замены следует проводить измерения влагосодержания и пробивного напряжения масла с периодичностью 1 раз в 6 мес, с целью своевременного выявления возможного снижения электрической прочности при полной деградации изоляции.

3. Для измерений степени полимеризации целлюлозной изоляции обмоток трансформаторов необходимо применять раствор кадмийэтилендиаминового комплекса (кадоксен) вследствие высокой стабильности вязкостных характеристик и отсутствия значимых деструктивных эффектов при растворении целлюлозы.

Список литературы

- Методологические аспекты оценки степени старения изоляции обмоток силовых трансформаторов по измерению степени полимеризации / Ванин Б. В., Ланкуя Я. В., Львов Ю. Н. и др. – Электрические станции, 2001, № 1.
- Липштейн Р. А., Шахнович М. И. Трансформаторное масло. М.: Энергоатомиздат, 1983.
- Слюсарев Н. М., Иоелович М. Я., Веверис Г. П. Влияние электрического поля на некоторые структурные характеристики целлюлозы. – Химия древесины, 1980, № 4.
- Байклз Н., Сегал Л. Целлюлоза и ее производные. М.: Мир, 1974.
- Кленкова Н. И., Кулакова О. М., Волкова Л. А. Определение плотности и других свойств целлюлозных волокон. – Журнал прикладной химии, 1963, т. 36, вып. 1.
- Плотников О. В., Михайлов А. И., Раевее Э. Л. Исследование сверхмедленных молекулярных движений в целлюлозе методом ЭПР. Пластифицирующее действие воды. ВМС, 1977, т. А(XIX), № 11.
- Ермоленко И. Н., Люблинер И. П., Гулько Н. В. Элементо-содержащие угольные волокнистые материалы. Минск: Наука и техника, 1982.
- Гмурман В. Е. Руководство к решению задач по теории вероятностей и математической статистике. М.: Высшая школа, 1979.
- РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. М.: Энас, 1998.
- Получение нитроэфиров из облученной целлюлозы / Комаров В. Б., Самуйлова С. Д., Кирсанова Л. С. и др. – Журнал прикладной химии, 1993, т. 66, вып. 2.

ОБМЕН ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОПЫТОМ

Особенности внедрения АСУЭ на ТЭЦ-23 Мосэнерго

Георгиади В. Х., канд. техн. наук, Карпов К. М., Рогов С. В., инженеры

ТЭЦ-23 Мосэнерго – ООО “Энергоучет-инфо”

Цель статьи – показать, что внедрение и эксплуатация автоматизированной системы учета электроэнергии (АСУЭ) на действующей тепловой электрической станции (ТЭС) имеют свои особенности [1].

АСУЭ создаются на энергетических объектах в соответствии с директивными документами РАО “ЕЭС России” [2]. Внедрение АСУЭ на энергетических объектах ведется с 1985 г. Внедрено значительное число различных типов АСУЭ. Большинство из них создано на базе уже устаревшей техники [Энергопресс, Бюллетень № 7 (40) 20/IV 1999 г.]. В эксплуатации, например, находятся более 2000 АСУЭ типа ИИСЭ3, ИИСЭ4 литовского производства [3, 4].

На рынках сбыта предлагается в настоящее время большое число различных типов АСУЭ российского и зарубежного производства. Каждый тип АСУЭ имеет свои достоинства и недостатки. В РФ производятся системы энергоучета, в основном ориентированные на применение в промышленности и жилищно-бытовом секторе. Характерная особенность этих систем – небольшое число каналов учета (до 128), малые объемы и время хранения измерительной информации, что затрудняет их использование на крупных энергетических объектах, с большим числом счетчиков электрической энергии (ЭСЧ), территориально установленных в разных местах.

Среди производителей АСУЭ и эксплуатирующими организациями нет четкого мнения и рекомендаций по применению конкретных типов АСУЭ на действующих ТЭС. Основные принципы построения АСУЭ на промышленных предприятиях достаточно подробно изложены в работах [1, 5]. Внедрение АСУЭ на действующей ТЭС, основанное на принципах построения АСУЭ промышленных предприятий, по мнению авторов, не позволяет создать АСУЭ, отвечающую требованиям существующей нормативно-технической документации.

Далее представлены все те особенности, с которыми пришлось столкнуться авторам при внедрении АСУЭ на действующей ТЭС. В 1991 г. были начаты работы по внедрению АСУЭ типа ИИСЭ4 – 192ПС первоначально с индукционными ЭСЧ типа САЗУ-И670М класса точности 2,0 со встроенными формирователями прямоугольного импульса типа Е440 и электронными ЭСЧ типа Ф 443АР.

Индукционные ЭСЧ были установлены на генераторах, на стороне низкого или высокого напряжения трансформаторов собственных нужд (с.н.), на отходящих кабельных линиях генераторного распределительного устройства (ГРУ) на напряжение 10 кВ. Электронные ЭСЧ типа Ф 443АР были установлены на отходящих линиях электропередачи открытого распределительного устройства (ОРУ) на напряжения 110, 220 кВ и автотрансформаторах связи.

АСУЭ типа ИИСЭ4 – 192ПС выполнена на базе крейта КАМАК. АСУЭ позволяет подключать 192 канала учета и поддерживать связь с внешними вычислительными устройствами через два стандартных порта RS-232 и соответствует действующим требованиям, изложенными в [2]. Более подробно информация о семействе АСУЭ типа ИИСЭ изложена в [4].

Принципиально АСУЭ типа ИИСЭ4 – 192ПС не отличается от большинства других систем отечественного производства, работа которых построена на принципе числоимпульсной технологии. Суть этой технологии заключается в передаче с выхода формирователя индукционного или электронного ЭСЧ импульса по кабельным линиям связи к устройству сбора данных (УСД) или непосредственно в ИИСЭ. Микропроцессорная часть ИИСЭ4 – 192ПС анализирует состояние информационных входов и производит расчет числа импульсов за промежуток времени по каждому ЭСЧ. Затем производится умножение числа импульсов на их весовые коэффициенты и подсчет выработанной (потребленной) энергии по группам. Информация по группам печатается на термобумаге. Технология определения количества энергии, связанная с подсчетом импульсов, имеет ряд недостатков:

при обрыве линий связи от ЭСЧ до УСД или от УСД до ИИСЭ4 – 192ПС, при потере электроснабжения УСД или ИИСЭ4 – 192 информация о количестве электроэнергии будет утрачена;

связь между ЭСЧ и ИИСЭ4 – 192ПС является односторонней, что не дает возможности своевременно диагностировать работоспособность линии связи или ЭСЧ, например, обрыв линии связи будет восприниматься ИИСЭ4 – 192 ПС как отсутствие выработки или потребления электроэнергии;

при повреждении изоляции линий связи возможен прием информации от одного ЭСЧ на несколько входов УСД [5].

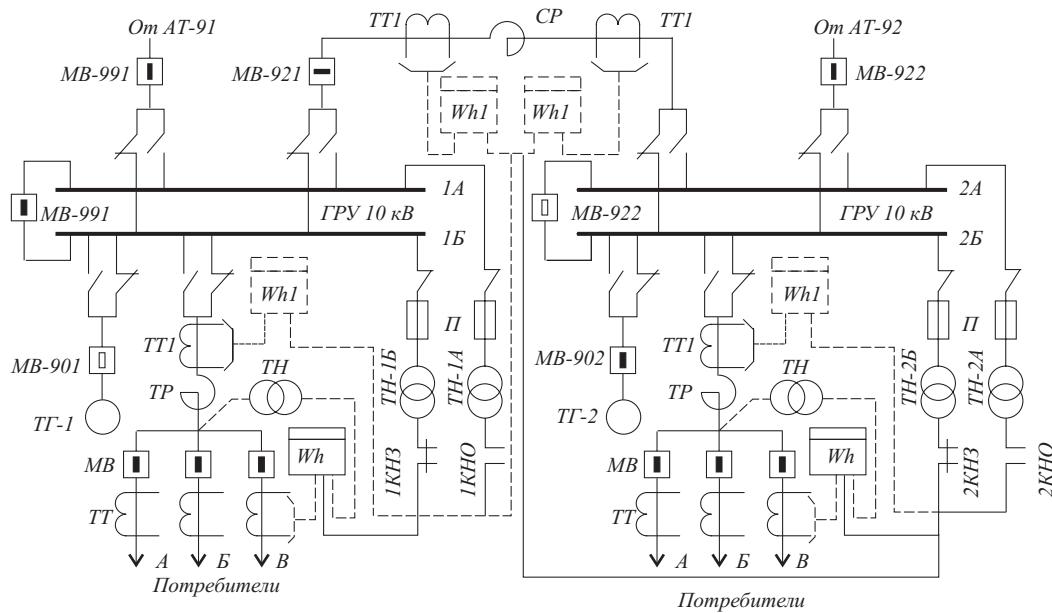


Рис. 1. Схема подключения ЭСЧ потребителей ГРУ 10 кВ:

AT-91, AT-92 – автотрансформаторы связи; MB-991, MB-992 – масляные выключатели соответственно AT-91, AT-92; ГРУ 10 кВ – распределительное устройство генераторного напряжения 10 кВ; MB-911, MB-922 – шиносоединительные масляные выключатели; MB-921 – междусекционный масляный выключатель; CP – секционный токоограничивающий реактор РБАМ-10-4000-12%; TH-1A, -1B, -2A, -2B – трансформаторы напряжения типа НТМИ-1О; П – предохранители; TP – групповые токоограничивающие реакторы типа РБА-10-1000-8; TT1 – трансформаторы тока, необходимые для организации правильного энергоучета; TT – трансформаторы тока типа ТПОЛ-10 на отходящих линиях; ТГ-1, ТГ-2 – турбогенераторы; Wh – существующие ЭСЧ; Wh1 – ЭСЧ, необходимые для организации правильного энергоучета; 1КНО, 1КНЗ, 2КНО, 2КНЗ – контакты промежуточных реле 1РП, 2РП; 1A, 1B, 2A, 2B – сборные шины секций ГРУ 10 кВ; пунктирная линия указывает на правильное подключение ЭСЧ

Перечисленные недостатки присущи всем АСУЭ, работа которых основана на использовании числоимпульсной технологии, их передаче, приеме, обработке. Замена АСУЭ типа ИИСЭ4 – 192 ПС, например на АСУЭ фирм ABB или Landis & Gir, которые лишены этих недостатков, приведет к очень большим затратам и перечеркиванию всей той работы, которая была выполнена. Это – создание с “нуля” новой АСУЭ.

Рассмотрим более подробно ряд технических проблем, с которыми пришлось столкнуться при создании АСУЭ на действующей ТЭС. Проблемы условно можно разделить на две группы:

проблемы, связанные с организацией правильного учета электрической энергии;

проблемы, связанные с автоматизацией учета электрической энергии.

К проблемам, связанным с организацией правильного учета электрической энергии, относятся:

1. ЭСЧ подключаются к трансформаторам тока (TT) и трансформаторам напряжения (TH), установленным в определенных традиционных местах силовой схемы электрических соединений электротехнического оборудования. Обычно ТТ установлены в баках масляных выключателей (МВ) отходящих линий электропередачи ОРУ 110, 220 кВ, в баках силовых трансформаторов, в ячейках присоединений КРУ 6 кВ или ГРУ 10 кВ. TH подключены непосредственно к сборным шинам КРУ 6 кВ, ГРУ 10 кВ, ОРУ 110, 220 кВ. Как показал анализ, в этом случае создать энергоучет в соот-

ветствии с требованиями типовой инструкции по учету электрической энергии [1] не всегда возможно.

Пример 1. Рассмотрим схему энергоучета ГРУ 10 кВ (рис. 1). В этой схеме токовые цепи ЭСЧ подключены к ТТ, установленным на отходящих кабельных линиях потребителей за МВ. Цепи напряжения ЭСЧ подключаются к цепям TH, которые подключены к сборным шинам 1A, 1B, 2A, 2B ГРУ 10 кВ. При таком подключении ЭСЧ потери энергии в групповых токоограничивающих реакторах (TP) не фиксируются. Согласно требованиям типовой инструкции по учету электрической энергии [1] потери в ТР должны быть отнесены к станционным потерям, а не к энергии, отдаваемой потребителям. Выделить эти потери можно только в том случае, если установить TH непосредственно за каждым групповым ТР и его цепи напряжения подключить к существующим ЭСЧ, а в силовой цепи до группового ТР установить трансформаторы тока TT1, к вторичным цепям которых подключить дополнительно установленный ЭСЧ (рис. 2, пунктирные линии); цепи напряжения ЭСЧ подключаются к существующим TH-1A, -1B, -2A, -2B. Реализовать на практике это возможно только в том случае, если ГРУ 10 кВ подвергнуть существенной реконструкции.

Следует также обратить внимание на зависимость алгоритма учета электроэнергии от того, в каком состоянии находится схема электрических соединений силового оборудования (в нормальном

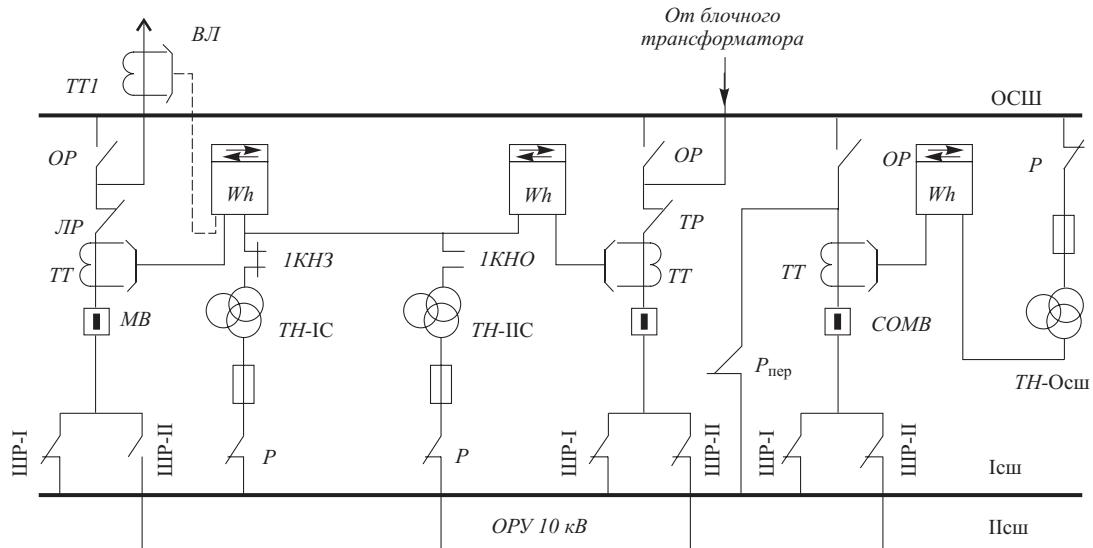


Рис. 2. Схема подключения ЭСЧ потребителей ОРУ 220 кВ:

I сш, II сш – рабочие сборные системы шин; Ocш – обходная система шин; OP – обходной разъединитель; LP – линейный разъединитель; TP – трансформаторный разъединитель; MB – масляный выключатель; TT – трансформаторы тока, встроенные в бак MB; TT1 – трансформаторы тока, дополнительно устанавливаемые на линиях; ШР-I, ШР-II – шинные разъединители Icш и IIcш; Wh – электросчетчики, подключенные к TT; P – предохранители; TH-IC, TH-IIС, TH-Ocш – трансформаторы напряжения соответственно на сборных шинах Icш, IIcш, Ocш; P – разъединитель TH; IKHO, IKH3 – контакты промежуточного реле; COMB – совмещенный обходной MB; P_{пер} – разъединитель перемычки; ВЛ – линия электропередачи

или ремонтном состоянии). При нормальной схеме электрических соединений секционный выключатель MB-921 отключен. При подсчете баланса электрической энергии на шинах ГРУ 10 кВ необходимо правильно учесть потери энергии в групповых токоограничивающих реакторах (TP) при их общем числе 25 шт. В случае вывода в ремонт автотрансформатора AT-91 или AT-92 включается в работу MB-921 и в результате перетока энергии по секционному токоограничивающему реактору (СР) возникают дополнительные потери электроэнергии. Основную часть небаланса электроэнергии на шинах ГРУ 10 кВ будут составлять потери электроэнергии в СР и TP.

Пример 2. Рассмотрим схему энергоучета на открытых распределительных устройствах (ОРУ) на напряжение 110, 220 кВ с двумя системами сборных шин и третьей обходной (рис. 2). Значительная часть отечественных ТЭС имеет такие схемы ОРУ. Для схем ОРУ 110 кВ характерно наличие обходного МВ (OMB), через который ВЛ подключается к рабочим шинам, например, при ремонте ее МВ. Для схем ОРУ 220 кВ характерно наличие совмещенного обходного МВ (COMB), выполняющего при необходимости функцию либо шиносоединительного между сборными системами шин Icш и IIcш (при включенном разъединителе перемычки P_{пер}), либо функцию ОМВ (при отключенном разъединителе перемычки P_{пер}). В таких схемах ОРУ при создании АСУЭ подключение ЭСЧ осуществлялось к существующим ТТ, традиционно установленным в баках МВ, и к ТН, подключенным к сборным шинам. При таком подключении ЭСЧ обеспечивается правильный энерго-

учет с помощью АСУЭ только для нормальной схемы электрических соединений ОРУ, т.е., когда каждая ВЛ или блочный трансформатор подключены к сборным шинам фиксированно через свои МВ. При выводе в ремонт МВ ВЛ последняя запитывается через COMB. С момента отключения МВ ВЛ показания ее ЭСЧ остаются неизменными, если нет “самохода”. Показания реверсивного ЭСЧ COMB (OMB) будут изменяться при приеме или отдаче электроэнергии по ВЛ, т.е. показания ЭСЧ COMB должны быть отнесены к показаниям ЭСЧ ВЛ. Традиционно оперативный персонал при выполнении переключений фиксирует записью в журнале с точностью до минут момент включения ВЛ и показания ее ЭСЧ, а также момент включения COMB и показание его ЭСЧ. Информация передается в группу учета для коррекции исходных данных АСУЭ. Из четырех ВЛ ОРУ 220 кВ каждая в среднем 1 раз в два года работает через COMB в течение одного или 30 дней. За последние 5 лет был один случай, когда оперативный персонал не зафиксировал показания ЭСЧ COMB при переводе ВЛ на COMB. Из изложенного видно, что существующая АСУЭ не позволяет автоматически учитывать электроэнергию для такого режима, как работа ВЛ через COMB.

В этом случае может быть несколько решений:

1) согласиться с тем, что существующая АСУЭ автоматически учет электроэнергии осуществляет только для нормальной схемы электрических соединений ОРУ 110, 220 кВ. Нормальное состояние схемы электрических соединений ОРУ 110, 220 кВ составляет большую часть времени года. При ремонтном варианте, когда осуществляется перевод

любой ВЛ на работу через СОМВ, продолжать запись показаний ЭСЧ ручным способом, но с обязательным дублированием записи показаний вторым лицом из числа оперативного персонала с последующей корректировкой данных АСУЭ. Даже при таком варианте остается возможность ошибки, связанной с субъективизмом поведения человека;

2) работа АСУЭ полностью в автоматическом режиме возможна только при условии, если правильно организовать на ВЛ энергоучет, не зависящий от состояния электрических соединений схемы ОРУ в нормальном или ремонтном вариантах. Это возможно только при установке дополнительных трансформаторов тока ТТ1 непосредственно на ВЛ (рис. 2) и подключении к ним ЭСЧ. Технико-экономическое обоснование принятия такого решения требует тщательной проработки. Для действующей ТЭС этот вариант реализуем только при больших затратах на реконструкцию ОРУ 110, 220 кВ;

3) использовать уже существующую на ТЭС информацию телесигнализации о положении МВ (отключен, включен) для создания максимально автоматизированного режима работы АСУЭ. Эта информация формируется с помощью блок-контактов МВ. Специалисты автоматизированных систем управления предлагают состояние положения МВ контролировать по наличию тока в ВЛ (есть ток – МВ включен, нет тока – МВ отключен). Оценка состояния МВ по значению тока также не обеспечивает 100%-ной достоверности. Контроль тока ВЛ осуществляется по схеме ТТ, измерительный преобразователь тока (ИПТ) с унифицированным выходом 0 – 5 (4 – 20) мА, линия связи, электроизмерительный прибор (или устройство телемеханики). В такой последовательной цепи выход из строя ТТ, ИПТ, линии связи будет воспринят как отсутствие тока в ВЛ. Ток по ВЛ также не будет протекать, когда в режиме холостого хода МВ на одном конце ВЛ на ТЭС может быть включен, а другом конце ВЛ у потребителя МВ отключен. Поэтому информация будет более достоверной, если контролировать состояние МВ одновременно как по току, так и по положению их блок-контактов. Учет существующих сигналов телесигнализации по положению МВ позволит также для АСУЭ, основанных на использовании числоимпульсной технологии, выявлять:

“самоход” ЭСЧ (МВ отключен, а показания ЭСЧ изменяются) и время, в течение которого последний был;

неисправность ЭСЧ, обрыв линии связи (МВ включен, а показания ЭСЧ не изменяются).

Однако наличие информации только о состоянии МВ ВЛ недостаточно, чтобы АСУЭ работала в полностью автоматическом режиме. Для полной автоматизации необходимо иметь информацию о положении обходных разъединителей (ОР) и тогда при создании соответствующего алгоритма расчета показания ЭСЧ СОМВ будут отнесены к пока-

заниям ЭСЧ ВЛ, без участия человека. Не будет информации о положении ОР – не будет возможности автоматизировать энергоучет. Мнение специалистов, эксплуатирующих ОР типа РЛНД-15-220/1000, по вопросу использования их блок-контактов в схемах телесигнализации разделилось: одни считают, что это ненадежный узел, другие отрицают мнение первых. Требуется проведение работ по повышению надежной работы блок-контактов ОР.

Из вышеизложенного следует, что выполнить пункт 9.5 Типовой инструкции по учету электроэнергии, согласно которому АСУЭ должна выполнять заданные функции при нормальных, аварийных и послеаварийных режимах работы силовой схемы ТЭС, невозможно. Это потребует весьма больших затрат на реконструкцию ТЭС.

2. На ВЛ ОРУ 110, 220 кВ в цепях измерений ЭСЧ установлены промежуточные ТТ, класс точности которых не соответствует 0,5. Согласно требованиям пункта 1.5.18 ПУЭ установка промежуточных ТТ для включения расчетных ЭСЧ запрещается.

3. Устранить возможность несанкционированного доступа к цепям измерения ЭСЧ на действующей ТЭС нельзя. Доступ к цепям измерения ЭСЧ будет всегда на испытательных клеммах в панелях вторичной коммутации.

4. Отсутствует методика поверки ТТ и ТН в условиях эксплуатации, а методика, изложенная в ГОСТ 8.216-76, ГОСТ 8.217-87, не реализуема на действующей ТЭС.

5. Анализ мест учета ранее установленных ЭСЧ и режимов работы силового оборудования показал, что для обеспечения правильного энергоучета требуется установка ЭСЧ на стороне высокого напряжения всех блочных трансформаторов, для трансформаторов собственных нужд требуется установка ЭСЧ на стороне высокого и низкого напряжений. Только в этом случае возможно правильное составление энергобаланса по всем узлам электрических соединений главной схемы, схемы питания собственных нужд.

6. На присоединениях ОРУ 110, 220 кВ, ГРУ 10 кВ, КРУ 6 кВ установлены ТТ с большим коэффициентом трансформации, удовлетворяющим требованиям чувствительности релейной защиты, условиям электродинамической и термической стойкости токам короткого замыкания. Значение тока во вторичной обмотке ТТ при номинальном режиме работы электротехнического оборудования находится в пределах $5 \div -20\%$ номинального тока. Это не обеспечивают требования пункта 1.5.17 ПУЭ. При таких значениях вторичного тока ТТ имеет большое значение относительной погрешности измерения. Необходимо для работы ЭСЧ установить ТТ с меньшим коэффициентом трансформации. Для действующих ТЭС это выполнить нереально.

7. Требование пункта 9.14 Типовой инструкции по учету электроэнергии о подключении ЭСЧ

к ТН отдельными кабелями для достижения допустимых потерь напряжения согласно ПУЭ на действующей ТЭС также потребует больших затрат на реконструкцию. В действительности все ЭСЧ включены в цепи измерения существующих ТН и ТТ в релейных отсеках ячеек КРУ 6 кВ, на панелях счетчиков ГРУ 10 кВ, на панелях автоматики релейного щита ОРУ 110 кВ. Некоторые ТТ и ТН, к которым подключены ЭСЧ, перегружены, что подтверждается также авторами работы [6] для других электрических объектов.

8. Учесть расход электроэнергии на хозяйственные нужды ТЭС по статье “монтажные; наладочные; экспериментальные работы; капитальный, средний и аварийно-восстановительный ремонт оборудования...” согласно типовой инструкции, по мнению авторов, невозможно для действующей ТЭС, так как это потребует установки большого числа ЭСЧ не только на сборках 0,4 кВ, от которых явно идет расход электроэнергии на ремонт, но и на щитах сварочной сети, которая разветвлена по всей территории ТЭС и к которой в любой момент времени ремонтным персоналом может быть выполнено подключение оборудования, необходимого для выполнения ремонта.

К проблемам, связанным с организацией автоматического учета электрической энергии, относятся:

9. Согласно [6] выполнена замена двухэлементных индукционных ЭСЧ класса точности 2 на трехэлементные электронные ЭСЧ класса точности 0,5 и 1,0 с числоимпульсным выходом. Это потребовало монтажа (изменения) цепей измерения, который выполнялся обычно в период останова оборудования в резерв или в ремонт, с последующей корректировкой исполнительных схем.

10. Отсутствие подготовленного для эксплуатации и контроля за работой АСУЭ на ТЭС специально обученного персонала, в обязанности которого должны входить ежедневные осмотры, проверка и контроль за работой АСУЭ, ведение технической документации, а также сервисное техническое обслуживание оборудования.

11. Основное электроснабжение АСУЭ выполнено от одного источника переменного тока и на случай его потери питания осуществляется от источника гарантированного питания с выдачей звукового и светового сигналов операторам главного щита управления о потере основного питания. Существующее электроснабжение не соответствует требованиям [3].

12. Согласно требованиям [3] должно быть бесперебойное электроснабжение от сети переменного тока 220 В, а в качестве резервного – от источника постоянного тока 220 В. УСД установлены в разных местах ТЭС, выполнить требования [3] возможно только для той части УСД, которые установлены в помещениях релейных щитов КРУ 6 кВ, ГРУ 10 кВ, ОРУ 110 кВ, ОРУ 220 кВ, где присутствует напряжение постоянного тока.

13. Не все каналы связи от УСД до ИИСЭ4 – 192ПС выполнены экранированным кабелем.

14. Требуется выполнить метрологическую аттестацию информационно-измерительных каналов связи АСУЭ.

15. АСУЭ типа ИИСЭ4 – 192 ПС выработала свой технический ресурс и морально устарела, так как имеет небольшие по современным меркам вычислительные возможности. Информация по каналам и группам учета, хранимая в памяти, ограничена значениями электроэнергии: за текущий и прошлый месяцы, текущие и предыдущие сутки, 0,5 ч и 3 мин. Такой небольшой объем хранимой информации не позволяет производить тщательный анализ выработки и потребления электроэнергии без использования дополнительных вычислительных средств. Наличие запасных частей отечественного производства позволяло как-то осуществлять ремонт УСД, ИИСЭ4 – 192ПС. За последние 2 года увеличилось число отказов в работе УСД. Выполнена замена существующей ИИСЭ4 – 192ПС на АСУЭ “Баланс”, разработанную ООО “Энергоучет-инфо”.

АСУЭ “Баланс” специально разработана для установки на электростанциях АО Мосэнерго (замены имеющихся систем ИИСЭ4 – 192ПС). Финансирование разработки произведено генеральной дирекцией АО Мосэнерго.

При разработке АСУЭ “Баланс” были учтены недостатки, выявленные при эксплуатации систем семейства ИИСЭ на ТЭС АО Мосэнерго, и применены современные технические и программные средства. Использование данных средств позволяет в будущем с минимальными затратами (без замены базового блока АСУЭ) перейти на учет электрической энергии с использованием интеллектуальных ЭСЧ (с цифровым выходом), сохранив при этом возможности числоимпульсной технологии для технического учета. АСУЭ обеспечивает, помимо работы в стандартных вычислительных сетях, возможность подключения к любым промышленным сетям (в том числе по протоколам PROFIBUS, FOUNDATION FIELDBUS, CAN и др.) путем установки в базовый блок соответствующей платы расширения и драйвера, широко представленных на рынке вычислительной техники.

АСУЭ “Баланс” обеспечивает измерение энергии по 256 каналам учета, хранение и отображение полученной информации в виде, доступном для любого пользователя персонального компьютера (ПК) в составе локальной вычислительной сети Ethernet (ЛВС). Предусмотрена возможность обработки 32 аналоговых сигналов от датчиков мощности и 32 сигналов телесигнализации о положении масляных выключателей (“сухой” контакт). АСУЭ “Баланс” (с использованием числоимпульсной технологии) строится по иерархической схеме. На нижнем уровне АСУЭ находятся счетчики электроэнергии с тарированным импульсным выходом. Следующий, более высокий уровень –

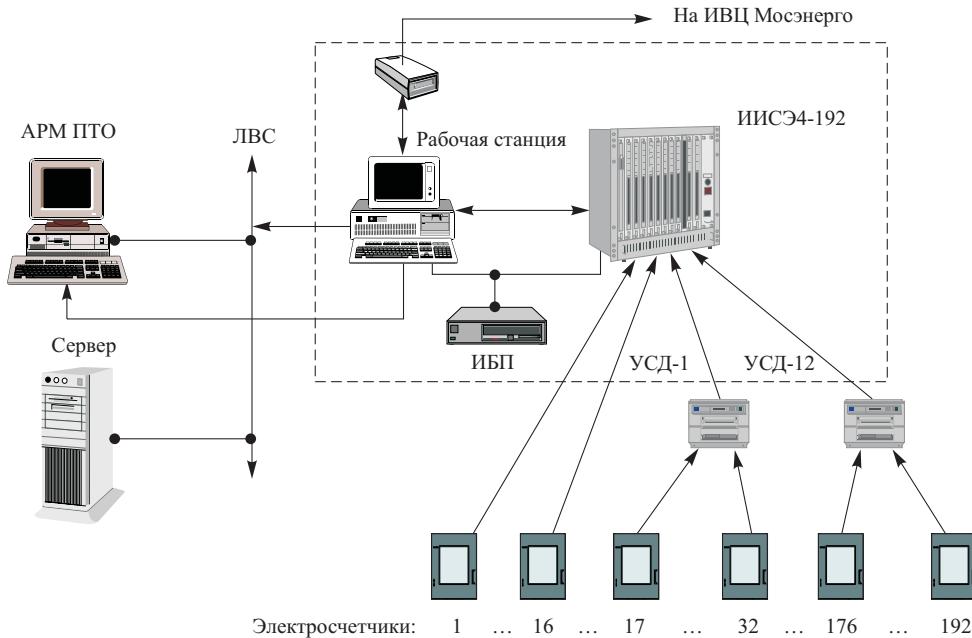


Рис. 3. АСУЭ на базе системы ИИС4 – 192ПС:

Модем – устройство передачи данных на ИВЦ Мосэнерго; *АРМ* – автоматизированное рабочее место; *ПТО* – производственно-технический отдел; УСД – устройство сбора данных; ЛВС – локальная вычислительная сеть; ИБП – источник бесперебойного питания

устройства сбора данных (УСД) типа Е441, Е441М или, например, совместимые с ними по протоколу УСД производства АО “АРМИТА” (г. Пенза) и др. Каждое УСД осуществляет подсчет числа импульсов по 16 каналам учета за 10- секундный интервал времени и асинхронно передает информацию на следующий уровень – контроллер на базе персонального компьютера (КПК). К контроллеру подключается до 16 УСД. Применение АСУЭ “Баланс” позволяет сохранить имеющиеся на ТЭС АО Мосэнерго ранее созданные схемы кабельных и проводных соединений АСУЭ. Структурные схемы АСУЭ на базе ИИС4, АСУЭ “Баланс” представлены на рис. 3, 4.

КПК собран на базе промышленного ПК IBM-PC совместимого. Использование КПК устраняет многие проблемы, обычно возникающие при эксплуатации специализированных промышленных контроллеров. Например, не требуется затрат на обучение персонала работе с новым для ТЭС видом вычислительной техники. Еще одно преимущество – возможность полной интеграции такого КПК в информационную сеть предприятия, без каких-либо дополнительных технических решений.

Программы КПК выполняются в операционной системе (ОС) Microsoft Windows NT 4.0. ОС Windows NT обеспечивает защиту всего кода ОС, локализуя его или в режиме ядра, или в режиме защищенных подсистем, работающих в режиме пользователя.

АСУЭ “Баланс” позволяет пользователям получать непосредственно следующие параметры учета электрической энергии: энергия за выбранный 3-минутный интервал; энергия за выбранный

30-минутный интервал; энергия за выбранные сутки; энергия за выбранный месяц; 3-минутные значения энергии за выбранный час; 3-минутные значения энергии за выбранные сутки; 30-минутные значения энергии за выбранный месяц; суточные значения энергии за выбранный месяц; показания ЭСЧ на границе выбранного полчасового интервала; 30-минутные показания ЭСЧ за выбранные сутки; 30-минутные показания ЭСЧ за выбранный месяц; диагностика работы КПК и УСД за выбранные сутки или месяц; параметры системы учета; параметры каналов учета.

Глубина хранения данных задается администратором системы и ограничивается только емкостью жесткого диска КПК. Дополнительное программное обеспечение для групп учета планово-технического отдела ТЭС для статистической обработки и формирования нестандартных отчетных документов разрабатывается по согласованию с Заказчиком.

АСУЭ “Баланс” позволяет производить диагностику работы КПК и УСД (обработка журнала событий и технологических таблиц, в которые заносятся дата, время и характер возникновения нештатных ситуаций).

Права доступа пользователей к системе разграничены стандартными средствами Windows NT и SQL-сервера. Изменить настройки системы или редактировать базу данных можно только после ввода соответствующего имени пользователя и пароля.

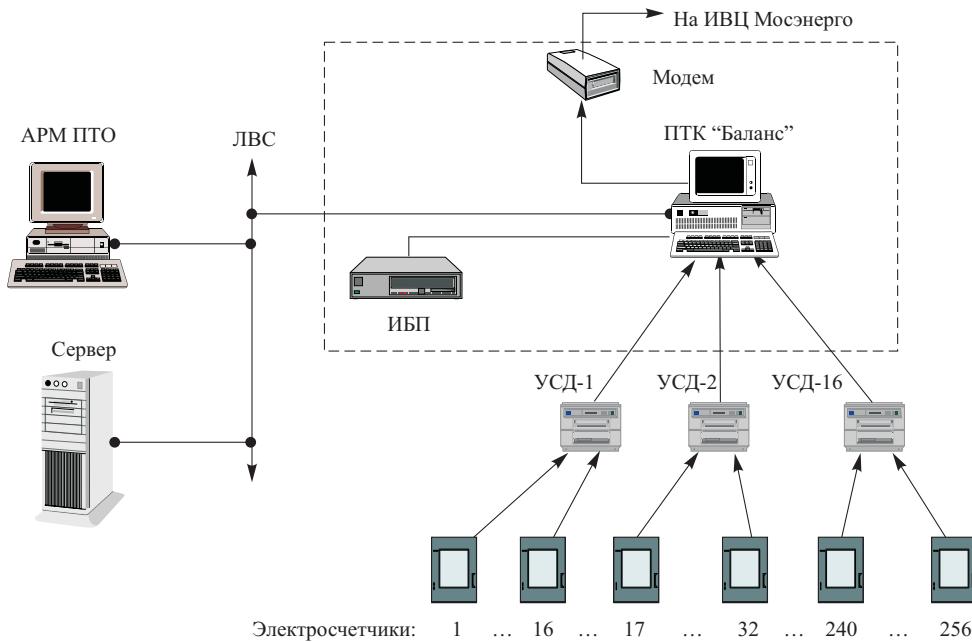


Рис. 4. АСУЭ “Баланс”: обозначения (см. рис. 3)

Выходы

1. Создание АСУЭ на действующих ТЭС в соответствии с нормативно-техническими документами [2] выполнить в полном объеме возможно, но с очень большими затратами на реконструкцию. По мнению авторов, типовую инструкцию по учету электрической энергии необходимо переработать для действующих, для вновь проектируемых и подлежащих реконструкции ТЭС, например, в части места установки дополнительных ТТ с необходимыми коэффициентами трансформации и ТН, которые обеспечат работу АСУЭ при всех режимах работы главной схемы электрических соединений ТЭС независимо от ее топологии. Внедрять АСУЭ с объемом автоматизации на действующих ТЭС возможно только на стадии реконструкции устаревшего основного энергетического оборудования.

2. Для АСУЭ, работа которых основана на числоимпульсной технологии, при использовании их на действующих ТЭС в схемах ОРУ с двумя системами рабочих сборных шин и третьей обходной для достижения полного уровня автоматизации необходимо либо установить дополнительно ТТ на ВЛ, либо использовать информацию о положении масляных выключателей и обходных разъединителей. Использование сигналов существующей телесигнализации о положении масляных выключателей, по мнению авторов, необходимо, так

как это позволит контролировать работу каналов связи и электросчетчиков.

3. Внедрение на действующей АСУЭ “Баланс” позволяет сохранить имеющиеся схемы кабельных и проводных соединений, обеспечить измерение энергии по 256 каналам учета, хранение и отображение полученной информации в виде, доступном для пользователя ПК.

Список литературы

- Гурторцев А. Л. Комплексная автоматизация энергоучета на промышленных предприятиях и хозяйственных объектах. – Современные технологии автоматизации, 1999, № 3.
- Загорский Я. Т., Курбангалиев У. К. Сборник нормативных и методических документов по измерениям, коммерческому и техническому учету электрической энергии и мощности. М.: Издательство НЦ ЭНАС, 1998.
- Инструктивные материалы Главгосэнергонадзора России. М.: АЗОТ “Энергосервис”, 1998.
- Гурторцев А. Л., Забелло Е. П. Семейство автоматизированных систем учета и контроля ИИСЭ3, ИИСЭ4. – Промышленная энергетика, 1992, № 7.
- Магазинник Л. Т., Кузнецов А. В. Принципы построения систем учета электроэнергии. В кн.: Оценка технического состояния электрооборудования энергосистем и определение перспектив надежной работы ЕЭС России. М.: Издательство НЦ ЭНАС, 1999,
- О повышении точности коммерческого и технического учета электроэнергии. Циркуляр № 1 – 99(Э) Департамента стратегии развития и научно-технической политики РАО “ЕЭС России” от 29 / II 1999 г.

Опыт разработки и применения на ГЭС электронных инструкций

Булавицкая Н. Ю., Рассовский В. Л., инженеры, Чачко А. Г., канд.техн. наук

Киевский институт автоматики – Днепрогидроэнерго

Электронные инструкции первоначально рассматривались как компьютерные аналоги обычных (бумажных) технологических инструкций. В дальнейшем было осознано, что этот продукт может дополнительно выполнять ряд других, не менее важных функций. Предлагаемый материал является также учебным пособием, он выступает как справочник, а в ряде технических ситуаций с успехом выполняет роль советчика оператора.

Таким образом, программный продукт является многоцелевым. Тем не менее, было решено сохранить его традиционное название – электронные инструкции (ЭлИн). Примеры ЭлИн приведены в [1].

Для Киевской ГЭС разработан и внедрен ряд электронных инструкций. Опыт разработки излагается в данной статье. Примеры взяты из инструкций “Ликвидация аварии в гидромеханической части Киевской ГЭС” и “Электрогенератор модернизированный”.

К настоящему времени установились основные составляющие ЭлИн, главные режимы программного продукта, а также требования к вычислительному оборудованию и программному обеспечению, которые позволяют подготовить ЭлИн и эксплуатировать их в цехах электростанций, на подстанциях и в условиях других энергопредприятий, например, в рамках учебно-тренировочных пунктов и центров.

Построение инструкций. На основе опыта разработчиков ЭлИн и эксплуатационников ГЭС выделены составные части, входящие в ЭлИн и приведенные в [таблице](#).

Рассмотрим подробнее состав ЭлИн.

Развитое оглавление возникает на основе подробной структуризации материала. Каждый пункт оглавления позволяет вызывать на экран с

Наименование	Основное назначение
Развитое оглавление	Позволяет удобно выбирать нужный работнику материал
Изложение материала	Сообщение работнику нужной информации в виде гипертекста
Контрольная часть ЭлИн	Служит для проведения экзамена
Управляющий механизм	Определяет формат экзамена и ход работы в режиме “программированное обучение”
Словарь понятий	Обеспечивает обращение на уровне отдельных понятий
Приложение, вспомогательный материал	Входит в ЭлИн с целью сократить и упростить основной текст

помощью “мыши” соответствующую часть материала, что повышает оперативность использования инструкции.

Изложение материала осуществляется в виде текста, сопровождающегося графическими изображениями. Это главная часть ЭлИн. Текстовая составляющая должна быть краткой, четкой, однозначной. Необходимо снять повторы и неоднозначности, усилить связь между пунктами материала за счет перекрестных ссылок. Предпочтение отдается рисункам.

Текст разделяется на отдельные пункты, каждому из которых дается заголовок. Все новые понятия выделяются, они же присутствуют в словаре понятий.

Примеры гипертекстов приводятся на [рис. 1](#) и [2](#). Бланк ОПД (т.е. указания Отклонения, его Причин и необходимых Действий) – это средство организации принятия работниками оперативных решений. Входящие в них деревья оценки ситуации (ДОС) описаны в [2].

Контрольная часть служит для проверки знаний работником данной инструкции и состоит из

Бланк ОПД №7

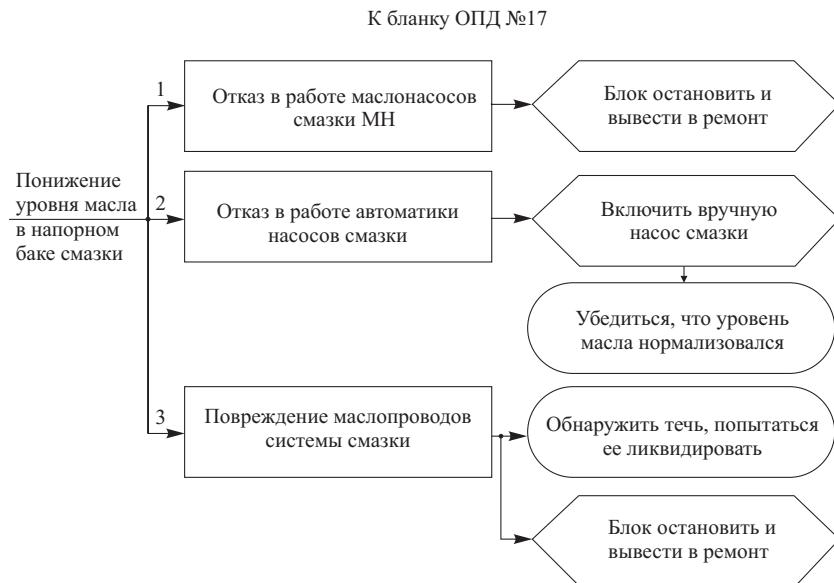
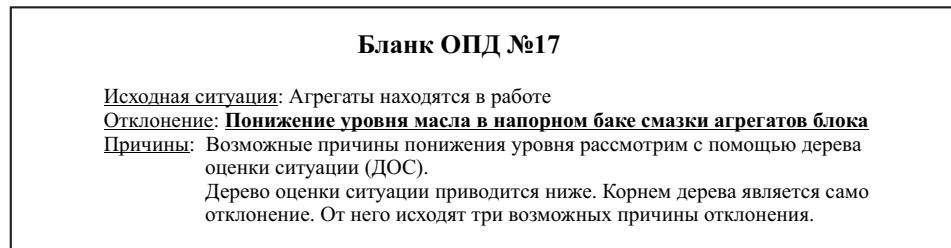
Исходная ситуация: Нормальный режим

Отклонение: Одновременно понижается уровень в баке МНУ и повышается уровень в баке смазки. Часто включается лекажный насос.

Причина: Нарушение работы маслоприемника

Действия: Осмотреть, имеется ли течь через маслоприемник
Немедленно остановить блок и вывести в ремонт агрегат

Рис. 1. ОПД простой

**Рис. 2. ОПД с ДОС**

вопросов, охватывающих весь материал. Опыт применения ЭлИн показал важность наличия в них развитой контрольной части. Вопросы, входящие в контрольную часть, для удобства включения их в состав экзамена целесообразно разделить на три – четыре группы, в частности, выделить вопросы, касающиеся устройства (конструкции) оборудования, и вопросы, связанные с режимом работы и ограничениями. В отдельную группу полезно собрать вопросы, относящиеся к нарушениям и отказам, а также предаварийным и аварийным ситуациям. Иногда, например, для атомных электростанций, необходима группа вопросов, связанных с поставарийным анализом состояния оборудования. Также особую группу образуют вопросы, касающиеся диагностических действий оперативного персонала и последовательности переключений оборудования, в частности, пуска его из различных состояний.

Например, в ЭлИн “Генератор” включено 40 вопросов, отражающих устройство агрегата, 56 вопросов по режиму его работы, в частности, по электрическим и тепловым характеристикам генератора, 35 вопросов, касающихся нарушений и отказов, а также 30 вопросов по пуску, выводу в резерв и полному останову генератора.

Управляющий механизм осуществляет случайный выбор вопросов из каждой группы и определение формата экзамена (числа предъявляемых ис-

пользуемому вопросов). Управляющий механизм также формирует итоговый протокол экзамена на каждого участника. Важную роль играет управляющий механизм в организации программированного обучения.

Словарь понятий позволяет вызывать входящую в ЭлИн информацию по именам объектов контроля и управления, названиям режимов или ситуаций. Словарь не является обязательной частью ЭлИн. Он полезен в наиболее сложных случаях. При этом в него включаются принятые на практике, но не используемые в инструкции сокращения или образные названия. Словарь содержит ссылки на другие ЭлИн, в которых раскрываются “внешние” по отношению к данной инструкции понятия.

Режимы эксплуатации. Основные режимы – это чтение инструкции, программируемое изучение, контроль знаний, работа в режиме “советчика”, редактирование материала, воспроизведение (распечатка) материала.

Управляющий механизм инструкции строится таким образом, что допускает движение вперед от кадра к кадру, возврат к пройденному (движение назад), вызов любого раздела по оглавлению, а также вызов материала по словарю понятий.

Особое значение имеет режим программированного обучения. Этот режим основан на проверке знаний по ходу обучения; в случае ошибок происходит возврат к предыдущему материалу, при-

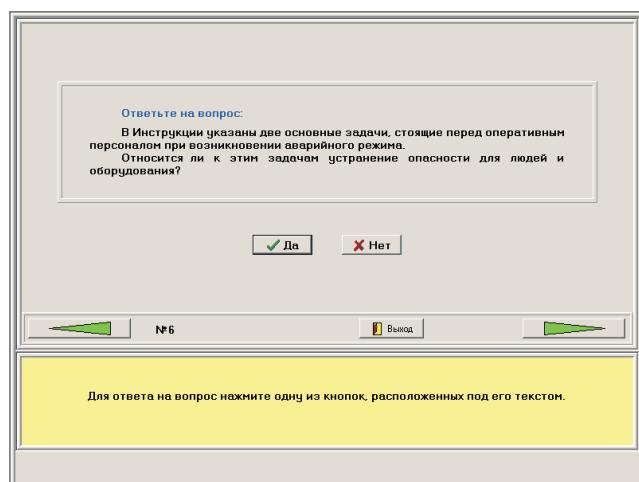


Рис. 3. Вопрос с двумя альтернативными вариантами ответа

чем, глубина возврата зависит от характера ошибки. Возможен также пропуск отдельных кадров (ускоренное обучение) в случае правильного ответа на вопросы.

В режиме “советчика” ЭЛин получает от оператора подтверждение каждого выполненного этапа работы. При этом иногда используются сценарии работы более подробные, чем предъявляемые при обучении (развернутые сценарии). Они же служат для проверки ответов в режиме экзамена. Если подтверждение не поступает вовремя, ЭЛин обозначает это нарушение мигающим светом и звуковым сигналом, а также запрещает дальнейшие действия.

Важен также режим редактирования материала. Прежде всего, производится проверка разрешения (доступа) лица, претендующего на редактирование. После редактирования дата и фамилия лица, производившего редактирование, заносится в Приложение ЭЛин и в дальнейшем служит для целей проверки корректности изменений, когда

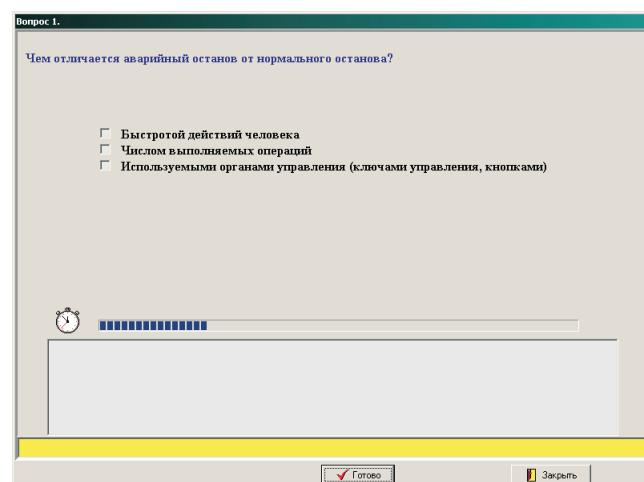


Рис. 4. Вопрос с несколькими альтернативными вариантами ответа

это требуется дирекцией ГЭС. Редактирование касается также контрольной части пособия, особенно расширения корпуса вопросов и набора возможных ответов.

Необходимо отметить, что воспроизведение (распечатка) материала пособия не требует привлечения каких-либо компьютерных ресурсов и касается всего гипертекста, исключая элементы, относящиеся к программированному обучению и, конечно, контрольную часть.

Контрольная часть. На данном этапе разработчики ЭЛин не предусматривают использование вопросов со свободным ответом обучаемого, так как для анализа таких ответов необходимы методы “искусственного интеллекта”. Вопросы должны требовать от человека выбора правильного ответа из предлагаемых альтернатив. Число альтернатив может ограничиваться двумя (варианты ответа “да” или “нет”), может содержать несколько возможностей и может, наконец, составлять целое поле (лнейку) значений, на котором работник на-

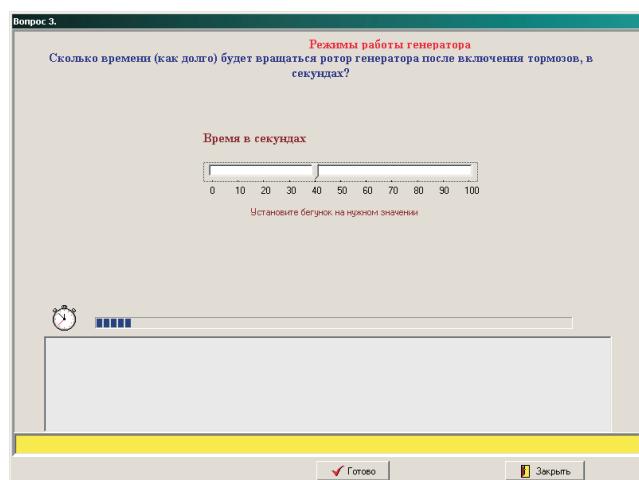


Рис. 5. Выбор на линейке значений

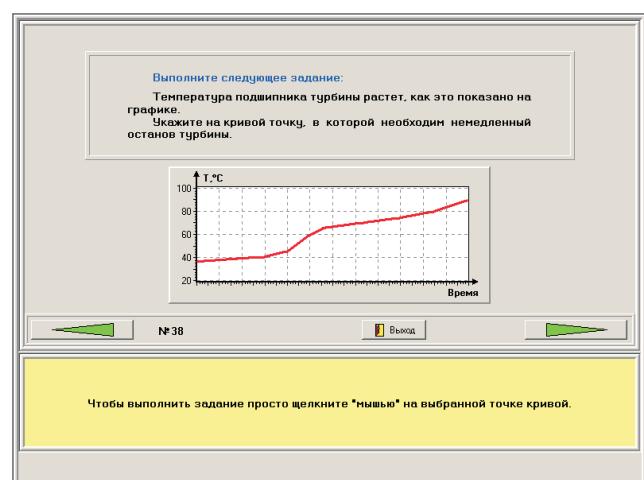


Рис. 6. Отметка на графике

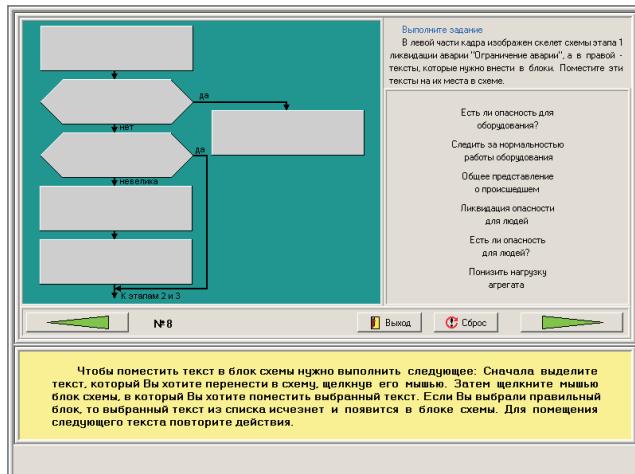


Рис. 7. Вопрос-задание на блок-схеме

ходит единственное значение. Рассмотрим каждый из типов вопросов.

Вопрос с двумя альтернативными вариантами ответа. Пример такого вопроса показан на [рис. 3](#). Как видим, малое число альтернатив позволяет работнику угадать правильный ответ, что снижает ценность данного типа вопросов.

Вопрос с несколькими альтернативными вариантами ответа. Пример такого вопроса показан на [рис. 4](#). Здесь один вариант ответа является правильным, а остальные - возможными (вероятными), правдоподобными. Если от испытуемого требуется выбрать определенное число, то другие числа, кроме правильного, должны также иметь смысл в данной ситуации. Нужно избегать включения в число альтернатив неправдоподобных, заранее ложных вариантов. Испытуемый не должен подозревать ЭлИн в глупости.

Выбор на поле возможностей. Широко используется выбор на линейке значений, когда предлагается линейка значений и требуется указать точное значение интересующей величины в данной ситуации. Пример такого вопроса показан на [рис. 5](#). Необходимо подвести бегунок к правильноому значению и "щелкнуть" мышью. На [рис. 5](#) это значение условно указано, а в действительности испытуемый должен определить его. Отметим, что выбор диапазона, охваченного линейкой значений, не должен подсказывать работнику правильный ответ.

Вопросы с ответами на линейке значений целесообразно ставить, когда дело касается геометрических размеров, массы, а также эксплуатационных параметров (уровней, температур, давлений, напряжений, интервалов времени). Одним из вариантов выбора на линейке значений является приведение графика изменения параметра во времени и требование указать такое значение на этом графике ([рис. 6](#)).

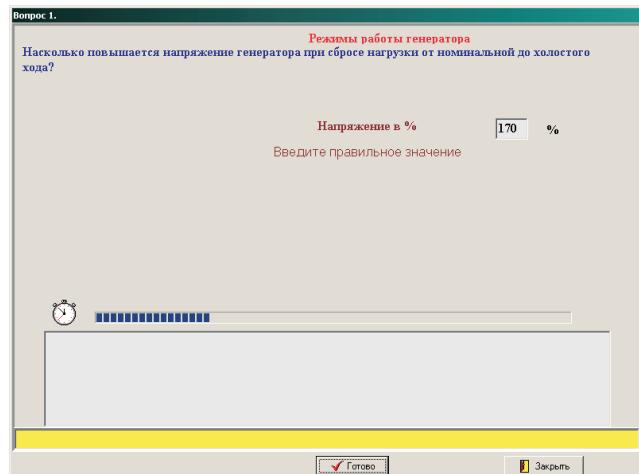


Рис. 8. Восполнение пропусков в тексте

В качестве поля возможностей может также выступать сопоставительная диаграмма с пропуском одного столбика. Соответствующий вопрос: "Укажите, пожалуйста, значение пропущенной величины". В гистограмме одно из значений может быть практически невозможным, вопрос: "Укажите, пожалуйста, где допущена ошибка и каково правильное значение величины?".

Роль "поля возможностей" может выполнять также таблица значений с пропусками или другой материал пособия. Конечно, указание на поле значения ограничивает набор возможных ответов, подсказывает испытуемому, упрощает задачу. Но не следует забывать возможности ограничения времени ответа, которое указывается в связи с каждым вопросом.

Наконец, отметим использование в качестве поля возможностей мнемонической схемы. Вопрос-требование может состоять в том, чтобы ликвидировать ошибочное соединение на схеме или установить на ней нужный элемент в нужном месте.

Широко используются вопросы в связи с блок-схемой действий или дерева решений. Эти методы описаны в [2]. Они находят все более широкое применение на электростанциях и подстанциях. В данном случае эти схемы используются в качестве поля возможностей для постановки вопросов. Конечно, предполагается, что предварительно работник изучил соответствующую схему или дерево.

На [рис. 7](#) показан такой вопрос-задание. Схема, изображенная слева, не имеет надписей ("слепая"), в правой части кадра приведены восполняющие тексты. Цель испытуемого – поместить тексты в правильные места на схеме.

Возможны другие варианты подобных заданий: тексты, кроме одного, находятся в схеме, необходимо заполнить пропуск; на правой части рядом с реальными альтернативными указаны ложные варианты, нужно не обращать внимания на помехи.

Вопросы с восполнением пропусков в тексте подразумевают ответ с помощью клавиатуры, чего по возможности надо избегать, ограничиваясь в качестве средства общения испытуемого с компьютером "мышью". Если, однако, использовать клавиатуру, то испытуемый может "впечатывать" в заранее подготовленный текст любые требуемые от него фрагменты, чаще всего, числа или слова.

Такой способ проверки знаний чрезвычайно расширяет возможности составителя вопросов. Пример показан на [рис. 8](#).

Требования к компьютеру. ЭлИн строятся максимально дружественными к пользователю. Не нужно требовать от машиниста гидравлической турбины серьезной компьютерной грамотности.

Требования к вычислительному оборудованию и программному обеспечению следует предъявлять с учетом реального уровня компьютеризации энергетических объектов. Это персональные компьютеры класса Pentium I.

Основным устройством взаимодействия с компьютером предполагается "мышь". Возможно также использование стандартной клавиатуры, однако его максимально ограничивают, что позволяет сделать работу обучаемого максимально однородной.

Что касается программного обеспечения, то используется операционная система Windows, причем, пригодна любая ее модификация, начиная с Windows 95.

Инструменты разработчика ЭлИн содержат дополнительно пакеты Delphi, Microsoft Office, а также графический пакет Corel Draw. ЭлИн занимает 8 – 10 Мб памяти, дистрибутив поставляется на одной – трех дискетах емкостью 1,44 Мб.

Список литературы

- Чачко А. Г. Электронные инструкции – инструмент повышения качества эксплуатации энергопредприятий. – Электрические станции, 1997, № 11.
- Чачко А. Г. Подготовка операторов энергоблоков. Алгоритмический подход. М: Энергоатомиздат, 1986.

О повреждении сварных соединений паропроводов острого пара и горячего промперегрева блоков 500 МВт

Гофман Ю. М., канд. техн. наук, Симановская Е. Ю., инж.

АО Свердловэнерго

В последнее время на паропроводах острого пара и горячего промперегрева блоков 500 МВт имеют место повреждения сварных соединений. Разрушения наблюдаются как по наплавленному металлу ([рис. 1](#)), так и по линии сплавления ([рис. 2](#)).

Исследованием поврежденных стыков установлено, что паропроводы выполнены из стали 15Х1М1Ф, сварные соединения – механизированной сваркой проволокой Св08ХМФА.

Известно, что сварка паропроводных труб производится с подкладным кольцом, для чего на тру-

бах выполняется проточка. Правилами оговаривается, что толщина стенки после проточки не должна быть меньше расчетной [1, 2]. Если с этой точки зрения произвести расчет поврежденных сварных соединений, то условия для стали 15Х1М1Ф выдерживаются. Однако, как отмечалось, сварные соединения имеют наплавленный металл по химсоставу типа 12Х1МФ. Фактическая толщина стенки в этом случае не соответствует

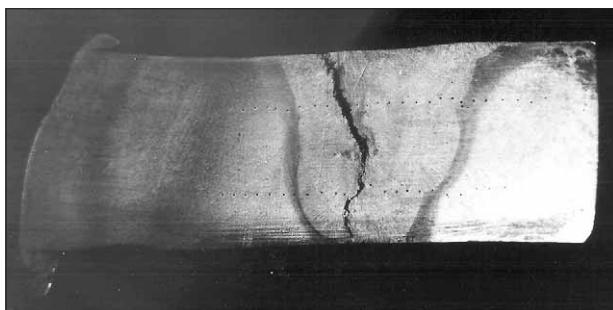


Рис. 1. Повреждение стыкового сварного соединения паропровода диаметром 720/677 мм, сталь 15Х1М1Ф, отработавшего 16 тыс. ч при 545°C

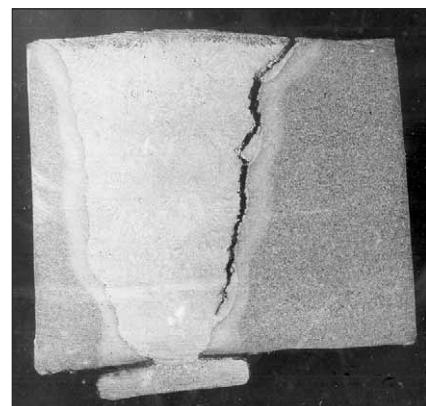
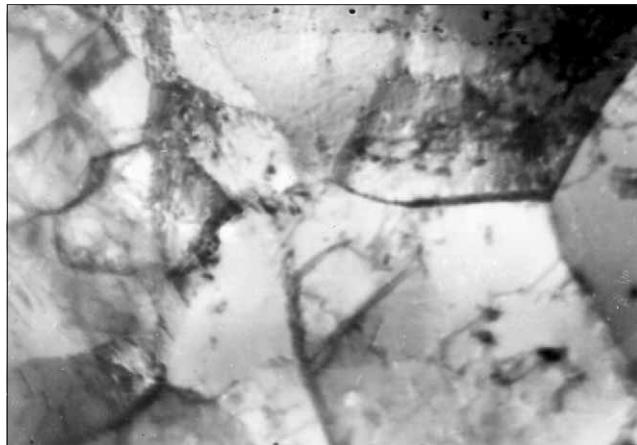


Рис. 2. Повреждение стыкового сварного соединения паропровода диаметром 273/183, сталь 15Х1М1Ф, отработавшего 125 тыс. ч при 545°C

Рис. 3. Дислокационная структура феррита, $\times 16000$

условиям прочности. Выборочные данные по трем сортаментам труб приведены в таблице.

Рассмотрим в качестве примера повреждение стыкового сварного соединения главного паропровода диаметром 377/257 мм, отработавшего 123,7 тыс. ч при температуре 545°C и давлении 25,5 МПа. Сварное соединение выполнено в заводских условиях механизированным способом сварки с использованием сварочной проволоки Св-08ХМФА. Повреждение стыка произошло по высокотемпературной границе зоны термовлияния. Длина продольной трещины составляет примерно 62% длины сварного шва. Трещина межкристаллитная, развилась с наружной поверхности вглубь трубного элемента, что позволяет оценить ее как трещину ползучести. В сварном соединении имеется проточка под подкладное кольцо. Фактическая толщина стенки в месте стыковки труб составляет 55 мм.

По результатам химанализа установлено, что наплавленный металл по химсоставу ближе к стали 12Х1МФ. Механические свойства наплавленного металла соответствуют действующим требованиям для электродов типа ЦЛ-20, которые близки по химическому составу проволоке Св-08ХМФА. Структура наплавленного металла мелкозернистая, ферритокарбидная. Карбидным анализом установлено, что примерно 70% молибдена и 80% ванадия находятся в карбидах. Оценка жаропрочности по горячей твердости показала, что наплавленный металл имеет меньшее ее значение, чем металл труб.

В наплавленном металле в зоне термовлияния вблизи наружной поверхности наблюдаются поры. Размеры отдельных пор 2 – 3 мкм. На 1/3 высоты от корня шва имеет место трещинообразование по границам зерен. Электронно-микроскопическое исследование дислокационной структуры феррита

Данные по сварным соединениям паропроводов энергоблоков 500 МВт

Диаметр труб, мм, рабочее давление, МПа	Время до повреждения, ч	Толщина стенки в районе сварного стыка, мм	Расчетная стенка для стали 15Х1М1Ф, мм	Расчетная стенка для стали 12Х1МФ, мм
377/257, $P = 25,5$	123 720	55	55,1	58,4
273/183 $P = 25,5$	124 926	41	39,9	42,3
720/676 $P = 4,0$	122 894	20,5	19,2	20,6

Примечание. Рабочая температура 545°C.

показало, что большая часть ферритных зерен фрагментирована. Фрагменты округлые с четкими границами и высокой плотностью дислокаций внутри фрагментов (рис. 3).

Расчет приведенных напряжений, исходя из фактической толщины стенки, показал, что напряжение в данном узле составляет 7,46 кгс/мм², в то время как номинальные допускаемые напряжения для стали 12Х1МФ – 6,95 кгс/мм², т.е. условия прочности не выдерживаются.

Нужно отметить, что при механизированной сварке наплавленный металл имеет дендритную (литую) структуру, т.е. уровень номинальных допускаемых напряжений следует брать 95% справочных данных для стали.

Таким образом, исследованием установлено, что разрушение связано с исчерпанием прочности.

Выводы

1. Разрушение сварных соединений из стали 15Х1М1Ф, эксплуатируемых на блоках 500 и 800 МВт, заваренных механизированной сваркой, связаны с исчерпанием прочности.

2. Для повышения надежности сварных соединений, заваренных механизированной сваркой, следует произвести замер толщины стенки в месте сварного соединения. Произвести расчет минимально допустимой стенки исходя из того, что предел длительной прочности $\sigma_{d,p}$ следует брать для стали 12Х1МФ. Сварные соединения, не удовлетворяющие условиям прочности, должны быть переварены или своевременно подвергнуты ВТО.

Список литературы

1. РТМ-1с-93. Сварка, термообработка и контроль трубных систем котлов и трубопроводов при монтаже и ремонте оборудования электростанций. М.: НПО ОБТ, 1994.
2. РД 10-249-98. Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды. – НПО ЦКТИ, 1999.

ХРОНИКА

Выставка – семинар “Водоподготовка и водно-химические режимы ТЭС-2001”

Белосельский Б. С., канд. техн. наук

МЭИ

В декабре 2001 г. в Москве на ВВЦ, в павильоне “Электрификация”, проходила выставка и научно-практический семинар по проблемам водоподготовки и водно-химических режимов на тепловых электрических станциях. Организаторами выставки-семинара были РАО “ЕЭС России” и Всероссийский теплотехнический институт (ВТИ). Открывая выставку, представитель Департамента научно-технической политики и развития РАО “ЕЭС России” отметил необходимость сосредоточить большее внимание на решении проблем водоподготовки и водно-химических режимов ТЭС, которые во многом определяют сегодня надежность и эффективность работы энергетического оборудования электростанций. Сейчас этими вопросами занимаются наряду с исследовательскими и проектными организациями различные фирмы и компании России и других стран СНГ, о чем свидетельствует широкий выбор продукции, экспонируемой ими на открывшейся выставке.

О современном состоянии водно-химических режимов и водоподготовки ТЭС говорилось во вступительном докладе сотрудника ВТИ Б. С. Федосеева – заведующего отделением водоподготовки института.

Свои экспозиции на выставке представили более 50 организаций, фирм, ЗАО, НПО, Научно-инженерных центров, что значительно больше, чем было на предыдущих тематических выставках аналогичного профиля. Свои достижения в области водоподготовки продемонстрировал Всероссийский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт атомного машиностроения (ГУП ВНИИАМ, Москва, тел. 150-8281). В институте разработано новое оборудование для технологии противоточного ионирования воды, серийно выпускаемых противоточных фильтров, созданы водоподготовительные установки малой производительности, внедряется оборудование для установок, работающих на принципе обратного осмоса. АО “Фирма ОРГРЭС” представила компактную и экономичную АСУ ТП водоподготовительной установки с компьютерным тренажером. АСУ ТП ВПУ предназначена для управления процессами подготовки воды для питания энергетических котлов и теплосети. Технические решения, применяемые при создании АСУ ТП ВПУ, обеспечивают ее экономичность, многофункциональность и компактность. ВТИ (Москва, тел. 275-3483) продемонстрировал усовершенствованную технологию парокислородной и пароводокислородной очистки, пассивации и консервации энергетического оборудования. В технологии не применяются органические и неорганические кислоты, ранее использовавшиеся для очистки котлоагрегатов, что де-

лает предлагаемую технологию экологически чистой, не загрязняющей водоемы.

ЗАО Интеравтоматика (Москва, тел. 275-6190) представило автоматизированную систему химконтроля и управления водно-химическим режимом энергоблока, испытанную на Псковской ГРЭС. Система АСХКУ реализована на базе приборов отечественного производства. ЗАО “НПКФ АКВИЛОН” (Москва, тел. 936-2074) продемонстрировало систему хроматографического анализа технологических вод “Стайер-А”. При минимальной трудоемкости пробоподготовки и небольших затрат на расходные материалы и реактивы точный количественный анализ всех нормируемых анионов, содержащихся в контролируемой воде, может быть получен в течение 15 мин. Центр водных технологий “КФ Центр” (Москва, тел. 482-1792) представил свои разработки различных технологических комплексов водоочистки, сборки автоматизированных систем, в том числе для:

умягчения, обезжелезивания, механической очистки воды, обеззараживания, удаления марганца и сероводорода;

коррекции различных параметров воды;
деминерализации воды.

АО “ЭНИН им. Г. М. Кржижановского” (Москва, тел. 955-3653) продемонстрировал технологии производства и применения углеродных сорбентов в энергетике. Сорбенты применяются в системах водоподготовки, очистке возвратных конденсаторов, сорбционной доочистке сточных вод ТЭС и промышленных предприятий. В ЭНИН создана аппаратурно-технологическая схема опытно-промышленной установки для плазмолихнологической переработки угля с получением полукокса в виде зернистого и активного порошкообразного углеродного материала, используемого в качестве высокоактивного адсорбента.

ЗАО “Виалта Иннотекс” (Москва, тел. 718-8777), являясь пионером в области разработок и производства отечественных расходов материалов для умягчения воды, продемонстрировало образцы таблетированной соли (хлористого натрия и хлористого калия) для регенерации ионообменных смол. Соль содержит дезинфицирующие препараты, которые одновременно с регенерацией смолы ее обеззараживают. ЗАО “Промышленно-инвестиционная компания “Энерготраст” (Москва, тел. 927-5052) продемонстрировало технологии акустической и ультразвуковой безреагентной обработки (очистки) адсорбентов и ионообменных смол, позволяющей увеличить срок их эксплуатации и снизить расход реагентов, в случае применения последних. Фирма

выпускает также аппараты для магнитной обработки воды типа АМБС.

АО “ЭКРОС” (Санкт-Петербург, тел. 325-3883) продемонстрировало выпускаемые им лабораторное оборудование и приборы для комплексного решения аналитических задач, чистые химические реактивы, индикаторы, стандарт-титры, лабораторные фильтры и другое лабораторное оборудование. Группа компаний “Национальные водные ресурсы” (Москва, тел. 913-2938) продемонстрировала выпускаемое ею водоподготовительное оборудование для объектов промышленного и бытового назначения, основанное на использовании мембранных технологий и обратного осмоса. Инженерный центр “Энергопрогресс” (Казань, тел. 193-688) продемонстрировал разрабатываемые им модернизированные технологии приготовления подпиточной воды тепловых сетей:

- с бикарбонатным режимом работы осветлителей;
- с коррекционной обработкой подпиточной воды ингибитором отложений минеральных солей ИОМС-1;
- с подкислением осветленной воды Н-катионированной водой после первой ступени обессоливания.

Предлагаемые технологии позволяют сократить расход поваренной соли и уменьшить сброс химически загрязненных стоков ТЭС. Фирма ООО “ИНЭКОТЭХ” (Санкт-Петербург) представило систему автоматического химико-технологического мониторинга повышенной надежности, которой оснащены энергоблоки ряда крупных ТЭС, в том числе Костромской ГРЭС (девять блоков), Невинномысской ГРЭС (два блока), Ново-Салаватской ТЭЦ и др.

НПП “Техноприбор” (Москва, тел. 374-5845) уже 10 лет как разрабатывает и производит аналитические приборы для контроля физико-химических параметров воды и водных растворов, являясь крупнейшим в России разработчиком и производителем приборов для энергетики. На выставку предприятие представило серию новых кондуктометрических приборов, в том числе образцовый кондуктометр КЦО-018, переносный микропроцессорный кондуктометр КПЦ-026, щитовые автоматические кондуктометры типа КАЦ-017ТК и КАЦ-037, щитовой концентратомер КАЦ-021 (свыше 30 вариантов шкал и градуировок), щитовой сигнализатор истощения Н-фильтров СИФ-031, щитовой сигнализатор присосов охлаждающей воды, секционированные конденсаторы мощных паровых турбин СПК-041. Кроме того, предприятие выпускает различные амперометрические (мембранные) приборы: переносные микропроцессорные водородомер и кислородомер; микропроцессорные pH-метры; фотооптические приборы (погружной сигнализатор уровня шлама в отстойниках СУФ-5 и др.).

Приборы кондуктометрического назначения, сигнализаторы, устройства подготовки проб для анализа, регулирующую и запорную арматуру продемонстрировало предприятие НПЦ Тулэнерго (Тула, тел. 261-254). ФНПЦ ГУП НПО “Аврора” (Санкт-Петербург, тел. 247-2311) продемонстрировало создаваемые им системы автоматического управления и контроля для объектов промышленной энергетики, включая атомные и тепловые электростанции, геотермальные электростанции, котельные. НПО “Аврора” обеспечивает пол-

ный, законченный цикл создания систем от стадии исследования и разработки до гарантийного и послегарантийного ремонта и обслуживания. Фирма “Альфа БАССЕНС” (Московская обл., г. Железнодорожный, тел. 362-7054) представила широкий выбор аналитических приборов, сенсоров и биосенсоров, предназначенных для решения разнообразных задач аналитического контроля в энергетике и других отраслях народного хозяйства. Приборами фирмы оснащены все ТЭЦ Мосэнерго, крупнейшие ТЭЦ и ГРЭС АО Тюменьэнерго и других энергосистем России. Приборы и устройства для автоматизации водно-химических режимов ТЭС и котельных экспонировало ООО “Взор” (Нижний Новгород, тел. 431-187). Оптические анализаторы жидкости, сигнализаторы-мутномеры, нефелометрические анализаторы жидкости представил Исследовательский центр “Уралсемикондактор” (Екатеринбург, тел. 426-471).

Различную измерительную технику в области ВПУ и ВХР ТЭС представили также НПО “Измерительная техника” (Москва, тел. 171-7374), ООО “Люмэкс Марин” (Санкт-Петербург, тел. 118-5390), ПК “Кварц” (Санкт-Петербург, тел. 552-9276), ЗАО “НПП Автоматика” (г. Владимир, тел. 276-290), ОАО “Теплоконтроль” (Смоленская обл., г. Сафоново, тел. 154-15), ООО “Люмэкс” (Санкт-Петербург, тел. 118-5390).

Зарубежные фирмы были представлены такими известными среди специалистов компаниями, как например, фирма “Дау-кемикэл”, предлагающая широкий спектр ионообменных смол, мембранные для обратного осмоса и технологию обработки воды “Апкор”, прошедшую положительное опробование на ТЭЦ-12 Мосэнерго, фирма RESINDION, являющаяся частью компании “Мицубиси кемикэл корпорейшен” и выпускающая на международный рынок ионообменные смолы и адсорбенты. Компания “Стилпейнт ГмбХ” продемонстрировала образцы антикоррозионных покрытий на основе однокомпонентных полиуретанов, отвечающих за счет влаги атмосферного воздуха. Покрытия, производимые фирмой, применяются на ряде объектов Тюменьэнерго и в других энергосистемах. “Научно-производственная компания “Восточная Украина” (Харьков, тел. 261-211) представила автоматизированные камерные фильтр-прессы типа ЧМ с поверхностью фильтрования от 2 до 500 м² на рабочее давление до 16 кгс/см². Белорусская фирма “Антех” (г. Гомель, тел. 534-274) представила серию приборов аналитического контроля водных сред и приборов для автоматизации контроля водно-химического режима водопаровых трактов ТЭС.

В течение 2 дней на выставке работал научно-практический семинар, на котором было заслушано и обсуждено более 50 докладов и сообщений. Ряд докладов был посвящен вопросам водно-химических режимов ТЭС и котельных, в том числе доклады: “Новые подходы к организации ВХР барабанных котлов” (Богачев А. Ф., ВТИ); “Применение систем химико-технологического мониторинга для оптимизации ВХР ТЭС” (Воронов В. П., Назаренко Н. Н. и др., МЭИ); “Влияние ВХР на электрохимические свойства жидких плёнок” (Поваров О. А., Петрова Т. И. и др., МЭИ); “Опыт создания и эксплуатации систем химико-технологиче-

ского мониторинга ВХР повышенной надежности (Преверзев Д. Д., Аринштейн В. Л. и др., ИНЭКО-ТЭХ); "Автоматизированные системы оперативного химического контроля и управления ВХР ТЭС (Живилова Л. М., ВТИ); "Применение пароводокислородных обработок для оптимизации водно-химических режимов ТЭС" (Манькина Н. Н., Журавлев Л. С. и др., ВТИ).

Значительное число докладов было посвящено вопросам водоподготовки на ТЭС, химическому контролю и новым приборам контроля, новым ионообменным материалам и сорбентам, новым решениям АСУ ТП процессов водоподготовки для ТЭС, защите оборудования от отложений и его коррозии, экологическим вопросам ВПУ и ВХР. Ряд докладов был посвящен вопросам совершенствования обслуживания ВПУ и ведения ВХР, повышению квалификации эксплуатационного персонала. Московский энергетический институт (кафедра технологии воды и топлива) представил эн-

цикlopедию физико-химических технологий в энергетике (автор В. Ф. Очков и др.): мультимедийные учебные курсы, тренажеры, расчетные методики. Содержащиеся в энциклопедии программные средства сертифицированы в РАО "ЕЭС России" и используются для обучения персонала химических и других цехов ТЭС приемам экономичной надежной и экологически чистой эксплуатации оборудования, а также используются при организации конкурсов профессионального мастерства. Программные средства энциклопедии работают под управлением Windows 95/98/ME/NT/2000 в среде TWT, зарегистрированной в Роспененте.

При подведении итогов семинара были отмечены его содержательность и высокий научно-технический уровень. В целом тематическая выставка "Водоподготовка и водно-химические режимы ТЭС", организованная РАО "ЕЭС России" и ВТИ, как семинар, проведенный на ее базе, получили высокую оценку участников и посетителей.

ИНСТИТУТ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ ГОСУДАРСТВЕННЫХ СЛУЖАЩИХ Российская академия государственной службы при Президенте Российской Федерации



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

Тел. (095) 953-2583

<http://www.ipkgos.ru>

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

кафедра **«Ремонт и модернизация
энергооборудования»**

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

(095) 953-0525

кафедра **«Эксплуатация электрических
станций и тепловых сетей»**

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

(095) 953-3871

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Потребление первичной энергии и структура топливопотребления в мире

Котлер В. Р., канд. техн. наук, Серков Д. Е., инж.

ВТИ

По данным “BP Amoco Statistical Review of World Energy 2000” в последнем году прошедшего столетия основными статьями потребления первичной энергии оставались нефть и нефтепродукты (40,5%), уголь (25%), газ (24%), а также ядерная энергия (8%) и возобновляемые источники (2,5%). Если же оценивать структуру топливопотребления для производства электроэнергии, то картина получается существенно другой: на уголь приходится 36%, на возобновляемые источники (включая ГЭС) – 21%, за счет сжигания газа и на АЭС было выработано по 17% всей электроэнергии, и за счет нефтепродуктов – 9% (рис. 1).

Возвращаясь к потреблению первичной энергии, следует отметить, что общее ее количество в конце века составило примерно 14 970 млн. т условного топлива, или 439 млрд. ГДж. Причем, потребление первичной энергии в мире было чрезвычайно неравномерным: на США и Канаду пришлось 3680 млн. т условного топлива в год (при мерно 12,2 т условного топлива на человека в год); на страны СНГ, Центральной Европы и Иран – 1800 млн. т условного топлива в год (4,4 т условного топлива на человека), а на Индию – 850 млн. т условного топлива в год (0,86 т условного топлива на человека).

Неравномерность потребления энергии сохраняется и в начале XXI в.: по данным журнала “Power” за апрель 2001 г. потребление электроэнергии

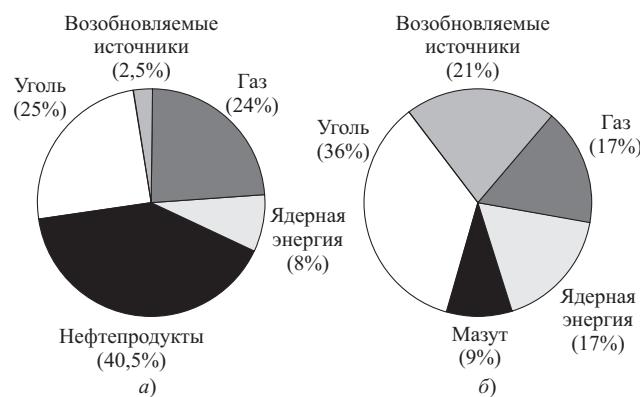


Рис. 1. Структура потребления первичной энергии в мире (а) и доля различных источников при производстве электроэнергии (б) по данным “BP Amoco Statistical Review of World Energy 2000” и “US DOE EIA International Energy Outlook 2000”

на 1 чел. в США составляет 11 800 кВт·ч/год, в Мексике – 1650 кВт·ч/год, а Китае – 850 кВт·ч/год.

Очень важно знать, что ждет человечество через 20, 50 и 100 лет в отношении потребления первичной энергии. Авторы “WEC Statement 2000” предложили свой прогноз в виде тройной диаграммы (рис. 2), на которой видно три вершины: уголь, (нефть + газ), (возобновляемые источники + атомная энергетика). Из диаграммы также видно, что за период с 1920 по 1970 г. осталась практически неизменной доля ГЭС (около 15%), снизилась (с 75 до 30%) доля угля и увеличилась (примерно с 8 до 55%) доля углеводородного топлива. После 1990 г. авторы предполагают возможность развития человечества по разным сценариям: A – интенсивный рост; B – средние темпы роста; C – замедленный рост, обеспечивающий снижение выбросов CO₂ в атмосферу от 6 млрд. т до 2 млрд. т в 2100 г. Предполагается, что общее потребление первичной энергии в период с 1990 по 2050 и по 2100 г. увеличится соответственно от 12,96 до 36,0 и до 64,8 млрд. т условного топлива по варианту A, по варианту B – от 12,96 до 28,8 и 50,4 млрд. т условного топлива, а по варианту C – от 12,96 до 20,2 и 30,2 млрд. т условного топлива соответственно. Подварианты A₁, A₂, A₃, C₁ и C₂

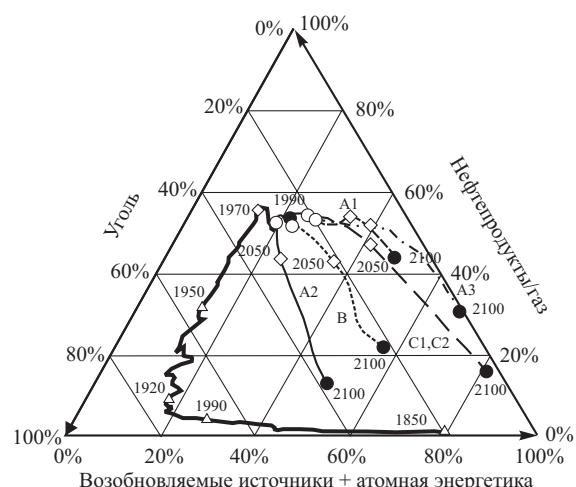


Рис. 2. Оценка структуры потребления первичной энергии при распределении ее между углем, нефтепродуктами и газом, ядерной энергией и возобновляемыми источниками: каждая точка обозначает баланс первичной энергии в том году, который указан рядом с точкой

отличаются структурой топливоиспользования и общим изменением добычи ископаемого топлива в период с 1990 по 2050 г. (таблица).

В дополнение к цифрам таблицы, основываясь на диаграмме рис. 2, можно отметить, что по всем сценариям к 2100 г. резко увеличится доля ядерной энергетики, а доля газа и мазута (особенно по сценариям A_2 , C_1 , C_2 и B) снизится до 12÷21%. По сценариям, обеспечивающим минимальные выбросы в атмосферу углекислого газа и диоксида серы (C_1 и C_2 , A_1 и A_3), предполагается снижение потребления угля до величины менее 10%.

Что касается ближайшей перспективы, то, по всей видимости, можно ожидать сохранения тенденций, наметившихся в последние 20 лет XX в.:

во всех промышленно развитых странах за период с 1980 по 1997 г. снизилась доля нефтепродуктов и увеличилась доля ядерного топлива в структуре выработки электроэнергии. Так, например, в Японии доля нефтепродуктов снизилась с 47,1 до 18,2%, а доля выработки электроэнергии на АЭС возросла с 14,4 до 31,0%. В Великобритании за тот же период доля нефтепродуктов снизилась с 11,7 до 2,4%, а доля энергии, генерируемой на АЭС, увеличилась с 13,0 до 28,5%. Еще убедительней пример Франции: доля выработки элек-

троэнергии на мазуте за 18 лет сократилась с 18,9 до 1,5%, а доля АЭС увеличилась с 23,8 до 79,3% суммарной выработки электроэнергии;

доля электроэнергии, вырабатываемой на ГЭС, во всех странах снизилась в связи с тем, что потенциал гидроэнергии в большинстве стран практически исчерпан и сохранение мощности ГЭС приводит к снижению их доли в общей выработке электроэнергии. Даже в такой богатой гидроресурсами стране, как Канада, доля ГЭС в структуре выработки электроэнергии сократилась с 67,3 до 61,1%, а в Японии, например, аналогичные цифры составили 15,4 и 8,7%, во Франции – 26,9 и 12,5% и т.д.;

почти во всех странах несколько увеличилась доля электроэнергии, вырабатываемой за счет нетрадиционных источников (солнечной энергии, ветроэнергетики, геотермальных ЭС и др.). Но как и прежде, эта статья энергетики не играет существенной роли и в большинстве стран составляет 1–2% суммарной выработки электрической энергии;

доля газа в структуре выработки электроэнергии в одних странах увеличилась (Италия, Великобритания, Япония), в других снизилась (Германия, Франция, США). Важно отметить, что новые

Характеристика трех сценариев развития мировой энергетики в период с 1990 по 2050 г.

Параметр	Базовое значение (1990 г.)	Сценарии					
		<i>A</i>			<i>B</i>	<i>C</i>	
		<i>A</i> ₁	<i>A</i> ₂	<i>A</i> ₃		<i>C</i> ₁	<i>C</i> ₂
Первичная энергия, млрд. т условного топлива	12,96	36,0	36,0	36,0	28,8	20,2	20,2
Структура производства первичной энергии, %:							
уголь	24	15	32	9	21	11	10
нефть	34	32	19	18	20	19	18
газ	19	19	22	32	23	27	23
ядерная энергия	5	12	4	11	14	4	12
возобновляемые источники	18	22	23	30	22	39	37
Использование ресурсов с 1990 по 2050 г., млрд. т условного топлива:							
уголь		296,6	393,1	227,5	279,3	180,0	177,1
нефть		427,6	375,8	352,7	316,8	259,2	259,2
газ		303,8	303,8	364,3	282	260,6	246,2
Структура потребления конечной энергии, %							
в твердом виде	30	16	19	18	23	20	20
в жидким виде	39	42	36	33	33	34	34
в виде электроэнергии	13	17	18	18	17	18	17
в виде централизованного отопления, газа и водорода	18	25	27	31	28	29	29
Выбросы в атмосферу:							
сера, млн. т S	59	54	64	45	55	22	22
углерод*, млрд. т. С	6	12	15	9	10	5	5

* Без учета неэнергетических выбросов CO₂, а также CO₂, используемого для повышения отдачи нефтеносных горизонтов.

мощности на природном газе – это, как правило, высокоэкономичные парогазовые установки (ПГУ) или пиковые газотурбинные установки (ГТУ). Кроме того, необходимость использования природного газа часто диктуется экологическими проблемами, как например, в штате Калифорния (США);

доля угля также в некоторых странах возросла (Япония, Канада, Австралия), в других – снизилась (Великобритания, Франция, Германия).

По прогнозам “Международного энергетического ежегодника”, опубликованного Энергетической информационной администрацией США, в течение ближайших лет основным видом топлива при выработке электроэнергии останется уголь: его доля, усредненная по всем странам мира, изменится с 36,8% в 1995 г. до 35,9% в 2015 г. При этом в абсолютных цифрах потребление угля возрастет на 6,3 млрд. ГДж (примерно 215 млн. т условного топлива).

Детальный прогноз по использованию твердого топлива опубликовал “World Coal Institute”. По данным этого института в 1999 г. суммарная добыча каменных углей в мире составила 3466 млн. т, а бурых углей и лигнитов – 879 млн. т. Ожидается, что в 2010 г. добыча угля превысит 5000 млн. т. Если темпы добычи сохранятся на сегодняшнем уровне, то доказанных запасов угля хватит более чем на 200 лет. Соответственно аналогичный показатель для нефти – 45 лет и для газа – 65 лет. Причем, около 70% всех запасов нефти и газа находится на Средний Восток и страны СНГ, а каменный уголь распределен более равномерно, его добывают более чем в 100 странах.

Основная масса добытого в 1999 г. каменного угля приходилась на первую десятку: Китай – 1029 млн. т, США – 914 млн. т, Индия – 290 млн. т, Австралия – 225 млн. т, Южная Африка – 224 млн. т, Россия – 163 млн. т, Польша –

112 млн. т, Украина – 81 млн. т, Индонезия – 74 млн. т, Казахстан – 56 млн. т.

Большая часть каменного угля используется для производства электроэнергии, на втором месте – металлургия, в которую направляются коксующиеся угли.

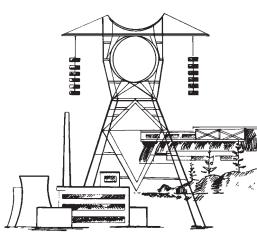
Во многих странах уголь является основой крупной энергетики. Так, например, в 1999 г. в Польше 96% всей электроэнергии было выработано на угле, в Южной Африке – 90%, в Австралии – 84%, в Китае – 80%, в Чехии – 71%, в Греции – 70%, в Индии – 68%, в США – 56%, в Дании – 52%, в Германии – 51%, а в среднем в 15 странах ЕС – 25%.

Ускоренными темпами растет международная торговля углем. В 1990 г. общий объем торговли углем составлял 387 млн. т (в том числе энергетическим углем – 215 млн. т), в 1999 г. соответствующие цифры поднялись до 521 и 333 млн. т.

По данным за 1999 г. главными экспортёрами энергетических углей (в миллионах тонн) являются: Австралия – 79,2; ЮАР – 63,7; Индонезия – 45,4; Китай – 30,5; Колумбия – 29,3; США – 23,9; Россия – 21,1; Польша – 17,5.

Список крупнейших импортеров угля по данным за 1999 г. выглядит следующим образом: 15 стран Западной Европы импортировали 115,5 млн. т энергетических углей; Япония – 70,9; Республика Корея – 35,0; Тайвань – 31,8; Германия – 23,3 и Великобритания – 12,9 млн. т.

Главной проблемой, которую приходится преодолевать при использовании угля на ТЭС, остается загрязнение атмосферного воздуха выбросами кислотообразующих газов (NO_x и SO_2), а также твердыми частицами. Однако успешная реализация демонстрационных проектов по американской программе “Clean Coal Technology” позволяет надеяться, что экологические характеристики угольных энергоблоков в скором времени не будут уступать характеристикам ПГУ на природном газе.



Уважаемые господа!
Мы с удовольствием опубликуем на
страницах, обложке и рекламных вклейках
нашего журнала Вашу рекламу!

Рекламный материал присылайте в редакцию, сопроводив его гарантийным письмом с указанием платежных реквизитов. При необходимости наш дизайнер выполнит макет Вашей рекламы.

Расценки на публикацию рекламы можно узнать в редакции.
 Тел/факс (095) 234-7417, тел. 234-7419, 275-0023, доб. 21-66,
 E-mail: tis@mail.magelan.ru

Наша цель – Ваш успех



 ИЗДАТЕЛЬСТВО ИнформЮнион

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

"Оптовая торговля – Оптовые поставщики" – межрегиональный общероссийский справочник для руководителей предприятий и фирм, служб маркетинга и сбыта. Он содержит подробную информацию о 20000 предприятиях и фирм (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 ведущих предприятий и фирм (производственных и торговых), которые занимаются поставками разных видов оборудования.

www.i-union.ru

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор ОЛЬХОВСКИЙ Г.Г.

АНТИПОВ К.М. (зам. главного редактора), ВОЛКОВ Э.П., ДЕНИСОВ В.И., ЗОТОВ В.М., КОРНИЕНКО А.Г.,
КОЩЕЕВ Л.А., ЛОШАК С.Б., ЛЯШЕНКО В.С., НЕКЛЕПАЕВ Б.Н., НЕЧАЕВ В.В., ОБРАЗЦОВ С.В.,
ОРФЕЕВ В.М., ОХОТИН В.Н., ПРУШИНСКИЙ Б.Я., РЕМЕЗОВ А.Н., РЕШЕТОВ В.И.,
САВВАИТОВ Д.С., СЕДЛОВ А.С., СОЛОВЬЕВА Т.И., ФЕДОСЕЕВ Б.С., ШИРОКОВА М.И.

РЕДАКЦИЯ

Зам. главного редактора Соловьев Т.И.
Ответственный секретарь Широкова М.И.
Научный редактор Шишорина Г.Д.
Литературный редактор Евсеева В.Н.
Секретарь редакции Васина С.А.
Компьютерный набор Коновалова О.Ф.

Раздел "Энергохозяйство за рубежом"
Научные редакторы: Алексеев Б.А., Котлер В.Р.

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

115280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23

Телефоны: редакции (095) 234-7417, 234-7419
275-0023, доб. 21-66
главного редактора (095) 275-3483
Факс (095) 234-7417

Internet: <http://www.energy-journals.ru>
E-mail: tis@mail.magelan.ru

Сдано в набор 31.05.2002. Подписано в печать 28.06.2002. Формат 60×84 1/8.

Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Печ. л. 9. Тираж 1750. 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"