

ПАРОВЫЕ КОТЛЫ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ТОПЛИВО, ГОРЕЛОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА И ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ КОТЛОВ

РАСШИРЕНИЕ РЕГУЛИРОВОЧНОГО ДИАПАЗОНА ЭНЕРГОБЛОКОВ: ПРОБЛЕМЫ И ИХ РЕШЕНИЕ

© 2024 г. Е. В. Сомова*

Всероссийский теплотехнический институт (ОАО ВТИ), Автозаводская ул., д. 14, Москва, 115280 Россия

*e-mail: evsomova@vti.ru

Поступила в редакцию 10.07.2023 г.

После доработки 01.09.2023 г.

Принята к публикации 27.09.2023 г.

Современная структура энергопотребления обуславливает разуплотнение графика электрических нагрузок. При росте неравномерности суточного и недельного потребления электрической энергии повышаются требования к маневренным характеристикам энергоблоков, к которым относятся регулировочный диапазон нагрузки энергоблока (технологический минимум) и минимально допустимая нагрузка энергоблока (технический минимум). Из-за проблемы обеспечения и рационального прохождения минимумов электрической нагрузки в ночное время и нерабочие дни потребовалось привлечь к регулированию нагрузок мощные конденсационные энергоблоки сверхкритического давления (СКД). Такая ситуация актуальна для отечественной энергетики при отсутствии полупиковых энергоблоков. Для энергоблоков СКД целесообразно проводить разгрузки на скользящем давлении во всем пароводяном тракте. Глубина разгрузки зависит главным образом от надежности котлов, гидравлические схемы поверхностей нагрева которых не проектировались для работы на докритическом давлении. Возможность внедрения разгрузки на скользящем давлении для блоков СКД определялась путем обеспечения надежного температурного и гидравлического режимов поверхностей нагрева котлов, в которых состояние среды менялось от воды, недогретой до температуры насыщения, до слабоперегретого пара. Для барабанных котлов при снижении нагрузки должны быть обеспечены надежность циркуляции в экранях топки и безопасный температурный режим пароперегревательных поверхностей нагрева. Приведены результаты испытаний прямоточных и барабанных газомазутных котлов различных типов при разгрузках на скользящем и номинальном докритических давлениях. Проанализированы показатели надежности гидравлических трактов котлов и факторы, ограничивающие глубокую разгрузку энергоблоков. Определены минимально возможные значения нагрузки и предложены технические решения по гидравлическим схемам парогенерирующей части тракта котлов СКД для глубоких разгрузок.

Ключевые слова: энергоблоки ТЭС, график нагрузки, производительность, барабанные и прямоточные котлы, регулировочный диапазон энергоблоков, маневренный энергоблок, надежность, технологический и технический минимум нагрузки

DOI: 10.56304/S004036362403010X

В настоящее время вопрос обеспечения надежного и экономичного покрытия переменных графиков нагрузки является одним из важнейших для энергосистемы. В структуру генерирующих мощностей Единой энергетической системы России входят АЭС, ТЭЦ, ГЭС, гидроаккумулирующие станции (ГАЭС), а также конденсационные энергоблоки паросиловых установок ТЭС (конденсационные электростанции) [1].

График нагрузки энергосистемы, состоящий из нагрузок потребителей, присоединенных к электрическим сетям системы, мощности собственных производственных нужд электростанций, а также потерь мощности в электросетях, покрывается (обеспечивается) перечисленными генерирующими мощностями. Потребление электроэнергии неравномерно в течение суток и вре-

мени года, и от этих двух факторов существенно зависит график нагрузки.

Нагрузка электрической системы должна быть распределена между всеми электростанциями, суммарная установленная мощность которых несколько превышает наибольший максимум системы. Покрытие базовой части суточного графика нагрузки возлагают на АЭС, регулирование мощности которых затруднительно, ТЭЦ, максимальная экономичность которых достигается при соответствии электрической мощности тепловому потреблению, и ГЭС с минимальным пропуском воды согласно санитарным требованиям и условиям судоходства.

Пиковую часть графика нагрузки обычно покрывают за счет генерирующих мощностей ГЭС и

ГАЭС, агрегаты которых допускают частые включения и отключения, а также быстрое изменение нагрузки. Остальная часть графика нагрузки (полупиковая) обеспечивается конденсационными ТЭС, выработка электроэнергии которыми наиболее экономична при равномерной нагрузке. Проблема рационального прохождения минимумов электрической нагрузки в ночное время и нерабочие дни потребовала привлечения к регулированию нагрузок мощных конденсационных энергоблоков сверхкритического давления. Данная проблема крайне актуальна для современной отечественной энергетики при отсутствии полупиковых энергоблоков.

Согласно условиям экономичности, прохождение ночных провалов нагрузки, возникающих при остановках энергоблоков, ненамного хуже разгрузок, однако с позиций обеспечения большей надежности оборудования, возможностей выполнения диспетчерского графика, облегчения работы оперативного персонала предпочтение отдается режимам глубокой разгрузки энергоблоков.

Режимы работы электростанций и отдельных энергоблоков определяются суточным графиком нагрузки энергосистемы. Ее общая нагрузка распределяется между отдельными ТЭС с учетом их энергетических и маневренных характеристик. Под маневренностью понимается способность быстро следовать за изменениями нагрузки в соответствии с ожидаемым графиком. Резкие перепады нагрузки могут возникнуть при непредвиденном включении или отключении крупных потребителей либо повреждении оборудования и линий электропередачи.

В настоящее время с ростом неравномерности суточного и недельного потребления электрической энергии требования к маневренным характеристикам энергоблоков повышаются. Улучшение этих характеристик имеет большое значение не только для обеспечения высокой надежности энергоснабжения, но и для повышения экономичности ТЭС, так как при этом расширяются возможности оптимизации режимов работы отдельных энергоблоков и ТЭС в целом. Маневренность энергоблоков определяется совокупностью технико-экономических характеристик, способствующих отработке заданного графика нагрузок при соблюдении условий надежности оборудования станции.

В понятие маневренности включаются также регулировочный диапазон нагрузки энергоблока (технологический минимум) и минимально допустимая нагрузка энергоблока (технический минимум).

Технологический минимум нагрузки энергоблока — наименьшая нагрузка при сохранении неизменного состава оборудования и системы ав-

томатического регулирования во всем диапазоне нагрузок без вмешательства персонала, определяющая регулировочный диапазон нагрузок энергоблока. Разгрузка паросилового энергоблока до технологического минимума допустима при отключении ограниченного числа горелочных устройств. Исключение составляют энергоблоки с пылеугольными котлами, оборудованными пылесистемами с прямым вдуванием.

Технический минимум нагрузки энергоблока — это минимально допустимая нагрузка, обеспечивающая безопасное для оборудования, потребителя и персонала состояние работы без останова технологического процесса. При разгрузке до технического минимума нагрузки допускаются изменение состава оборудования и отключение отдельных автоматических регуляторов.

Глубина разгрузок энергоблоков регламентируется нормами минимальных допустимых нагрузок энергоблоков 150–1200 МВт [2]. Показатели технического и технологического минимумов для энергоблоков не всегда могут совпадать, поэтому требуется уточнение норм минимальных допустимых нагрузок с включением в них значений технологического минимума. Для Системного оператора Единой энергетической системы России специалистами ВТИ совместно с ОРГРЭС были разработаны “Норматив технологических минимумов нагрузки” и “Нормы минимальных допустимых нагрузок для энергетических паросиловых энергоблоков с конденсационными и теплофикационными турбинами мощностью от 50 до 1200 МВт”.

ГЛУБОКИЕ РАЗГРУЗКИ ЭНЕРГОБЛОКОВ, ИХ ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМЫ

Экономичность энергоблоков как сверхкритического, так и докритического давления снижается при глубоких разгрузках. Однако для энергоблоков СКД энергетические потери могут быть заметно уменьшены при разгрузках на скользящем давлении во всем пароводяном тракте. При этом, как показали расчетные проработки и последующие испытания, реальная экономия составляет 1.5–3.0% [3]. Следует отметить и некоторые другие, не менее важные, чем экономичность, аспекты, отражающие очевидные преимущества реализации рассматриваемых режимов:

ресурс элементов энергоблока, работающих под давлением, увеличивается благодаря уменьшению рабочих и термических напряжений при росте напряжений из-за изменения давления;

при разгрузке на скользящем давлении состояние турбоагрегата в результате исключения циклической нагрузки, возникающей при проведении разгрузок энергоблока на номинальном давлении, становится менее напряженным; тепловое

состояние турбины и ее трубопроводов при этом практически не меняется;

появляется возможность сохранить постоянный состав оборудования при глубоких разгрузках благодаря расширению диапазона работы питательного турбонасоса (ПТН);

отказ от некоторых ограничений по скорости изменения нагрузки энергоблока (при разгрузке на скользящем давлении тепловое состояние турбины не лимитирует темп разгрузки и последний определяется только условиями управления котлом).

Возможность внедрения разгрузки на скользящем давлении для энергоблоков СКД определялась, главным образом, путем обеспечения надежного температурного и гидравлического режимов поверхностей нагрева котлов, в первую очередь топочных экранов, среда в которых меняет свое состояние от воды, недогретой до температуры насыщения, до слабоперегретого пара. В парогенерирующих поверхностях нагрева могут возникать:

кризисные гидравлические и тепловые разверки, характерные для определенных соотношений давления, входной энтальпии, приращения энтальпии, массовой скорости среды и тепловой неравномерности;

чрезмерные гидравлические разверки, вызванные неравномерностью раздачи пароводяной смеси;

режимы ухудшенного теплообмена;

недопустимая разница температур сопряженных элементов газоплотных поверхностей нагрева.

Помимо этого, может произойти потеря гидравлической устойчивости пароводяного потока в виде межвитковой пульсации или развития аperiodической неустойчивости.

Развитие кризисных режимов зависит от конструкции котла и гидравлической схемы его экранов, вида сжигаемого топлива и особенностей топочного режима, давления среды и других факторов, что требует проведения испытаний для котлов СКД каждого типа.

Для барабанных котлов режим разгрузки на скользящем давлении не дает значимого экономического эффекта [4]. Кроме того, из-за нерегулируемой частоты вращения питательного электронасоса увеличивается перепад давления на регулирующем питательном клапане (РПК) узла питания, достигающий 8 МПа и более. В то же время при уменьшении нагрузки с сохранением номинального давления снижаются скорости циркуляции в экранных трубах вплоть до режимов застоя и опрокидывания, увеличивается температура пара за отдельными ступенями пароперегревателя из-за роста радиационного тепловосприятия, падение конвективной составляющей

тепла приводит к снижению температуры свежего пара за котлом. Поэтому в условиях реальной эксплуатации минимальные нагрузки ограничивают более высоким уровнем паропроизводительности котлов – от 40 до 50% номинальной паровой нагрузки.

Основной фактор, влияющий на расширение диапазона нагрузок барабанных котлов, – возможность обеспечить надежную циркуляцию, зависящую от нагрузки котла и динамики ее изменения, физических параметров пароводяного потока, циркуляционных характеристик экранных панелей и их надежности.

Отдельной проблемой является техническое обеспечение глубоких разгрузок, связанное с возможностями вспомогательного оборудования, системой управления энергоблока и регистрации параметров работы оборудования, в том числе котла.

На низких нагрузках энергоблока требуемое давление газа перед горелками поддерживается с помощью симметричного отключения части горелочных устройств. У дутьевых вентиляторов на низких нагрузках зачастую исчерпана возможность регулировать расход воздуха направляющими аппаратами (они полностью прикрыты), при этом избыток воздуха в топочной камере повышается, увеличивая объем уходящих газов.

Регулирование производительности ПТН осуществляется путем изменения частоты вращения с сохранением минимального перепада давления на РПК. При глубокой разгрузке без отключения питательных турбонасосов и их работе на нижнем пределе частоты вращения регулирование производительности выполняется клапанами регулятора питания котла либо посредством открытия линии рециркуляции насосов.

Допускаемый минимальный уровень температуры свежего пара для барабанных котлов и температура пара промежуточного перегрева для прямоточных котлов определяются условиями работы паровой турбины. Температура пара зависит от степени его влажности в последних ступенях турбины. На минимальной нагрузке турбины (30–20% номинальной мощности) температура пара составляет 520–510°C.

На сегодняшний день актуальным является вопрос более глубокой разгрузки энергоблоков с газомазутными котлами. Диапазон нагрузки пылеугольных энергоблоков определяется устойчивостью горения твердого топлива и составляет, как правило, 100–70% номинальной. Для газомазутных энергоблоков СКД, разгружающихся на номинальном давлении, он составляет от 100 до 50% и гарантирован заводом-изготовителем.

За рубежом для сжигания газа используются парогазовые установки, обладающие высокой экономичностью, способные быстро пускаться, набирать нагрузку и глубоко разгружаться. Па-

росиловые энергоблоки эксплуатируются на твердом топливе. Диапазон нагрузок для них составляет 100–30% [5]. Это современное оборудование проектируется с учетом требований к маневренности, а для повышения экономичности пылеугольные энергоблоки работают на сверхкритических параметрах пара: давление до 32 МПа, температура свежего пара до 620°C [6].

В 60-х годах прошлого века в результате широкого внедрения отечественных энергоблоков с котлами на сверхкритические параметры пара (давление 25 МПа, температуры перегрева пара за котлом 545/545°C) возникли существенные трудности при эксплуатации этих котлов. Из-за отсутствия головного образца энергоблока с отработанными техническими решениями по основным элементам энергооборудования появились различные варианты конструктивного исполнения, в том числе элементов парогенерирующего тракта.

Для обеспечения надежности парогенерирующих поверхностей нагрева котлов энергоблоков СКД, работающих в зоне большой теплоемкости среды, потребовалось разрешить несколько важных проблем, связанных с гидродинамикой и внутренним теплообменом. Проведенные научные исследования гидродинамики среды СКД помогли улучшить конструкции первых котлов и наладить их безаварийную эксплуатацию.

За последние годы специалисты ВТИ провели серию работ по расширению регулировочного диапазона энергоблоков и снижению паровой нагрузки котлов с поперечными связями. Далее приводятся основные результаты испытаний оборудования энергоблоков СКД с прямоточными котлами и некоторых барабанных котлов, особенности их гидравлических схем и ограничений, связанных с дальнейшим расширением регулировочного диапазона.

СНИЖЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО МИНИМУМА ЭНЕРГОБЛОКОВ СКД

При расширении регулировочного диапазона со снижением давления в тракте прямоточных котлов СКД необходим индивидуальный подход к ним и тщательный предварительный расчетный анализ температурного и гидравлического режимов экономайзерных и парогенерирующих элементов, расположенных в топке, при минимальных нагрузках. При этом должны учитываться возможные теплогидравлические разверки, разверки, появляющиеся из-за неоднозначности гидравлических характеристик, а также вероятность возникновения ухудшенного теплообмена второго рода.

Испытания по снижению значения технологического минимума проводились на энергобло-

ках СКД мощностью 300 и 1200 МВт. Среди энергоблоков мощностью 300 МВт исследования выполнялись на котлах ПК-41, ТГМП-114 и ТГМП-314 различных модификаций. Особенности гидравлических схем этих котлов и проблемы их надежности рассматриваются далее.

Одна из основных характеристик, определяющих надежность экранов котлов СКД при работе на докритическом давлении, — гидравлическая разверка. Как показали испытания энергоблоков СКД мощностью 300 МВт, диапазон их разгрузки на скользящем давлении чаще всего ограничивался возникновением опасной, иногда кризисной гидравлической разверки в топочных экранах.

При разгрузках, выполненных на разных котлах, наблюдались межтрубная разверка в панелях, межпанельная разверка между параллельными панелями, составляющими поверхность нагрева либо ее часть со своими входными и выходными коллекторами (подпоток), и подпоточная разверка между контурами сложной гидравлической схемы, включенными между раздающим и собирающим коллекторами поверхности нагрева. В том случае, когда поверхность нагрева состоит из параллельных панелей, межпанельная разверка адекватна подпоточной.

Гидравлическая разверка может возникать в результате конструктивной нетождественности параллельных элементов поверхности нагрева, неравномерной раздачи среды (что особенно актуально при поступлении в поверхность нагрева пароводяной смеси) и неодинакового тепловосприятия параллельных элементов поверхности нагрева. Последний вид разверки, получивший в литературе название теплогидравлической разверки, наиболее часто сказывался на надежности гидравлического режима топочных экранов.

Такая разверка возникает при снижении нагрузки энергоблока менее 150 МВт на котле ТГМП-314. Как показано на схеме тракта (рис. 1), после водяного экономайзера поток разделяется на два нерегулируемых симметричных подпотока нижней радиационной части (НРЧ): фронтальной и задней (каждый из которых занимает четверть топки), — со смешением на выходе из IV хода.

Панели НРЧ I хода П-образной компоновки с подъемными обогреваемыми и опускными обогреваемыми трубами имеют точку общего давления на отметке ниже верхних коллекторов панели НРЧ. Такой компоновке присуща многозначная гидравлическая характеристика, когда перепаду давления в панели соответствует несколько значений расходов в параллельных трубах. Такую же компоновку имеют панели II и III ходов НРЧ, и их характеристики также многозначны.

Разгрузка котла с поддержанием в тракте комбинированного давления (при снижении нагруз-

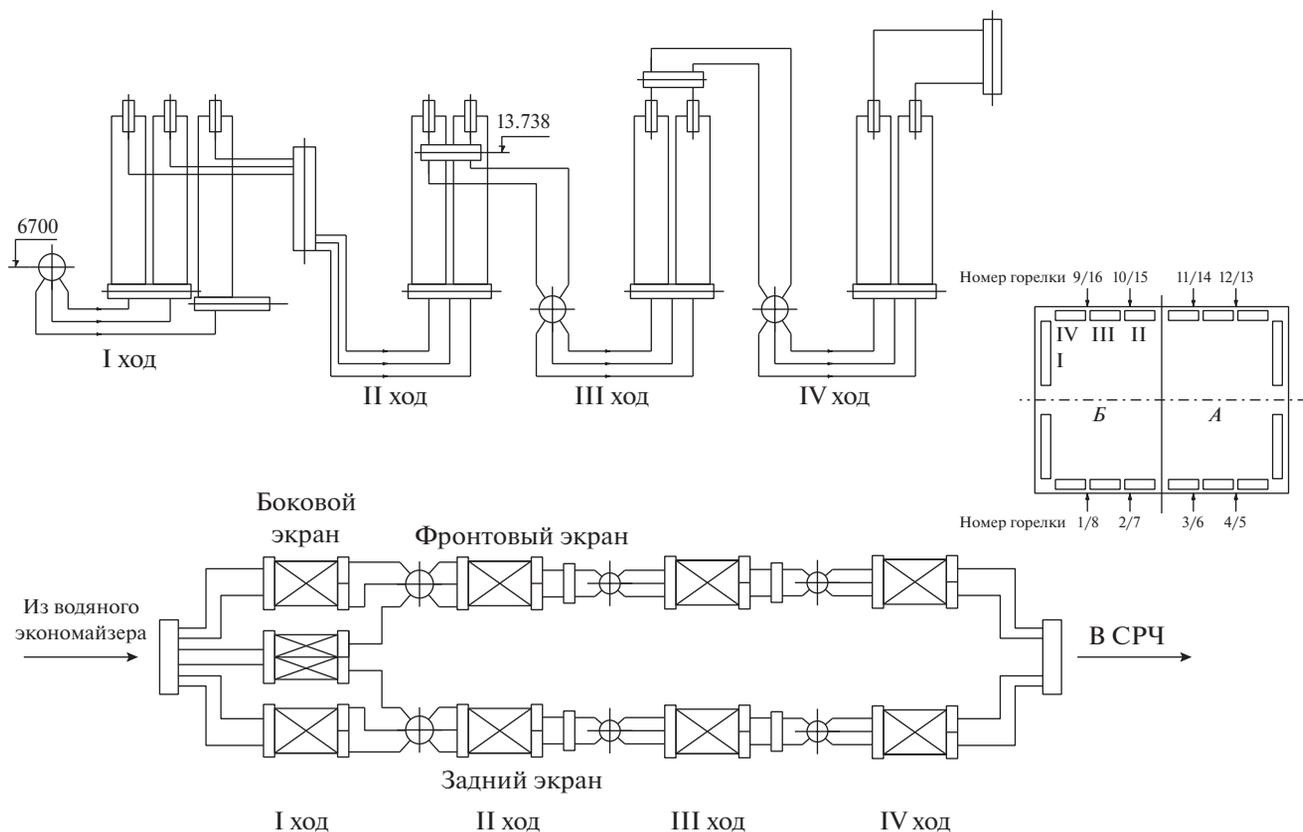


Рис. 1. Гидравлическая схема экранов НРЧ.

В обозначении номеров горелок цифры в числителе – нижний ярус, в знаменателе – верхний ярус; А, Б – нитки пароводяного тракта котла

ки менее 50% давление поддерживалось постоянным посредством прикрытия клапанов турбины) и работа котла на природном газе отчасти способствовали снижению теплогидравлической разверки. В панелях НРЧ при динамических возмущениях изменением соотношения вода – топливо при нагрузке 120 МВт наблюдались выбеги (резкое повышение) температур на перегрев до 60°C в отдельных змеевиках IV хода (межзмеевиковая разверка). После снятия возмущения температуры среды в разверенных змеевиках снижались до температуры насыщения (рис. 2).

Таким образом, для котла ТГМП-314 с вертикальными панелями НРЧ и необогреваемыми опускными отводящими трубами проблема обеспечения устойчивости из-за многозначности гидравлических характеристик имеет существенное значение как при выборе компоновки поверхностей нагрева отдельных элементов пароводяного тракта, так и при компоновке гидравлической схемы в целом, особенно для парогенерирующих контуров.

Для исключения этой проблемы была выполнена модернизация НРЧ с установкой гидродинамических перемычек между подпотоками II хода

НРЧ (рис. 3, а) и дроссельных шайб на подводящих трубах НРЧ I хода (НРЧ-I) (рис. 3, б).

Результаты испытаний показали, что после проведенных мероприятий по модернизации НРЧ гидравлическая устойчивость при разгрузке на скользящем давлении существенно повысилась. Уменьшились температурная разверка в панелях НРЧ III и IV хода и теплогидравлическая разверка между полупотоками, обеспечена их пульсационная устойчивость. Модернизация позволила снять имевшиеся ограничения по гидродинамике НРЧ и снизить технологический минимум энергоблока до 120 МВт.

Кроме того, на котле ТГМП-314 при разгрузке на скользящем давлении была обнаружена межзмеевиковая температурная разверка в экранах при докритическом давлении, которая обусловлена теплогидравлической разверкой в совокупности с раздачей пароводяной смеси. Она может быть вызвана неравномерной раздачей пароводяной смеси по параллельным трубам поверхности нагрева.

Для вертикальных подъемных элементов воздействие неравномерной раздачи пароводяной смеси возрастает при снижении давления. Поми-

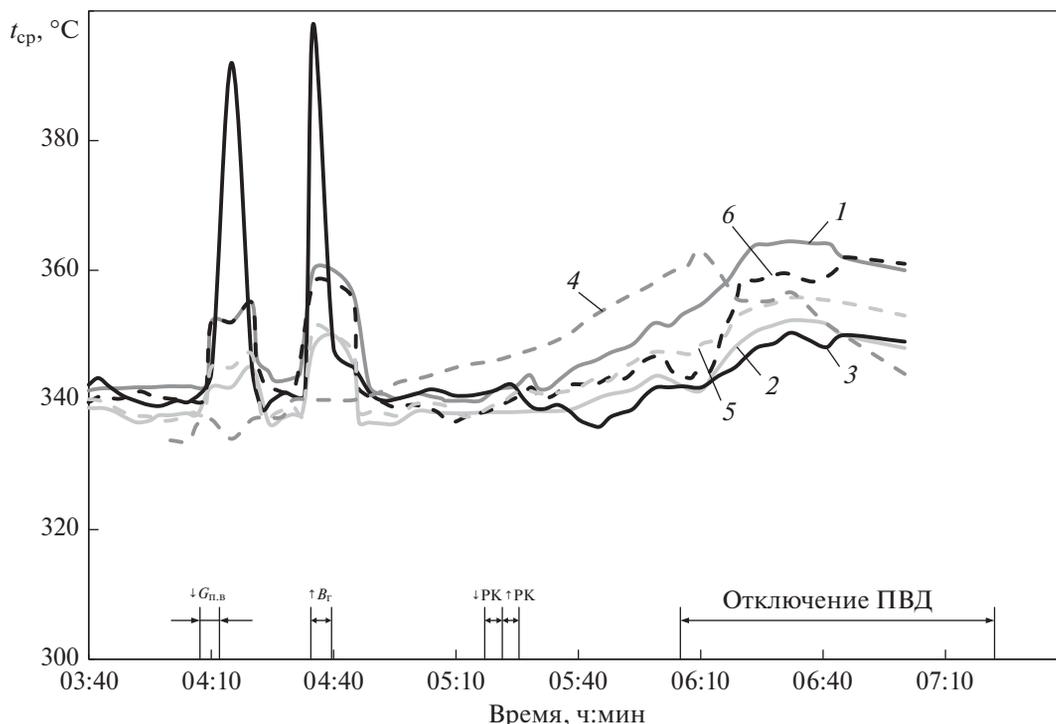


Рис. 2. Изменения температур среды на выходе из IV хода НРЧ котла ТГМП-314 при динамических возмущениях на нагрузке 120 МВт. Номер трубы нижней радиационной части IV хода (тыл): правая сторона котла: 1 – 6; 2 – 20; 3 – 36; левая: 4 – 3; 5 – 15; 6 – 27. $G_{п.в}$ – расход питательной воды, его снижение – 15%, возмущение по воде; B_r – расход топлива, его увеличение – 15%, возмущение по топливу; ПВД – подогреватель высокого давления; РК – регулирующий клапан; возмущение РК турбины: стрелка вверх – открытие клапана, стрелка вниз – закрытие

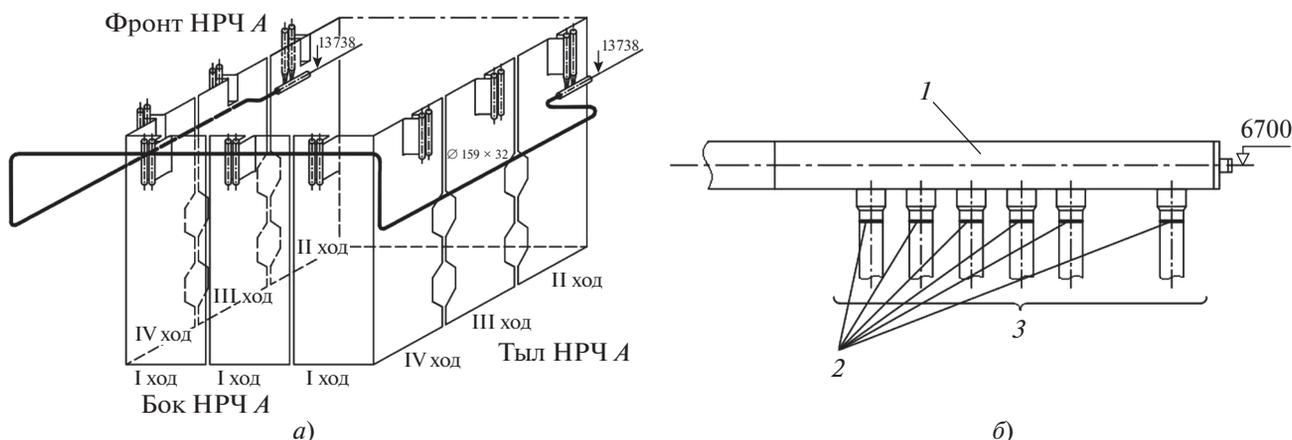


Рис. 3. Схема установки гидродинамической перегородки между полупотоками (а) и шайб в подводящих трубах НРЧ (б). 1 – коллектор (325 × 45 мм); 2 – шайбы (внутренний диаметр $d_{вн} = 44$ мм); 3 – трубы (159 × 20 мм, к I ходу НРЧ)

мо этого, на нее также могут влиять конструктивные особенности, от которых зависит подвод среды к обогреваемым панелям.

В котлах ТГМП-314 различных модификаций вход в панели средней радиационной части (СРЧ) осуществляется из вертикально расположенных

коллекторов (рис. 4). При наличии пароводяной смеси в них происходит расслоение среды и в часть отводящих труб, включенных в верхнюю часть коллектора, поступает среда с большим массовым паросодержанием, чем в нижние трубы панели. На выходе из панели “горячие” змеевики могут перегреваться, увеличивая межзмеевико-

вую разверку. Размещение нескольких змеевиков на стене котла приводит к возникновению неравномерности тепловосприятия панелями по ширине. В результате самые большие разверки отмечены в панелях, расположенных по центру стены. На этих панелях проводился дополнительный температурный контроль на выходе из змеевиков СРЧ.

С понижением нагрузки межзмеевиковая разверка увеличивалась, и при нагрузке 110 МВт температура среды на выходе из развернутого “горячего” змеевика центральных панелей СРЧ составляла 414°C в статическом режиме (см. рис. 4, а).

При динамических возмущениях на нагрузке 110 МВт разверка возрастала и максимальная температура среды на выходе из развернутого “горячего” змеевика центральных панелей СРЧ составляла 442°C. Расчетный уровень температур металла змеевиков с наибольшей разверкой увеличивался с 477°C в стабильном режиме до 507°C при динамических возмущениях. При этом разность температур в панели составила 78°C.

В котлах ТГМП-314 некоторых модификаций отсутствует разъем между средней и верхней радиационной частью (ВРЧ). Эти части объединены в один гидравлический элемент, имеющий достаточно большое теплоприращение среды. При поступлении в него пароводяной смеси с неравномерной раздачей на входе в параллельные панели в этой поверхности развивается недопустимая межпанельная разверка, что также ограничивает регулировочный диапазон для энергоблоков с котлами такого типа.

Модернизация подводящих труб и коллекторов СРЧ с целью снизить неравномерность раздачи пароводяной смеси по змеевикам поверхности нагрева решит проблему тепловых разверок на выходе из СРЧ, а выполненный разъем между СРЧ и ВРЧ объединенной конструкции позволит в дальнейшем дополнительно расширить регулировочный диапазон работы энергоблоков с котлами ТГМП-314.

Еще один важный показатель надежности прямоточных котлов — пульсационная устойчивость потока среды. При пульсациях происходят циклические колебания расхода с амплитудой, зависящей от режимных и конструктивных параметров. Пульсации потока среды в парогенерирующих элементах котлов недопустимы, так как могут вызвать повреждения труб из-за термоусталости вследствие переменных температурных напряжений.

В модификации котла ТГМП-314 с вертикальными панелями при отсутствии полного перемешивания среды за каждым из последовательно включенных ходов НРЧ эта поверхность нагрева в пределах регулируемого потока состоит из двух подпотоков. Они представляют собой контуры с подъемно-опускным движением среды. Суммарное приращение энтальпии в таких контурах пре-

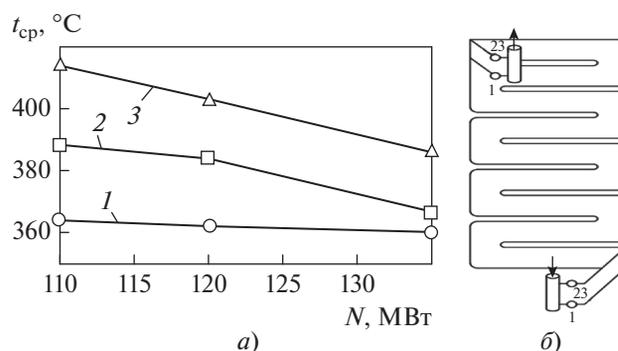


Рис. 4. Распределение температуры среды по трубам панели СРЧ при разгрузке на скользящем давлении котла ТГМП-314 (а) и общий вид панели (б). Номер трубы: 1 – 3; 2 – 19; 3 – 23

вышает 840 кДж/кг (200 ккал/кг). Велика и общая длина контуров, что также приводит к возникновению пульсационных режимов.

Зафиксированные в опытах пульсации расхода на котле ТГМП-314 наблюдались между подпотоками НРЧ и имели межвитковый характер. Пульсации расходов появлялись на нагрузках ниже 135 МВт с включенными подогревателями высокого давления при внесении возмущений посредством изменения соотношения вода — топливо. Модернизация (см. рис. 3) позволила решить проблему пульсационной устойчивости на котле ТГМП-314.

Помимо гидравлического режима элементов парогенерирующего тракта должен поддерживаться надежный температурный режим поверхности нагрева, нарушение которого может происходить в том числе из-за кризисного ухудшения внутреннего теплообмена.

В ходе испытаний, проведенных на газомазутных котлах различной конструкции энергоблоков мощностью 300 МВт, не были выявлены ограничения рассматриваемых режимов работы энергоблоков при возникновении ухудшенного температурного режима экранных труб. Кризис второго рода был обнаружен при разгрузках энергоблока 1200 МВт с котлом ТГМП-1202 [7]. Основной параметр кризиса теплообмена второго рода — паросодержание в месте возникновения кризиса, называемое граничным паросодержанием $x_{гр}$, при котором пристенная пленка жидкости высыхает и теплоотдача от стенки трубы к рабочей среде резко ухудшается. При снижении нагрузки менее 700 МВт наблюдался резкий рост температуры стенки металла труб топочных экранов, что связано с ухудшением их температурного режима. Недопустимые по условиям обеспечения прочности и отсутствия окалинаобразования температуры металла труб НРЧ, достигающие 590°C, наблюдались при сжигании мазута. При работе на природном газе выбеги температур не

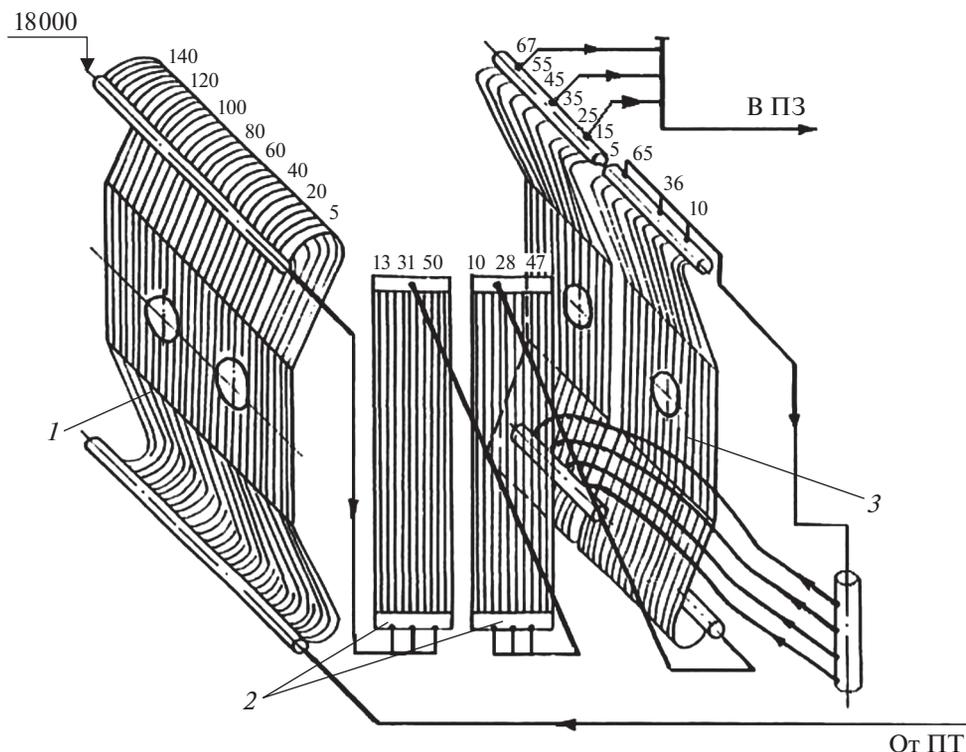


Рис. 5. Схема движения среды в панелях нижней радиационной части котла ПК-41. Нижняя радиационная часть: 1, 2, 3 – фронтальная, боковая и задняя стена соответственно; ПЗ – переходная зона; ПТ – подвесные трубы. Цифрами отмечены номера труб в панели, на которых установлены термомпары

превышали 480°C при внесении возмущения изменением соотношения вода – топливо, отмечались в СРЧ. Таким образом, температурный режим в панелях СРЧ не ограничивал уровень разгрузки энергоблока при сжигании природного газа.

Уменьшению нагрузки энергоблока ниже 700 МВт препятствует работа вспомогательного оборудования – турбоприводов питательных насосов и воздуходувок (ТВД) с избыточной суммарной пропускной способностью [8]. При разгрузке энергоблока с сохранением в работе вспомогательного оборудования ПТН и ТВД приводит к появлению малорасходных режимов в турбоприводах и разогревам их выхлопов до недопустимых значений. По этой причине технологический минимум энергоблока мощностью 1200 МВт составил 700 МВт.

Нарушение температурного режима, не связанное с ухудшением теплообмена, наблюдалось в котлах ПК-41 при снижении нагрузки энергоблока менее 120 МВт. Избыточное тепловосприятие поверхностью нагрева парогенерирующего тракта при высоком теплонапряжении и объеме топки из-за примененного пережима и наличие переходной зоны приводят при сниженных нагрузках к повышению температуры среды за ВРЧ больше рекомендованных 500°C.

Для поддержания требуемой температуры среды за ВРЧ увеличивают коэффициент избытка воздуха в топочной камере до 1.5 при нагрузках энергоблока ниже 120 МВт. Однако при динамических возмущениях из-за изменения соотношения вода – топливо, температура среды за ВРЧ достигала 560°C. По условиям безопасного температурного режима ВРЧ на котле ПК-41 нагрузка энергоблока составила 120 МВт.

Поверхность нагрева нижней радиационной части состоит из пяти ходов (рис. 5): I ход занимает всю ширину фронтальной стены, II и III – боковые стены, последние два хода расположены на задней стене.

В топочные экраны среда поступает со значительным недогревом до температуры насыщения. На выходе из фронтальной панели НРЧ и в остальных ходах НРЧ среда находится в состоянии насыщения. Во фронтальном экране межтрубная теплогидравлическая разверка связана с неравномерностью тепловосприятия труб панели по ширине. Так, на выходе из труб, расположенных ближе к углам топочной камеры, среда находится в состоянии воды, и на нагрузке энергоблока 120 МВт разверка во фронтальном экране составляет приблизительно 30°C.

В параллельных трубах панелей II–IV ходов НРЧ температурные разверки связаны с неравномерностью раздачи пароводяной смеси по трубам. В первую по ходу среды боковую панель раздается пароводяная смесь с небольшим паросодержанием, что вызывает неравномерности по ширине панели. На нагрузке 120 МВт наибольшая разница температур зафиксирована между трубами первой боковой панели – приблизительно 42°C . В последующих панелях по ходу среды температурная разверка, возникающая из-за неравномерности раздачи, уменьшается по мере роста массового паросодержания среды. В последнем ходе НРЧ возможен перегрев среды в наиболее обогреваемых трубах, но разверка не превышает 15°C относительно температуры насыщения при минимальной нагрузке.

Таким образом, теплогидравлические разверки в экранах топочной камеры не ограничивают работу котла на низких нагрузках энергоблока и находятся в пределах, рекомендуемых [9].

Особенность конструкции топочных поверхностей нагрева в котле ТГМП-114 – использование горизонтально-подъемной навивки для НРЧ и СРЧ, экранирующей по нитке полупериметр топки с массовыми скоростями среды на номинальной нагрузке 3520 и 3040 кг/($\text{м}^2 \cdot \text{с}$) соответственно.

Как показали результаты испытаний, энергоблоки мощностью 300 МВт с котлами ТГМП-114 при сжигании природного газа не имеют ограничений по надежности поверхностей нагрева вплоть до нагрузок $0.3D_{\text{ном}}$ (до 30% номинальной нагрузки энергоблока). Тем не менее, нижний предел нагрузки этих энергоблоков установлен на отметке 120 МВт ($0.4D_{\text{ном}}$). Расширение регулируемого диапазона нагрузок указанных энергоблоков на скользящем давлении ограничено из-за некорректного измерения малых расходов питательной воды и топлива, низких давлений природного газа и мазута, ненадежной работы АСУ ТП в режиме стабилизации при нагрузках $0.3D_{\text{ном}}$, а также вследствие невозможности обеспечить требуемый диапазон регулирования турбопривода питательных насосов. Последнее относится ко всем энергоблокам, разгружаемым до 120 МВт.

МИНИМАЛЬНЫЕ НАГРУЗКИ БАРАБАННЫХ КОТЛОВ

Перед проведением испытаний на барабанных котлах ТПЕ-430, ТГМ-84Б и ТГМ-94 надежность циркуляции предварительно оценивали по данным тепловых расчетов.

В панелях с раздающими и собирающими коллекторами может происходить нарушение цирку-

ляции – ее застой или опрокидывание. В котлах ТПЕ-430, ТГМ-84Б и ТГМ-94, имеющих типовые конструктивные характеристики, коэффициенты запаса по опрокидыванию существенно меньше коэффициентов запаса по застою. Поэтому именно возможность опрокидывания потока определяет надежность циркуляции в котлах высокого давления. Коэффициент запаса по опрокидыванию $K_{\text{опр}}$ слабо зависит от производительности котла, лишь немного возрастая при снижении нагрузки. Основное влияние на надежность циркуляции оказывают давление в контуре циркуляции и конструктивное исполнение циркуляционного контура.

Обычно расчетные показатели надежности оказываются выше допустимого значения 1.1. Исключением являются контуры циркуляции, для которых проходные сечения опускных труб меньше рекомендуемых (0.4 сечения экранных труб).

Это условие не было выполнено на котле ТПЕ-430, где опускная система является общей для всех испарительных контуров и состоит из четырех опускных труб с проходным сечением, составляющим 0.35 всего сечения труб испарительных экранов (рис. 6). В результате расчета контура циркуляции на нагрузке $0.3D_{\text{ном}}$ коэффициент запаса по опрокидыванию составил 1.05, что, согласно [9], не обеспечивает запаса устойчивости по опрокидыванию потока.

На котлах ТГМ-84Б и ТГМ-94 контуры циркуляции имеют индивидуальные опускные и паровотводящие трубы и для наименее обогреваемых панелей на нагрузке ниже 30% номинальной паропроизводительности коэффициенты запаса по опрокидыванию составляют 2.14 и 1.65 соответственно. Для этих котлов надежность циркуляции обеспечивается до нагрузки $0.25D_{\text{ном}}$.

При проведении испытаний на котле ТГМ-84Б для подтверждения надежности циркуляции в наименее обогреваемых угловых панелях были установлены напорные трубки ЦКТИ для измерения перепада давления в набегающем потоке с последующим определением реальных скоростей циркуляции среды в испарительных экранах.

Значения таких скоростей, полученные в ходе испытаний на паровых нагрузках 35–25% номинальной при паропроизводительности котла 150–110 т/ч, сопоставимы с расчетными средними по панели скоростями [10]. При паропроизводительности 110 т/ч минимальное значение скорости циркуляции в наименее обогреваемых трубах угловой панели заднего экрана составляет 1.02 м/с, что существенно превышает минимально допустимую скорость 0.3 м/с по условиям надежности циркуляции. Расчетная оценка надежности циркуляции и результаты проведенных испытаний показали, что эта надежность обеспечивается при снижении

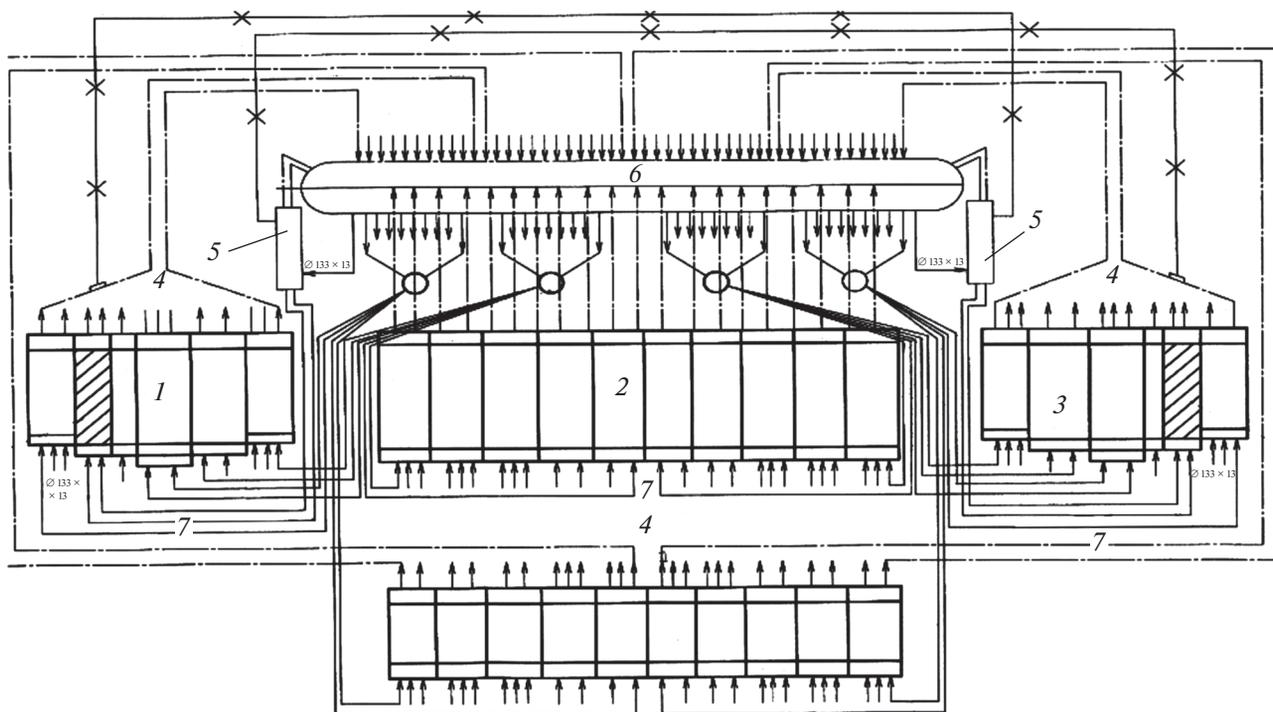


Рис. 6. Схема циркуляции среды для котла ТПЕ-430.

Экран: 1 – боковой левый; 2 – фронтальной; 3 – боковой правый; 4 – паропроводящие трубы (133 × 33 мм); 5 – циклон (426 × 36 мм); 6 – барабан котла (диаметр 1600 мм); 7 – водопроводящие трубы (159 × 15 мм)

нагрузки до 110 т/ч. Проанализировав температурный режим труб настенного радиационного, ширмового и конвективного пароперегревателей, можно сделать вывод, что значения температур металла стенок труб не превышают предельно допустимые температуры по условиям прочности.

Ограничением по дальнейшему уменьшению нагрузки для парового котла ТГМ-84Б стало изменение температуры перегретого пара ниже номинальных значений, поскольку данный котел выдает пар на общестанционный коллектор и требование поддержания номинальной температуры свежего пара было одним из основных условий определения минимальной нагрузки. При последующем снижении паропроизводительности котла также возникают сложности с поддержанием стабильности горения и регулирования расхода топлива. Вследствие перечисленных причин минимальная паровая нагрузка котла ТГМ-84Б составила 150 т/ч.

Испытания энергоблока мощностью 155 МВт с котлом ТГМ-94 и турбоустановкой К-155-12.8 проводились на скользящем давлении пара. Разгрузка до 80 МВт проходила при номинальном давлении, а разгрузка до 40 МВт – на скользящем давлении (13.0–8.3 МПа). При снижении нагрузки энергоблока начиная с 70 МВт были постепенно отключены горелки нижнего яруса, а при 40 МВт из работы были выведены горелки среднего яруса. Для поддержания температуры проме-

жуточного перегрева дымосос рециркуляции газов был полностью загружен. Во время испытаний разгрузка энергоблока проводилась в диапазоне нагрузок энергоблока 80–35 МВт при поддержании температур первичного и вторичного пара на уровне 535–544 и 530–543°С соответственно. Рекомендуемая минимально допустимая нагрузка энергоблока составила 40 МВт (приблизительно 25% номинальной).

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ

Проведенные исследования продемонстрировали возможность расширения регулировочного диапазона энергоблоков с барабанными и прямоточными котлами СКД. Применяемые компоновки парогенерирующих поверхностей нагрева в прямоточных котлах рассмотренных типов позволяют осуществлять разгрузки на скользящем давлении. Рекомендации по проектированию гидравлических схем и компоновок экранов для новых прямоточных котлов СКД представлены в [11]. Далее приведены основные положения, касающиеся обеспечения недогрева среды на входе в топочные экраны, подвода и раздачи пароводящей смеси по трубам экранных поверхностей нагрева, паросодержания на входе в поверхность нагрева и ее теплоприращения.

1. При работе котла на скользящем давлении для предотвращения закипания воды на входе в

топочную поверхность нагрева должен быть обеспечен недогрев 85 кДж/кг при минимальном давлении.

2. Массовое паросодержание среды перед поверхностью нагрева с двухфазной средой на входе должно составлять более 0,4 по условию обеспечения раздачи пароводяной смеси с приемлемой неравномерностью паросодержания ($\Delta x \leq 0,15$) при минимальном давлении.

3. Для радиационных топочных экранов вертикальной компоновки надежный гидравлический режим обеспечивается при приращении энтальпии в них 540–630 Кдж/кг, с тепловой неравномерностью $\eta_T = 1,3$. При использовании спиральной навивки, для которой $\eta_T = 1,10$ –1,15, допустимые приращения энтальпии могут быть увеличены.

4. При проектировании котлов допустимые температуры металла экранных труб при разгрузке на скользящем давлении с рабочим массовым паросодержанием $x_{\text{раб}}$ в поверхности нагрева больше граничного $x_{\text{гр}}$ обеспечиваются посредством выбора необходимых массовых скоростей среды в зависимости от теплового потока.

ВЫВОДЫ

1. Тепловые электростанции, в состав оборудования которых входят энергоблоки с барабанными и прямоточными котлами, в современной энергосистеме эксплуатируются в полупиковой части графика нагрузок. В связи с этим к маневренным характеристикам этих энергоблоков предъявляются повышенные требования.

2. Разгрузки энергоблоков СКД на скользящем давлении являются наиболее экономичными и могут служить одним из способов регулирования нагрузок в энергосистеме. Глубина разгрузки определяется, главным образом, надежностью котлов, гидравлические схемы которых специально не проектировались для работы на докритическом давлении.

3. Проведенные оценки надежности прямоточных котлов различных типов с испытаниями энергоблоков 300 МВт при разгрузках на скользящем докритическом давлении позволили установить минимально возможную нагрузку, которая составила 40% номинальной.

4. При снижении нагрузки на барабанных котлах до 20% номинальной паропроизводительности и сохранении номинального давления надежная циркуляция обеспечивается во всех контурах топочных экранов, имеющих индивидуальные опускаемые и пароотводящие трубы. Уменьшение паровой нагрузки сопровождается ростом температуры пара в радиационных и полурadiационных поверхностях пароперегрева-

теля и снижением температуры пара в конвективных поверхностях и на выходе из котла.

5. Дальнейшее снижение нагрузки энергоблоков возможно при модернизации АСУ ТП с заменой расходомеров питательной воды и топлива и обеспечении диапазона регулирования турбопривода ПТН.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Козлов А.Н., Козлов В.А.** Режимы работы электрооборудования электрических станций: учеб. пособие. Благовещенск: изд-во АмГУ, 2014. [Электрон. ресурс.] https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7130.pdf
2. **СО 34.25.503-2003 (РД 34.25.503).** Нормы минимальных допустимых нагрузок энергоблоков 150–1200 МВт. М.: ВТИ, 2003.
3. **Глускер Б.Н.** Внедрение режимов работы блоков СКД на скользящем давлении во всем пароводяном тракте при пусках и несении частичных нагрузок // Электрические станции. 1998. № 5. С. 33–36.
4. **Холщев В.В.** Испытания барабанного котла высокого давления на минимальных нагрузках // Электрические станции. 1998. № 6. С. 13–17.
5. **Сомова Е.В., Тугов А.Н., Тумановский А.Г.** Обзор зарубежных конструкций энергетических котлов на суперсверхкритические параметры пара и перспективы создания энергоблоков ССКП в России // Теплоэнергетика. 2021. № 6. С. 6–24. <https://doi.org/10.1134/S0040363621060096>
6. **Сомова Е.В., Тугов А.Н., Тумановский А.Г.** Современные угольные энергоблоки на суперсверхкритические параметры пара (обзор) // Теплоэнергетика. 2023. № 2. С. 5–23. <https://doi.org/10.56304/S0040363623020066>
7. **Исследование** и внедрение режимов скользящего давления на котле ТГМП-1202 энергоблока 1200 МВт / Г.К. Батунов, А.П. Берсенев, А.Л. Шварц, Г.М. Калинин, Г.Г. Горланов, Т.В. Вихрева // Теплоэнергетика. 1985. № 6. С. 27–32.
8. **Расширение** регулировочного диапазона на основе промышленных исследований надежности работы оборудования энергоблока большой мощности / Е.В. Сомова, В.И. Гомболевский, А.В. Мешков, А.В. Крылов, М.А. Морозов // Электрические станции. 2020. № 4. С. 8–13.
9. **Гидравлический** расчет котельных агрегатов (нормативный метод) / О.М. Балдина, В.А. Локшин, Д.Ф. Петерсон, И.Е. Семеновкер. М.: Энергия, 1978.
10. **Расчетно-экспериментальное** обоснование глубокой разгрузки котла Е-420-13.8-560ГМ / А.Н. Тугов, В.М. Супранов, Е.В. Сомова, В.А. Верещетин // Теплоэнергетика. 2024. № 1. С. 89–100. <https://doi.org/10.56304/S0040363624010089>
11. **Проектирование** котлов сверхкритического давления на скользящем давлении (дополнение к Нормативному методу гидравлического расчета котельных агрегатов). Руководящие указания. Вып. 56. Л.: НПО ЦКТИ, 1988.

Extension of the Control Range of Power Units: Problems and Their Solution

E. V. Somova*

All-Russia Thermal Engineering Institute (ОАО ВТИ), Moscow, 115280 Russia

**e-mail: evsomova@vti.ru*

Abstract—The modern structure of energy consumption enhances the nonuniformity of electrical load curves. With the more pronounced nonuniformity of daily and weekly electrical energy consumption, the requirements for the maneuverable characteristics of power units, which include the control range of the power unit load (technological minimum) and the minimum safe load of the power unit (technical minimum), become more demanding. Due to the problem of maintenance and adequate passing of the minimum of electrical loads during nighttime periods and nonworking days, large supercritical pressure (SCP) condensing power units had to be engaged in controlling the loads. This situation is topical for the Russian power industry in the absence of semipeak power units. For SCP power units, it is advisable to perform unloading under sliding pressure conditions throughout the entire steam-water path. The depth of unloading depends mainly on the reliability of the boilers, the hydraulic design of whose heating surfaces had been performed without considering operation at subcritical pressure. The possibility of application of sliding pressure unloading for SCP units was determined by ensuring reliable temperature and hydraulic conditions of the boiler heating surfaces, in which the state of the working fluid changed from subcooled water to slightly superheated steam. Unloading of drum boilers requires maintenance of reliable circulation in the furnace waterwalls and safe temperature conditions of the steam superheating surfaces. The results of the tests of various types of gas-and-oil fired once-through and drum boilers with unloading at sliding or rated subcritical pressures are presented. The reliability indicators of the hydraulic paths of the boilers and the factors limiting deep unloading of power units have been analyzed. The minimum safe loads were determined. Technical solutions for deep unloading were proposed for the hydraulic circuits of the steam-generating part of the flow path of SCP boilers.

Keywords: TPP power units, load curve, capacity, drum and once-through boilers, control range of power units, cycling power unit, process and technical minimum loads