

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Каширской ГРЭС – 90 лет!

Обобщение результатов освоения первого отечественного энергоблока на сверхкритические параметры пара для использования при развитии угольной электроэнергетики России

Освоение и эксплуатация блока № 3 Каширской ГРЭС

Опыт эксплуатации бездеаэрационной тепловой схемы блока 330 МВт ст. № 3 Каширской ГРЭС

Опыт внедрения установки СНКВ на энергоблоке 330 МВт Каширской ГРЭС

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Разработка предложений по управлению перспективным спросом на электроэнергию в Сочинском энергорайоне

Разработка и внедрение устройств автоматического ограничения перегрузки линий

Развитие систем мониторинга переходных режимов в ЕЭС России

Алгоритм обработки синхронизированных векторных измерений параметров режима энергосистемы

Анализ функционирования устройств АЛАР "по углу" при совпадении электрического центра качаний с местом его установки

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

О диагностических признаках наличия жидкости в центральной расточке роторов

Плавучая речная насосная станция типа РН-23 Уфимской ТЭЦ-2

ХРОНИКА

Новости Министерства энергетики России

Новости электротехнических и электроэнергетических компаний

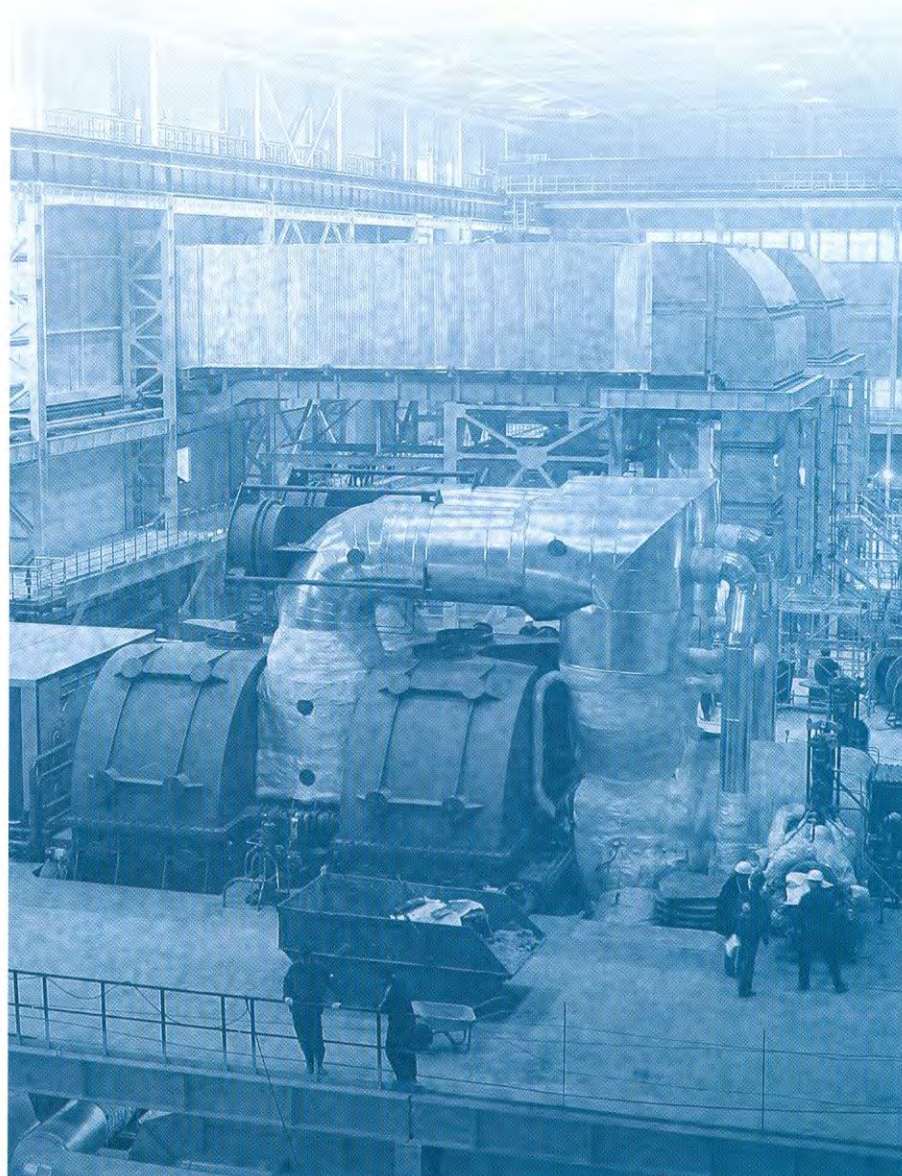
Конференции, выставки, совещания

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

ISSN 0201-4564

2012 6



Освоение и эксплуатация блока № 3 Каширской ГРЭС

- Торхунов С. Ф., Каширская ГРЭС
- Шварц А. Л., доктор техн. наук, ОАО “Всероссийский теплотехнический институт” (ВТИ)
- Авруцкий Г. Д.¹, канд. техн. наук, ОАО “Всероссийский теплотехнический институт”
- Вербовецкий Э. Х., ОАО “Всероссийский теплотехнический институт”
- Бокша А. К., ОАО “Всероссийский теплотехнический институт”
- Верещитин В. А., ОАО “Всероссийский теплотехнический институт”
- Сомов А. А., ОАО “Всероссийский теплотехнический институт”
- Чугреев А. А., ОАО “Всероссийский теплотехнический институт”

Приведены первые результаты освоения и эксплуатации пылеугольного блока 330 МВт на Каширской ГРЭС. Показано, что основные показатели близки к проектным. Выделены оставшиеся нерешёнными проблемы.

Ключевые слова: ГРЭС, котёл, турбина, генератор, газ, уголь, схема, топка, выбросы, ротор, расчёт, трубы.

Впервые в России на Каширской ГРЭС в рамках техперевооружения пылеугольный дубль-блок мощностью 300 МВт, принятый в эксплуатацию ещё в 1968 г., замещён новым мощностью 330 МВт. В состав дубль-блока ст. № 3 Каширской ГРЭС входят:

двухкорпусный паровой котёл Пп-1050-25-545 КГЖ (П-50Р) производства ОАО “ЗиО-Подольск”; паровая турбина К-330-240-2 М (Ленинградский металлический завод, филиал ОАО “Силовые машины”);

асинхронизированный генератор типа ТЗФСУ-320-2УЗ (“Электросила”, филиал ОАО “Силовые машины”).

При техперевооружении энергоблока № 3 было принято решение сохранить каркас котла и фундамент-плашку турбины, регенеративные воздухоподогреватели (с заменой набивки пакетов на интенсифицированную).

Блок был введён в эксплуатацию в декабре 2009 г. и к настоящему времени проработал 9515 ч и выработал 2346 млн. кВт·ч.

На рис. 1 представлена принципиальная тепловая схема и тепловой баланс для максимального (105%) режима работы блока, который был рассчитан в ВТИ при проектировании блока по данным производителей котла и турбины.

Пусковая схема энергоблока – бездеаэрационная, однобайпасная с применением полнопроходного сепаратора на котлоагрегате.

Минимальная длительная нагрузка блока при работе на пыли – 70%, при работе на природном газе – 60%.

Головной котёл П-50Р (Пп-1050-25-545 КГЖ), как и прежний П-50, прямоточный, с промперегревом и уравновешенной тягой, состоит из двух сим-

метричных корпусов П-образной компоновки с топкой без пережима с жидким шлакоудалением, предназначен для сжигания как кузнечного тощего угля, так и природного газа.

В отличие от старого котла П-50, новый котёл П-50Р (рис. 2), помимо увеличенной на 11% паропроизводительности, оснащён L-образными двухсветными экранами (“щёками”) сверху топки. Вместо горизонтальных ширм установлены две ступени вертикальных: первая – в горизонтальном газоходе до перевала, вторая – в поворотной камере, нависая над конвективным пароперегревателем (КПП). Топка и горизонтальный газоход имеют газоплотное экранирование цельносварными мембранными панелями.

Далее представлены основные расчётные параметры работы котла при 100%-ной нагрузке.

Паропроизводительность котла (номинальная), т/ч	2 × 525 = 1050
Давление первичного (острого) пара на выходе, МПа	25,0
Температура первичного пара на выходе, °С	545
Расход вторичного пара, т/ч	840
Температура вторичного пара, °С:	
на входе	295
на выходе	545
Давление вторичного пара, МПа:	
на входе	4,09
на выходе	3,85
Температура питательной воды на входе, °С	276 – 279
Давление питательной воды на входе, МПа	30,41
Расход топлива полный:	
угля (при сжигании угля и газа), т/ч	2 × 53,55 = 107,1

¹ Авруцкий Георг Давидович: avruckij@rambler.ru

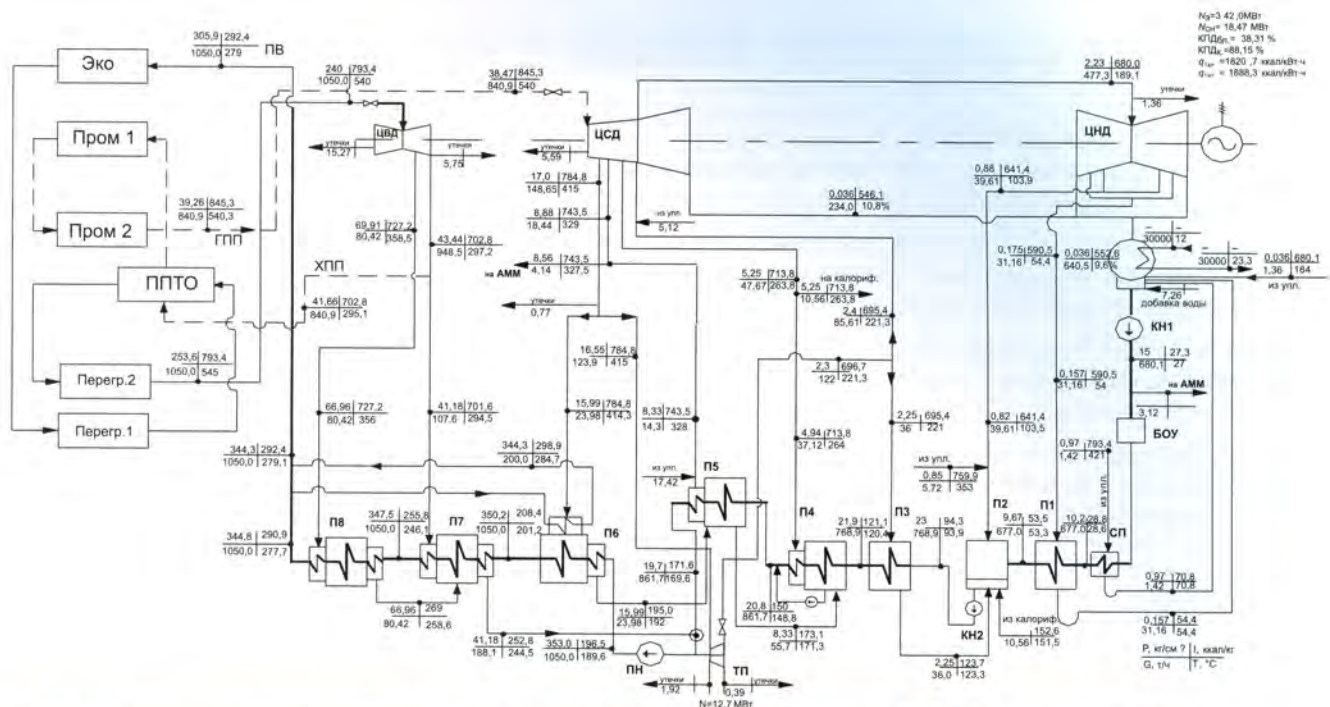


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема и тепловой баланс блока К-330-240 ст. № 3 Каширской ГРЭС

газа (при сжигании угля и газа), м ³ /ч	2 × 6400 = 12 800
газа, м ³ /ч	2 × 40 350 = 80 700
Гарантийный КПД котла (брутто), %:	
при сжигании угля и газа (15% по теплу)	88,2
при сжигании газа	93,9

Новый котёл, по предложению ВТИ, имеет призматическую топочную камеру без пережима с одноярусным расположением более мощных пылегазовых горелок, сбросные сопла перенесены с боковых стен на фронтальную и заднюю стены топки и размещены над горелками. Для снижения выбросов оксидов азота применено трёхступенчатое сжигание угольной пыли (reburning) и двухступенчатое сжигание с рециркуляцией дымовых газов в горелки при работе на газе. Вместо встроенного установлен полнопроходный растопочный сепаратор конструкции ВТИ – ЗиО. Котёл оборудован системой подачи пыли высокой концентрации (ППВК) в горелки от аэропитателей.

Топка котла имеет шесть пылегазовых вихревых горелок на корпус, расположенных встречно на фронтальной и задней стенах в один ярус на отметке 9,5 м. Горелка (рис. 3) имеет четыре кольцевых канала горячего воздуха: центральный, газовых сопел, внутренний и периферийный. Центральный, внутренний и периферийный каналы снабжены аксиальными лопаточными завихрителями, причём лопатки завихрителя в периферийном канале имеют регулируемую (поворотную) выходную часть. Горелка – двухколлекторная по природному газу. При работе котла на газе в воздух к горелкам подмешиваются дымовые газы ре-

циркуляции, коэффициент рециркуляции равен 0,15.

На отметке 17 м над сбросными соплами установлены 12 восстановительных сопел (“газовые инжекторы”), в которые для создания зоны восстановления NO при сжигании пыли подаётся природный газ (его доля по теплу – до 15%) в смеси с дымовыми газами рециркуляции (коэффициент рециркуляции – до 0,15), отбираемыми за экономайзером. При работе на природном газе эти сопла охлаждаются воздухом. Для дожигаания продуктов неполного сгорания и снижения механического недожога выше установлены 12 сопел третичного дутья. Теоретически необходимое количество воздуха при сжигании 1 кг угля – 0,22 V⁰, 1 м³ природного газа – 0,2 V⁰. Оси всех сопел наклонены вниз на 15° к горизонтали.

В опускном газоходе котла за КПП последовательно по ходу дымовых газов расположены конвективные подогреватели вторичного пара КВП-2, -1 и водяной экономайзер (ВЭ). Подогрев воздуха, подаваемого в котёл, производится в регенеративных воздухоподогревателях (два на корпус). Уходящие газы после электрофилтра фирмы Alstom и дымососа выбрасываются через существующую дымовую трубу, общую для котлов всех трёх пылеугольных энергоблоков ГРЭС.

Поскольку новый котёл установлен в те же габариты, что и типовые котлы П-50, массовые скорости среды в экранах имеют повышенные значения. Для уменьшения гидравлического сопротивления экранной системы боковые экраны средней радиационной части (СРЧ-2) котла выполнены не

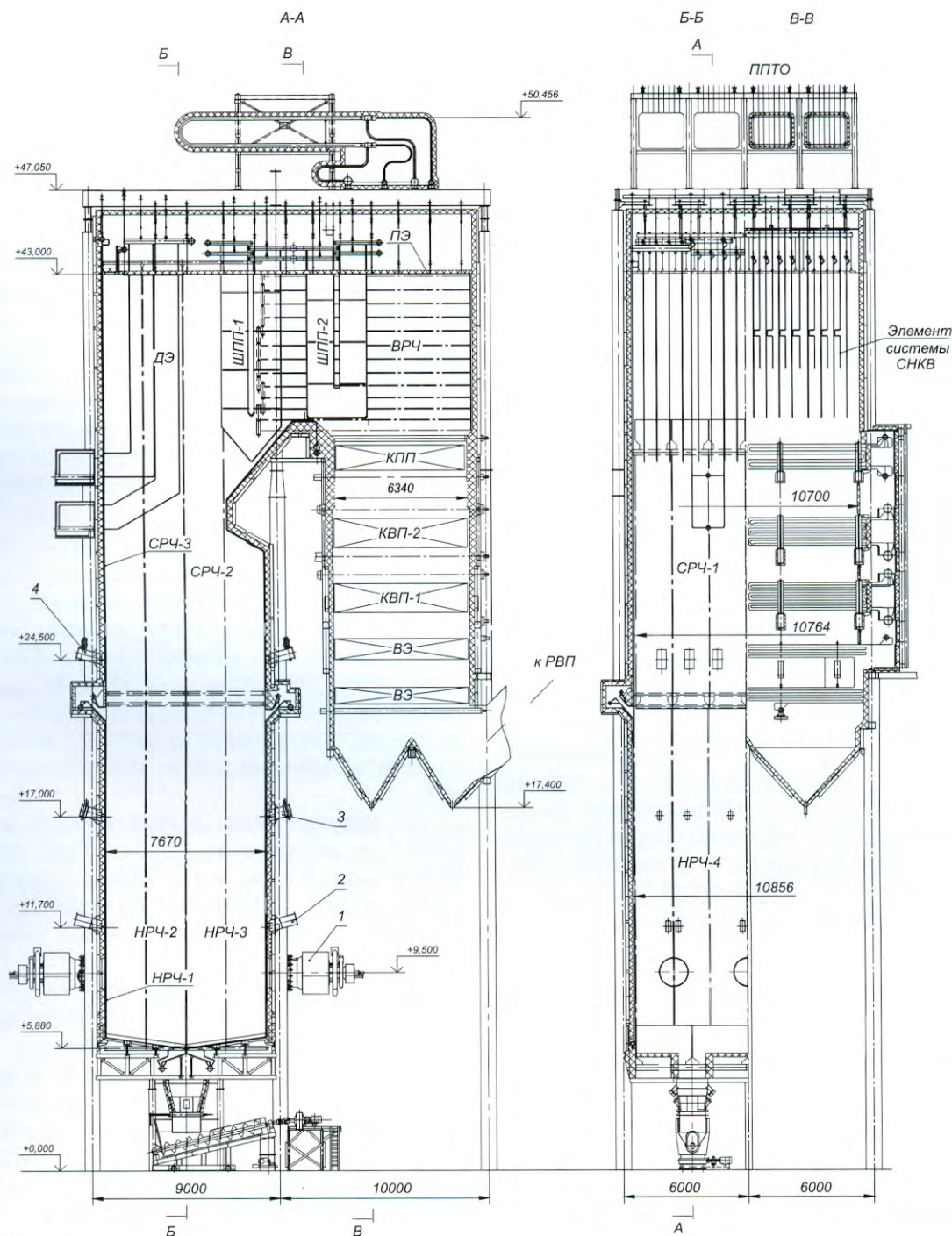


Рис. 2. Паровой котёл П-50Р:

1 – основная горелка; 2 – сбросное сопло; 3 – газовый инжектор; 4 – сопло третичного дутья

с последовательным, а с параллельным включением в тракт.

Гидравлическая схема парогенерирующей части котла П-50Р, разработанная ВТИ совместно с ЗиО, имеет дополнительные узлы смешения, что делает возможным работу энергоблока в режимах пусков и разгрузок на скользящем докритическом давлении во всём пароводяном тракте котла.

Кроме того, впервые в отечественном котлостроении применены полнопроходные пусковые сепараторы (ППС) с верхним выходом пара конст-

рукции ВТИ – ЗиО и сливным коллектором (СК), в котором автоматически поддерживается уровень сепарированной воды. Это повышает надёжность элементов пароперегревательной части котла при пусках, так как исключает возможность попадания влаги в пароперегревательные поверхности нагрева и возникновения водяных “пробок”, приводящих при применении типовых сепараторов в ходе пуска к опасным теплосменам, вызывающим повреждения труб этих поверхностей нагрева. Измерение уровня воды в сливном коллекторе сепара-

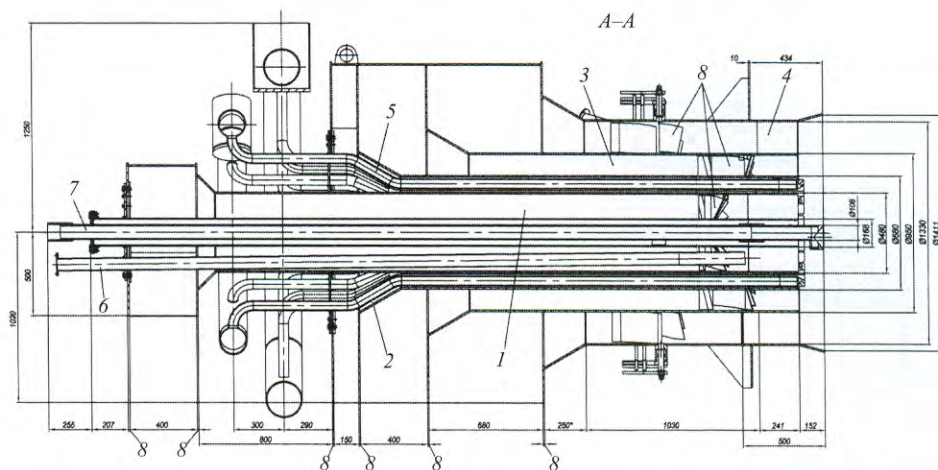


Рис. 3. Горелка пылегазовая:

1 – центральный канал; 2 – канал с газораздающими трубками; 3 – внутренний канал; 4 – наружный (периферийный) канал; 5 – газораздающая трубка; 6 – труба под запальник ЗЗУ; 7 – труба ППВК; 8 – лопаточные завихрители

тора при пусках даёт импульс для регулирования сброса воды в растопочный сепаратор блока, а это, в свою очередь, впервые позволяет автоматизировать пуски.

В котле нет никаких средств очистки поверхностей нагрева от золошлаковых отложений.

Для снижения концентрации NO_x до нормативного уровня (570 мг/м^3), в дополнение к трёхступенчатому сжиганию пыли, перед ширмами II ступени установлена система селективного некаталитического восстановления оксидов азота (СНКВ).

На котле сжигается кузнецкий тощий уголь. Его состав и усреднённая характеристика приведены далее.

K_2O	2	1,7
Na_2O	1	0,9
TiO_2	1	1,0
Температура начала нормального жидкого шлакоудаления $t_{\text{нж}}$, °С	1580	1580

Иногда попадает уголь с более тугоплавкой золой.

Со времени ввода в эксплуатацию в декабре 2009 г. и до февраля 2012 г. блок проработал 9180 ч, при этом на угле: 2500 ч – корпус № 3А, 860 ч – корпус № 3Б. В этот период были проведены работы по наладке котла при сжигании природного газа и угля.

Выяснилось, что направление закрутки воздуха в горелках не соответствует стандарту [1]. Это может привести к ухудшению условий стекания жидкого шлака по боковым экранам и увеличить образование оксидов азота. Кроме этого, при футеровке ошпированных топочных экранов использовалась огнеупорная масса марки МШК-1400, максимальная температура применения которой составляет 1400°C , что не обеспечивает надёжную работу набивной массы и шипов экранных труб, особенно при сжигании природного газа. Осмотр топки при остановках котла показал, что значительные участки экранов не имеют шлакового покрытия, огнеупорная масса отвалилась вместе со шлаком, в результате оголилась торцевая часть шипов.

На начальном этапе работы котла при сжигании природного газа выявилось обгорание пыле-раздающего узла (выходной части пылеугольных форсунок) горелок. В связи с этим он был заменён на изготовленный из более жаростойкой стали и при работе котла на газе организовано его охлаждение воздухом от компрессоров системы ППВК.

Из-за недостатка места в котельном отделении ещё на этапе проектирования было решено отказаться от золоочистки газов рециркуляции перед

	Проектный уголь	Сжигаемый уголь
Элементарный состав органической части, %:		
влажность W_t^r	8,0	7,0
зольность A^r	18,4	17,94
углерод C^r	64,91	67,6
водород H^r	2,8	3,1
сера S^r	0,3	0,36
азот N^r	1,47	1,6
кислород O^r	4,12	2,4
Низшая теплота сгорания Q_t^r , МДж/кг (ккал/кг)	24,39 (5820)	25,48 (6080)
Выход летучих на горючую массу V^{daf} , %	8 – 14	14,2
Тонкость помола R_{90} , %	6	5
Химический состав золы, %:		
SiO_2	57	57,3
Al_2O_3	27	26,2
Fe_2O_3	6	8,5
CaO	4	3,2
MgO	2	1,2

дымососом рециркулирующих газов (ДРГ). В результате при сжигании угля большое количество золы скапливалось в газоходе перед регулирующим клапаном ДРГ, вызывая износ уплотнений, а позднее и лопаток рабочего колеса.

Были выявлены неравномерности распределения горячего воздуха между коллекторами фронтальных и тыльных горелок и между горелками по ширине котла (по длине коллекторов). Хотя на входе в каждый канал горелки, в каждый инжектор и сопло третичного дутья имеются регулирующие клапаны, использовать их для выравнивания потоков не удаётся из-за недостаточного напора дутьевых вентиляторов (ДВ), не обеспечивающих даже проектного значения коэффициента избытка воздуха перед ВЭ при работе на угле. При полностью открытых клапанах на воздушном тракте давление воздуха перед горелками гораздо ниже проектного (500 – 800 Па, или 50 – 80 мм вод. ст.).

Несмотря на имеющиеся трудности, были определены основные показатели котельной установки при сжигании угля и газа.

Как правило, блок работал с ежесуточной нагрузкой до 230 МВт. Был период, когда блок в течение достаточно длительного времени работал на минимальной мощности с двумя подъёмами до 330 МВт на 1 – 2 ч в утренний и вечерний пики нагрузки сети.

Экономичность сжигания угля оказалась выше проектной. Среднее содержание горючих в уносе $C_{гун}$ составило 8 – 9%, что соответствует потере тепла от механического недожога $q_4^{ун}$ менее 2%. Это в два раза ниже принятого в проекте значения q_4 .

Горение пылеугольного факела – устойчивое без подсветки природным газом во всём регулируемом диапазоне от 330 до 230 МВт (100 – 70% номинальной нагрузки). Максимальная температура факела (над горелками) при паропроизводительности, близкой к номинальной, составляла 1750 – 1800°C. Это свидетельствует о раннем воспламенении пылеугольного факела и интенсивном горении угольной пыли в зоне активного горения (ЗАГ).

За счёт трёхступенчатого сжигания угольной пыли приведённая концентрация NO_x снижена до 750 – 800 мг/м³ при коэффициенте избытка воздуха α перед ВЭ, близком к проектному – 1,27.

Температура факела над летками достигала 1720 – 1780°C, что достаточно для обеспечения нормального жидкого шлакоудаления.

Выход шлака ухудшался при сепарации пыли на под, видимо вследствие пульсаций в подаче топлива в горелки, которые наблюдались визуально. При короблении конического насадка периферийного канала горелки и росте шлакового козырька над ней искажается аэродинамика факела. В результате за 10 – 12 дней летки затягивались шлаком. Были предложены мероприятия для повыше-

ния температуры факела над летками в период прохождения минимума нагрузки блока.

Второй причиной ограничения рабочей кампании котла являлось скопление золы на перевале горизонтального газохода и в конвективном пароперегревателе, сопровождавшееся повышением температуры металла в некоторых точках змеевиков КПП выше допустимого значения. Зола скапливается в той части КПП, которая находится под ширмами II ступени. По-видимому, зола стряхивается с ширм и падает вниз. Здесь же находится слабопроточная часть сечения опускного газохода.

Загрязнение ширмовых пароперегревателей может быть связано с повышением температуры газов на выходе из топки, возможном при ступенчатом сжигании. Характеризующая его зависимость температуры газов на выходе из топки от доли третичного воздуха и соответствующая поправка к параметру М, определяющему распределение температуры по высоте топки, регламентируемые нормативным методом [2], не были, к сожалению, учтены при проектировании.

Значительная неравномерность в распределении температуры газов перед ширмами была выявлена при математическом моделировании работы топочной камеры горизонтального газохода [3]. Это может быть связано с неблагоприятным сочетанием направлений крутки горелок по ширине топки, а также с несимметричным расположением сбросных сопел от основных и резервной систем пылеприготовления при том, что в топке обеспечивалось глубокое выгорание угольной пыли, а шлакования топочных экранов не наблюдалось: по данным осмотров, они находятся в эксплуатационно-чистом состоянии. В настоящее время проводятся исследования влияния режима работы топочно-горелочного устройства на загрязнение ширмовых поверхностей нагрева.

Подготовка угля к сжиганию осуществляется в трёх однотипных системах пылеприготовления (СПП) с ШБМ 370/850 и промежуточными бункерами пыли, установленными на котле по проекту, выполненному специалистами ОАО “ИК “ЗИО-МАР” и ОАО “Институт Теплоэлектропроект”.

В отличие от СПП котлов П-50 Каширской ГРЭС (ст. № 1 и 2), модернизированная СПП котла П-50Р имеет ряд особенностей:

вместо циклонов ЦН-15 установлены циклоны ЦП-2-3750;

установлен вентилятор ВМ-20Дл, имеющий повышенный располагаемый напор по сравнению с расчётным;

увеличены диаметры пылепроводов (в частности, диаметр пылепровода, идущего к мельничному вентилятору увеличен с 1400 до 1800 мм, диаметр пылепроводов к сбросным соплам – 630/614 мм).

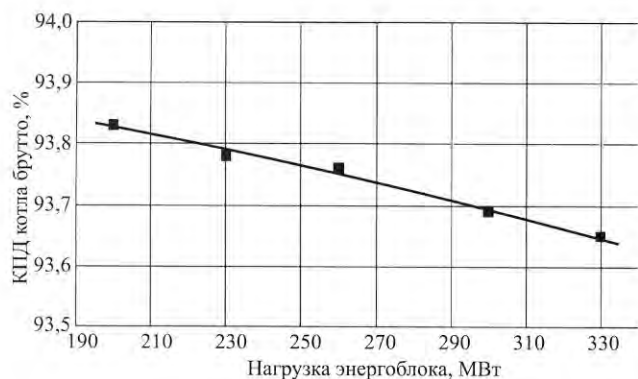


Рис. 4. КПД котла

Производительность ШБМ 370/850 при тонкости угольной пыли $R_{90} = 6\%$ составляет 73 т/ч. Номинальная нагрузка котла обеспечивается при работе двух систем пылеприготовления СПП-3А и СПП-3В (СПП-3В в резерве). Система пылеприготовления обеспечивает надёжную и экономичную работу котла во всём диапазоне изменений нагрузок и режимов работы топочного устройства.

При проведении наладки были выявлены и устранены многочисленные неполадки в работе пылеприготовительного оборудования. Настоятельно необходимыми остаются: уменьшение присосов в СПП, выравнивание неравномерного распределения сушильного агента по сбросным соплам топочной камеры вследствие неудачной конструкции коробов пылераспределителей и одинаковых диаметров пылепроводов сбросного воздуха к фронтальным и тыловым соплам, хотя длина пылепроводов различается в 4 – 5 раз.

Система ППВК в горелки, состоящая из аэропитателей пыли (шесть – на каждый корпус котла, по числу горелок), смесителей пыли и транспортирующего воздуха и пылепроводов к горелкам, обеспечивает регулируемую подачу пыли во всём регулировочном диапазоне работы котла. Наблюдающиеся иногда пульсации в подаче пыли к тыловым горелкам, обусловленные неудачной трассировкой пылепроводов к этим горелкам, будут устранены в ближайшее время.

Испытания, проведённые во всём эксплуатационном диапазоне нагрузок энергоблока, показали, что температурный и гидравлический режимы работы экранов котла П-50Р являются надёжными и обеспечивают надлежащую работу этих поверхностей нагрева при пусках на скользящем и номинальном давлении, а также в переменных режимах эксплуатации.

Применение ППС позволяет выполнять пуски энергоблока на скользящем давлении во всём тракте котла. При пусках на скользящем докритическом давлении во всём тракте повышается надёжность работы котла, вследствие улучшения термонапряжённого состояния толстостенных элементов пароводяного тракта. Повышение парамет-

ров по всему пароводяному тракту происходит более плавно и надёжно, примерно на 50°C снижается уровень температур труб экранных поверхностей нагрева, упрощаются пусковые операции, осуществляется более ранний (на 20 – 30 мин) выход на параметры толчка турбины.

При наладке котла на газе были отработаны технологические операции розжига с определением оптимальных параметров, срывных характеристик, диапазона устойчивой работы горелок и значения уставок защит. Розжиг осуществлялся при полностью открытых индивидуальных шиберх подачи воздуха в каналы горелок.

Испытания и наладка котла П-50Р при ступенчатом сжигании природного газа с подачей дымовых газов рециркуляции в воздух, поступающий в горелки, проводились для снижения выбросов оксидов азота без ухудшения эксплуатационных показателей надёжности и экономичности работы котла в рабочем диапазоне нагрузок блока 200 – 330 МВт при поддержании расчётной температуры перегретого пара.

Был отработан комплекс мероприятий, заключающийся в подаче воздуха в сопла газовых инжекторов и третичного дутья, а также ввод газов рециркуляции в горелки через камеру смешения с воздухом.

На номинальной нагрузке в режиме с полностью открытыми клапанами подачи воздуха в газовые инжекторы и сопла третичного дутья и загрузкой ДРГ при открытии регулирующего клапана на 40% приведённая концентрация оксидов азота в уходящих газах котла не превосходила нормативного значения 125 мг/м^3 . При этом клапаны на подаче газов рециркуляции в газовые инжекторы на нагрузках блока более 230 МВт были закрыты и газы рециркуляции поступали только в горелки. На низких нагрузках блока 200 – 230 МВт в связи с невозможностью уменьшения подачи ДРГ часть рециркуляции сбрасывалась в газовые сопла.

В целом, на природном газе котёл работает надёжно и экономично во всём диапазоне эксплуатационных нагрузок блока с выдержкой установленных параметров острого и вторичного пара и обеспечением надёжного температурного режима поверхностей первичного и промежуточного пароперегревателей.

Значения КПД котла в эксплуатационном диапазоне нагрузок составили 93,65 – 93,83% (рис. 4). Они практически соответствуют расчётным.

Концентрации оксидов азота в выбросах дымовых газов на номинальной нагрузке не превышали установленного в НТД значения 125 мг/м^3 (при $\alpha = 1,4$) и уменьшались со снижением нагрузки (рис. 5).

Мероприятия, направленные на снижение выбросов оксидов азота путём снижения температур горения и удлинения факела, вызвали некото-

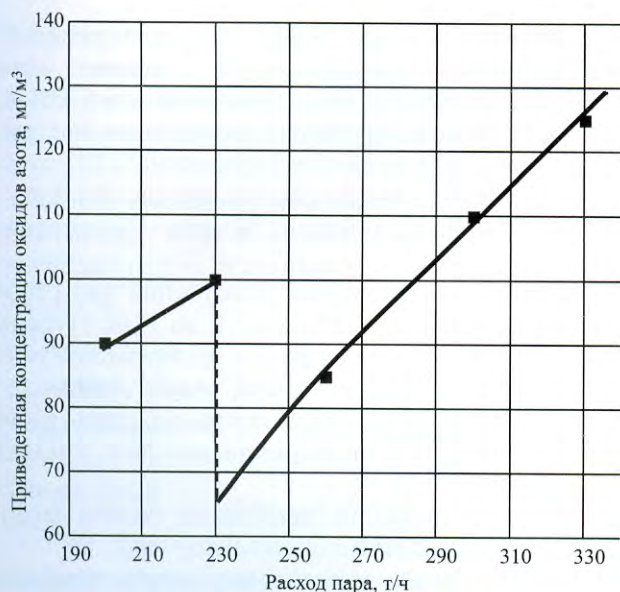


Рис. 5. Зависимость концентрации оксидов азота в дымовых газах котла (при $\alpha = 1,4$) от нагрузки энергоблока

рое увеличение коэффициентов избытка воздуха. Их эксплуатационные значения в контрольном сечении за КВП-1 в рабочем диапазоне нагрузок блока составляют 1,12 – 1,19, соответственно содержание $O_2 = 2,4 \div 3,4\%$ (рис. 6).

Паровая турбина. Номинальное абсолютное давление свежего пара перед стопорными клапанами паровой турбины 23,5 МПа (240 кгс/см²), номинальные температуры свежего пара 540°C, пара после промежуточного перегрева 540°C, максимальный расход свежего пара 1050 т/ч.

Схема регенерации состоит из трёх подогревателей высокого давления (ПВД-6, -7, -8), четырёх подогревателей низкого давления (ПНД) поверхностного типа (ПНД-1, -3, -4, -5) и одного ПНД смешивающего типа (ПНД-2), а также конденсатора пара лабиринтовых уплотнений.

В связи с переходом на бездеаэрационную тепловую схему смешивающий ПНД-2 новой разработки ОАО “НПО ЦКТИ” становится источником приёма дополнительных сбросов. В частности, в его паровую часть заводятся рециркуляция питательных насосов и КЭН-2, отсос пара из уплотнений турбин (в паропровод подвода отборного пара), конденсат греющего пара калориферов, выпар из ПНД-3 и бойлеров, сливы из приводов обратных клапанов (КОС и КИС). Всего имеется восемь отборов из паровой турбины. Из третьего отбора пар подаётся на турбопривод питательного насоса и возвращается из выхлопа приводной турбины в шестой отбор. Сверх отборов на регенерацию имеются отборы пара (5-й и 6-й отборы) на подогреватели сетевой воды для покрытия теплофикационных нагрузок (45 Гкал/ч).

Турбина представляет собой одновальный трёхцилиндровый [ЦВД, ЦСД (ЧСД+ЧНД), ЦНД]

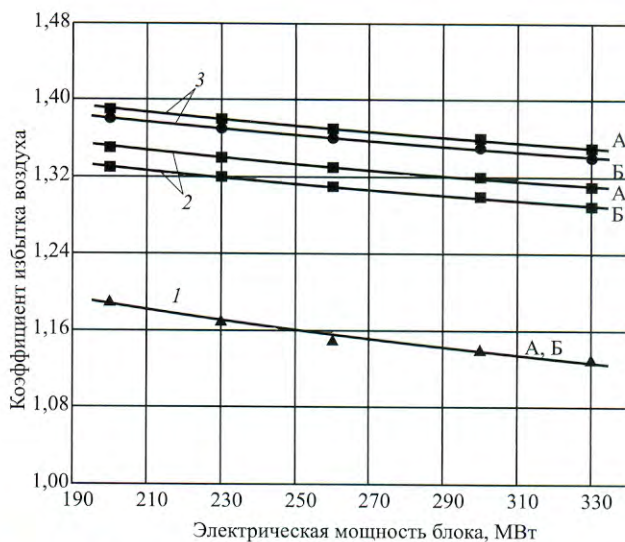


Рис. 6. Зависимости коэффициента избытка воздуха в контрольном сечении за КВП-1, за РВП и за дымососами корпусов А и Б от нагрузки энергоблока:

1 – за пароперегревателем; 2 – за воздухоподогревателем; 3 – за дымососом

агрегат с тремя выхлопами пара в один конденсатор и промперегревом пара между ЦВД и ЦСД.

Парораспределение сопловое с двумя блоками стопорных клапанов и четырьмя регулируемыми клапанами.

Турбина приводит во вращение асинхронизированный электрогенератор переменного тока ТЗФСУ-320-2УЗ, смонтированный на общем фундаменте с турбиной.

Во внутреннем цилиндре высокого давления расположены четыре сопловые коробки для соединения с паровпускными патрубками наружного цилиндра высокого давления. Проточная часть ЦВД состоит из регулирующей ступени и 11 ступеней давления активного типа.

Регулирующая ступень и пять ступеней давления левого потока расположены во внутреннем цилиндре высокого давления. Остальные шесть ступеней расположены в обоймах № 1 и 2 ЦВД и образуют правый поток. За обоймой № 1 ЦВД предусмотрен регенеративный отбор пара на ПВД № 8.

Ротор высокого давления цельнокованный, передним концом опирается на опорный вкладыш диаметром 300 мм, задним концом, фланцем полумуфты, соединяется с соответствующим фланцем ротора среднего давления.

ЦСД турбины выполнен прямоточным. Проточная часть ЦСД делится конструктивно на часть среднего давления и часть низкого давления. Часть среднего давления имеет 12 ступеней, после которых 2/3 пара перепускаются в ЦНД, а 1/3 пара проходит последние 5 ступеней части низкого давления ЦСД. Проточная часть низкого давления ЦСД выполнена с диафрагмами сварной конструкции.

Ротор среднего давления (РСД) имеет 12 ступеней давления, рабочие лопатки которых расположены на цельнокованой части ротора, и 5 ступеней части низкого давления с рабочими лопатками на насадных дисках. Передний конец РСД соединяется жёсткой муфтой с задним концом ротора высокого давления. Передний конец ротора опирается на опорно-упорный подшипник диаметром 330 мм; задний конец – на подшипник диаметром 435 мм. Применено новое облопачивание рабочих колёс ЧСД РСД. В ступенях (с 7 по 12) установлены рабочие лопатки с цельнофрезерованными бандажами.

Длина рабочей лопатки последней ступени ЧНД ЦСД 960 мм.

ЦНД выполнен двухпоточным. Впуск пара производится в середину цилиндра, который состоит из наружной и внутренней частей, компенсирующих тепловые расширения. Пар, пройдя соответствующую половину ЦНД, поступает в конденсатор поверхностного типа. Выхлопные патрубки ЦНД присоединяются к конденсатору путём приварки при монтаже. Ротор низкого давления имеет 10 насадных дисков – по пять в каждом потоке. Ротор опирается на подшипники диаметром 435 мм передней и задней опор. Длина рабочей лопатки последней ступени 960 мм. Ротор низкого давления соединён с ротором электрогенератора жёсткой муфтой.

Фикс-пункт турбины расположен на боковых рамах передней части ЦНД; тепловое расширение агрегата происходит в сторону переднего подшипника и незначительно в сторону генератора.

Реконструкция турбоустановки включала её перевод на бездеаэрационную систему регенерации. Для этого были заменены:

имевшийся питательный турбонасос (ПТН) на ПТН типа ПТНА 1100-350-17-4 ОАО “Пролетарский завод”;

ПНД-2 типа ПНСВ-900-2 на подогреватель смешивающего типа конструктивной разработки и изготовления ОАО “НПО ЦКТИ”, обеспечивающий деаэрацию основного конденсата до норм ПТЭ;

ПНД-4 типа ПН-600-25-7-1 на подогреватель типа ПН-680-2,5-0,7 ОАО “Красный котельщик” с патрубком для приёма конденсата греющего пара ПНД-5.

В качестве дополнительного подогревателя низкого давления на линии отбора вместо деаэратора установлен ПНД-5 типа ПН-600-2,5-0,6-III М (конструкция и производство завода “Красный котельщик”).

Установлены:

смеситель для ввода в тракт основного конденсата на входе в питательный насос конденсата греющего пара ПВД-8 и ПВД-7;

клапан, регулирующий уровень основного конденсата в ПНД-2 после КЭН-1 (на входе в ПНД-2);

серийные насосы ОАО “Насосэнергомаш” (г. Сумы) с повышенным напором (до 220 м вод. ст.) в качестве сливных насосов ПНД-4.

Реконструкция турбины, проведённая под руководством ЛМЗ, включала установку:

высокогерметичных уплотнений штоков регулирующих клапанов (фирма “Комтек – Энергосервис”);

надбандажных сотовых уплотнений над рабочими лопатками (РЛ) ЦВД со 2-й по 12-ю ступень и с 14-й по 16-ю ступень ЦСД с организацией усилов на бандажах РЛ (ООО НПП “Армс”, Москва);

металлофторопластовой ленты на скользящие поверхности корпусов подшипников № 1, 2 (ОАО “ВТИ”);

новой конструкции призонных болтов муфт роторов (ОАО “ВТИ”).

За прошедший период существенных проблем с эксплуатацией турбины не было.

Результаты испытаний показали, что в целом работа системы регенерации соответствует проектной. Выходная температура питательной воды на номинальной нагрузке 330 МВт составляет 281 – 283°С при проектной температуре 276 – 279°С. Нагрев конденсата в каждом подогревателе приблизительно соответствует проектному. Наибольшее отклонение, равное 6°С, наблюдается на ПНД-1. Для снижения недогрева целесообразно рассмотреть установку смешивающего воздухоохладителя в поверхностном ПНД-1*.

Результаты, полученные при эксплуатационных испытаниях на номинальной нагрузке 330 МВт, проведённых специалистами ВТИ и ОРГРЭС, приведены далее.

КПД котла (брутто) при работе:

на газе	0,93 – 0,938
на угле	0,88 – 0,90

КПД турбоустановки (брутто, без ПТН) 0,44

Собственные электрические нужды при работе:

на газе	11,8 МВт
на угле	16,5 МВт

КПД блока (нетто) при работе:

на газе	0,397
на угле	0,376

Асинхронизированный генератор. На энергоблоке № 3 внедрён головной образец принципиально нового асинхронизированного генератора типа ТЗФСУ-320-2У3 (разработчик – “Электросила”, филиал ОАО “Силовые машины”) с водяным охлаждением сердечника статора, косвенно-воз-

* Более подробно результаты освоения бездеаэрационной схемы рассмотрены в статье *Авруцкого Г. Д., Никанорова В. Д., Калиновского И. Р., Яшкина О. В., Давыдова Н. Н.* “Опыт эксплуатации бездеаэрационной тепловой схемы блока 330 МВт ст. № 3 Каширской ГРЭС”, публикуемой в этом номере журнала.

душным охлаждением обмотки статора и воздушным охлаждением ротора, обеспечивающий глубокое регулирование реактивной мощности для поддержания нормативных уровней напряжения в сети 500 кВ.

Далее приведены номинальные данные турбогенератора ТЗФСУ-320-2УЗ при номинальной температуре охлаждающих сред:

Мощность:	
полная, МВ·А	376,47
активная, МВт	330 при $\cos\varphi = 0,876$
реактивная, Мвар	± 165 при $U_c = (0,95 \div 1,05)U_{ном}$
Напряжение, В	20 000

Благодаря управляющей обмотке в сочетании с автоматическим регулятором возбуждения и реверсивным возбудителем, генератор способен устойчиво работать в режимах глубокого потребления реактивной мощности и, таким образом, регулировать напряжение в сети 500 кВ.

Применение асинхронизированного генератора позволяет:

- снизить затраты на внеплановые ремонты сетевого, генерирующего оборудования и коммутационных аппаратов, а также ущерб от недоотпуска электроэнергии;

- получить экономию топлива от уменьшения числа повторных пусков энергоблоков после срабатывания противоаварийной автоматики;

- отказаться от подключения к шинам электростанции дополнительных шунтирующих реакторов для улучшения режима синхронных турбогенераторов по реактивной мощности и нормализации напряжения в примыкающих к электростанции электрических сетях;

- исключить режимы недовозбуждения работающих с асинхронизированным генератором синхронных генераторов, повышая их надёжность и долговечность.

Асинхронизированные турбогенераторы являются одним из основных типов современных многофункциональных устройств, обеспечивающих реализацию технологии гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока, позволяющей комплексно решать проблемы производства и транспорта электроэнергии.

При пусконаладочных работах, проведённых Каширской ГРЭС совместно с заводом-изготовителем “Электросила”, филиалом ОАО “Силовые машины”, был проверен режим, когда турбогенератор ТЗФСУ-320 в случае потери возбуждения мог длительно нести нагрузку 200 МВт, работая в асинхронном режиме. При этом из сети 500 кВ потребляется значительная реактивная мощность (до –240 Мвар) с понижением напряжения на генераторе до 17 кВ ($0,85U_{ном}$) и на шинах трансформа-

тора до 10 кВ. Ток статора не превышает номинального значения.

В ходе эксплуатации на подшипниках генератора возникала повышенная вибрация.

Для решения данной проблемы была выполнена модернизация ротора на заводе “Электросила” с изменением конструкции лопаток направляющего аппарата, конструкции вентилятора лобовых частей ротора и диффузора на подводе воздуха.

Также имело место повреждение лопаток на направляющем аппарате ротора турбогенератора. Причиной явилась конструктивная недоработка при изготовлении лопаток.

Для решения данной проблемы на заводе “Электросила” был изготовлен комплект лопаток направляющего аппарата изменённой конструкции. Во время ремонта силами специалистов завода произведена полная замена лопаток направляющего аппарата ротора, как со стороны турбины, так и со стороны контактных колец.

АСУТП энергоблока № 3 Каширской ГРЭС реализована на базе программно-технического комплекса (ПТК) “SPPA-T3000” фирмы Siemens. Разработчик и поставщик АСУТП – ЗАО “Интер-автоматика”.

Система “SPPA-T3000” специально разработана для выполнения всех задач автоматизации оборудования электростанции: управления турбиной, паровым котлом, общестанционными системами и интеграции с системами сторонних производителей.

ПТК “SPPA-T3000” предоставляет такие новые возможности, как:

- объединение функций управления и диагностики с удобством разделения прав различных пользователей, в соответствии с характером решаемых ими задач;

- единый современный пользовательский интерфейс для всего комплекса решаемых задач;

- оптимальная для каждого конкретного применения топологическая распределённость элементов ПТК;

- возможность обработки и хранения данных с разрешением от миллисекунд до часов и суток;

- возможность интеграции локальных систем, выполненных на базе других ПТК.

Эффективность внедрения новой АСУТП заключается в снижении “выбегов” по температуре металла поверхностей нагрева котла и паропроводов и в устранении недопустимых температурных напряжений в элементах турбины, что приводит к продлению ресурса оборудования на 10%.

Кроме этого, в результате внедрения АСУТП: повысится комфортность работы оперативного персонала;

- сократятся затраты на обслуживание оборудования;

- снизятся вредные выбросы в окружающую среду;

сократятся аварийные остановки по вине персонала;

сократится штатная численность эксплуатационного и ремонтного персонала.

Выводы

1. Энергоблок № 3 Каширской ГРЭС близок к достижению проектных характеристик. На нём обеспечены полное сжигание угля и природного газа, надёжные температурный и гидравлический режимы, в том числе при работе на скользящем давлении, во всём пароводяном тракте; получены проектные значения КПД и с помощью технологических методов и СНКВ умеренные выбросы NO_x в атмосферу.

2. Внедрённые на блоке новые технические решения: сотовые надбандажные уплотнения и герметичные уплотнения штоков клапанов в турбине, бездеаэрационная тепловая схема, трёхступенчатое сжигание угля, подача в горелки пыли высокой концентрации, селективное некаталитическое восстановление оксидов азота в газовом тракте котла, скользящее давление во всём пароводяном тракте и полнопроходный сепаратор с верхним выходом пара и сливным коллектором – повысили его экономичность, экологичность и маневренность. Они оказались эффективными и с учётом полученного опыта могут быть рекомендованы для новых пылеугольных блоков.

3. Для повышения показателей блока и обеспечения его регулярной эксплуатации необходимо завершить режимно-наладочные работы и устранить скопление золы на ширмах и конвективном пароперегревателе, повысить надёжность выхода жидкого шлака, уменьшить присосы в системах пылеприготовления, увеличить напор дутьевых вентиляторов и организовать золоочистку газов рециркуляции.

4. Применение асинхронизированного генератора ТЗФСУ-320-2УЗ позволяет работать без подачи возбуждения, что даёт возможность ремонтировать систему возбуждения без отключения энергоблока от сети. С помощью такого генератора возможно регулирование напряжения в сети 500 кВ, но, к сожалению, на данный момент эта услуга не оплачивается. В настоящее время генератор работает устойчиво и надёжно.

Список литературы

1. ОСТ 108.030.26-78. Горелки вихревые пылеугольные, пылегазовые и компоновка их с топками. Методы расчёта и проектирования. Л.: Изд-во ЦКТИ, 1979.
2. Тепловой расчёт котлов (нормативный метод). СПб.: Изд-во НПО ЦКТИ, 1998.
3. Математическое моделирование топки и горизонтального газохода котла П-50Р при совместном сжигании твёрдого и газообразного топлива / Майданик М. Н., Вербовецкий Э. Х., Дектерев А. А., Чернецкий М. Ю., Гаврилов А. А., Бойков Д. В., Бердин С. В. – Теплоэнергетика, 2011, № 6.