

**ПАРОТУРБИННЫЕ, ГАЗОТУРБИННЫЕ,
ПАРОГАЗОВЫЕ УСТАНОВКИ
И ИХ ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ**

**ВЫБОР ВАРИАНТА ПУСКА ЭНЕРГОБЛОКА 800 МВт СУРГУТСКОЙ
ГРЭС-2 ПРИ ОТСУТСТВИИ СОБСТВЕННОГО ИСТОЧНИКА ПАРА**

© 2023 г. А. В. Скуратов^{a, *}, В. И. Гомболевский^a, М. В. Лазарев^a, А. С. Шабунин^a,
П. А. Березинец^a, Ю. С. Васильконов^b, А. Н. Синельников^b, С. Г. Филиппов^b

^aВсероссийский теплотехнический институт, Автозаводская ул., д. 14, Москва, 115280 Россия

^bСургутская ГРЭС-2 – Филиал ПАО “Юнипро”, ул. Энергостроителей, д. 23, г. Сургут,
Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, 628406 Россия

*e-mail: AVSkuratov@vti.ru

Поступила в редакцию 21.11.2022 г.

После доработки 14.04.2023 г.

Принята к публикации 27.06.2023 г.

Вопросы живучести тепловых электростанций по-прежнему актуальны для отечественной энергетики. В связи с концентрацией энергетических мощностей в пределах одной электростанции возникают различного рода нештатные ситуации (аварии), а, поскольку старение действующего оборудования продолжается, вероятность их возникновения значительно возрастает. К числу непредвиденных ситуаций такого рода и относится рассмотренная в статье ситуация для Сургутской ГРЭС-2 (СуГРЭС-2) с полным остановом генерирующего паросилового оборудования электростанции (так называемая “посадка на нуль”). Для выхода из такого рода системных аварий требуется наличие соответствующих возможностей и средств. Сургутская ГРЭС-2 имеет две очереди – шесть энергоблоков паросилового оборудования (ПСУ) по 800 МВт и два энергоблока парогазовой установки (ПГУ) по 400 МВт. Представлены решения поставленной задачи во взаимодействии оборудования двух очередей электростанции. Рассмотрены пять возможных схем разворота энергоблоков ПСУ с “нуля” при потере пара собственных нужд. Разработаны необходимые организационные и технические мероприятия для реализации указанных вариантов. Определены теоретически и подтверждены испытаниями минимальные требования (расход, давление и температура) к источнику стороннего пара. Выполнены расчеты котла-утилизатора (КУ) ПГУ, подтверждающие его возможность выступать в качестве источника стороннего пара. Для двух перспективных вариантов разработаны схемы необходимой реконструкции энергоблоков и проведена укрупненная сравнительная оценка затрат на их реализацию.

Ключевые слова: пуск с “нуля”, энергоблок паросилового оборудования, технические решения, подача стороннего пара, расчеты котла-утилизатора, парогазовая установка, испытания

DOI: 10.56304/S0040363623120111

В соответствии с [1] для обеспечения потребностей в паре на собственные нужды при пуске первых энергоблоков электростанции должна быть предусмотрена пусковая котельная. В состав СуГРЭС-2 входят:

шесть энергоблоков паросилового оборудования первой очереди мощностью 800 МВт каждый, введенных в эксплуатацию в середине 80-х годов прошлого века;

два энергоблока парогазовой установки второй очереди мощностью 400 МВт каждый, введенных в эксплуатацию в 2011 г.

Пусковая котельная отсутствует.

При пуске первых энергоблоков СуГРЭС-2 в качестве источника стороннего пара было решено использовать котел энергоблока № 3 расположенной рядом Сургутской ГРЭС-1 (СуГРЭС-1).

Для подачи пара был проложен межстанционный коллектор. После завершения строительства СуГРЭС-2 при штатных пусках энергоблоков использовали пар от соседних работающих энергоблоков, а межстанционный коллектор пара не использовался, со временем он пришел в негодность и был демонтирован. Для новых энергоблоков ПГУ источником стороннего пара служили энергоблоки ПСУ первой очереди.

В целях устранения и недопущения нештатных ситуаций с потерей источника стороннего пара на электростанции сотрудники ВТИ, ОРГРЭС, НПО ЦКТИ провели большую совместную работу по исследованию надежности экранной системы котла ТГМП-204ХЛ при пусках из холодного состояния на скользящем давлении во всем тракте котла [2]. За основу был взят опыт Пермской

Таблица 1. Потребители стороннего пара при пуске энергоблока ПСУ СуГРЭС-2

Потребитель	Расход, т/ч	Давление, МПа	Температура, °С
Система уплотнения турбины К-800-23.5:			
из неостывшего состояния	15	0.05	260–320
из горячего состояния	15	0.05	400
Система уплотнения двух приводных турбин насосов ОК-18ПУ-800 (К-17-15П)	5	0.05	250
Приводная турбина питательного насоса ОК-18ПУ-800 (К-17-15П)	50	1.0	250

ГРЭС – питание котла в подобном случае осуществлялось основным конденсатом, подаваемым конденсатными электронасосами (КЭН). Для этого была выполнена реконструкция конденсатного тракта энергоблока [монтаж байпасной линии деаэратора и питательного турбонасоса (ПТН)], после которой можно пускать энергоблока СуГРЭС-2 из холодного состояния без использования стороннего пара. Испытания показали возможность пуска такого типа. Реконструкция конденсатного тракта была проведена на четырех энергоблоках (ст. № 1, 2, 4, 6). Основными недостатками такого пуска являются его большая продолжительность и возможность пусков только из холодного состояния. Кроме того, была определена возможность пуска энергоблока из горячего состояния за счет аккумулированного в котле пара после его останова. Главный недостаток данного пуска – возможность его реализации только в очень короткий промежуток времени после останова котла.

В 2020–2021 гг. была проведена работа по повышению надежности паросиловой части СуГРЭС-2 в случае ее полного аварийного останова и при пуске любого энергоблока электростанции из любого теплового состояния. В качестве возможных источников стороннего пара были рассмотрены СуГРЭС-1, ПГУ СуГРЭС-2 и новый (построенный) источник. Обсуждалась возможность пуска без стороннего источника пара с помощью дополнительных питательных электронасосов (ПЭН) и КЭН.

В первую очередь были уточнены и согласованы с заказчиком требования к источнику стороннего пара. В соответствии со стационарными инструкциями по эксплуатации источник пара при пуске должен обеспечивать паром одновременно несколько потребителей (табл. 1).

Во время пусконаладочных работ для энергоблоков ст. № 1, 2 было рекомендовано и согласовано с ПО ЛМЗ питание горячего коллектора уплотнений при всех пусках от пятого отбора турбины при давлении 0.58 МПа и температуре 300°С. Завод-изготовитель подтвердил эти параметры при пусках всех типов и возможность при

аварийной ситуации на электростанции подачи пара температурой 250°С на уплотнения основной турбины независимо от ее теплового состояния. По опыту эксплуатации аналогичных энергоблоков с турбиной 800 МВт расход пара составляет 2 т/ч на уплотнение цилиндра или 10 т/ч пара на уплотнение турбины. Для уплотнения приводной турбины ОК-18ПУ-800 достаточно 2 т/ч пара при температуре 250°С.

При пуске энергоблока до получения собственного пара от котла сторонний пар можно подавать на уплотнения только одного работающего ПТН. Приведенные в табл. 1 параметры пара для приводной турбины ПТН согласно действующим инструкциям по эксплуатации относятся к пускам с номинальным давлением в тракте до встроенной задвижки (ВЗ) (сепараторная пусковая схема энергоблока). Было предложено пускать энергоблок на скользящих параметрах во всем тракте котла [3–6] в первую очередь после аварийной ситуации при отключении всей ПСУ, а в дальнейшем и для всех штатных пусков. Расход пара на привод ПТН при пуске энергоблока на скользящих параметрах во всем тракте котла из всех тепловых состояний при необходимом давлении в тракте до ВЗ не более 10.0 МПа, по оценкам авторов, не должен превышать 15 т/ч. При моделировании режима растопки котла на скользящих параметрах с давлением в тракте до ВЗ 10.0 МПа на действующем тренажере электростанции расход стороннего пара на ПТН составил 14 т/ч.

Таким образом, было определено, что резервный источник пара должен обеспечивать подачу пара в коллектор собственных нужд (КСН) пускаемого энергоблока при расходе не более 30 т/ч, температуре не менее 250°С и давлении не ниже 1.0 МПа.

Для подтверждения возможности пуска такого типа были проведены испытания на котле энергоблока № 4 [без пуска паротурбинной установки (ПТУ)] из разных тепловых состояний при различных давлениях до ВЗ. Результаты испытаний подтвердили возможность надежного пуска из неостывшего состояния при давлении до ВЗ 7.5 МПа и из горячего состояния при давлении до ВЗ

10.0 МПа. При пуске из горячего состояния сторонний пар подавался на два ПТН (один в работе, один в резерве) при расходе 34.1 т/ч.

Анализ вариантов пусков проводился по таким критериям, как возможность реализации пуска и его относительная стоимость, дополнительные расходы воды, пара, топлива и электроэнергии на пуск, продолжительность пуска, затраты на эксплуатацию новой схемы. Дополнительные затраты ресурсов и продолжительности пуска различались незначительно для разных вариантов.

Далее рассмотрены другие критерии, использованные при анализе вариантов пуска.

Подача стороннего пара от СуГРЭС-1. В настоящее время реализация данного варианта практически не возможна вследствие очень высоких капитальных и эксплуатационных затрат и по организационным причинам (электростанции принадлежат разным хозяйствующим субъектам).

Строительство нового источника пара. Такой вариант можно рассматривать как наиболее надежный для получения стороннего пара и пуска энергоблока при аварийном останове электростанции. Для обеспечения требуемых количества и параметров пара при пуске одного энергоблока на скользких параметрах можно использовать установку, состоящую из двух котлов типа Де-16-14-225, обладающих достаточной простотой, надежностью и маневренностью. Размещение их рядом с действующим оборудованием в существующей ячейке котельного зала энергоблока ПСУ № 7 (предполагавшегося, но не построенного) позволит минимизировать затраты на присоединительные трубопроводы, обвязки котлов и их обслуживание. Минусом такого варианта является довольно высокая стоимость его реализации и поддержания котлов в эксплуатационной готовности. Данный вариант целесообразен только при необходимости в дополнительном источнике пара для других стационарных нужд.

Пуск на конденсатный электронасос. Возможность пуска энергоблоков 800 МВт СуГРЭС-2 из холодного состояния без стороннего пара подтверждена в [3]. Питание котла водой осуществлялось от КЭН по специально смонтированному байпасу ПТН от линии конденсата перед деаэратором на входе в котел. На начальном этапе пуска пар сбрасывается через пускосбросное устройство в конденсатор, набор вакуума в котором был осуществлен без подачи пара на уплотнения (турбина холодная). В настоящее время возможность пуска из холодного состояния прописана в инструкциях для энергоблоков № 1, 2, 4 и 6, на которых смонтирован необходимый байпас ПТН.

Основным ограничением, не позволяющим реализовать такую технологию для пусков из всех тепловых состояний, является недостаточный на-

пор КЭН. Параметры собственного пара за котлом, которые можно получить на установленных КЭН, имели следующие максимальные значения: давление 0.48 МПа, температура 150°C. Для подачи пара на уплотнения турбины и разворота ПТН при пусках из неостывшего и горячего состояния этого недостаточно. Давление питательной воды перед встроенной задвижкой должно составлять 7.5 и 10.0 МПа соответственно при пусках из неостывшего и горячего состояния, поэтому требуемые параметры собственного пара за котлом путем дальнейшей форсировки топки при данном напоре КЭН получить невозможно. Кроме того, при “горячей” турбине без подачи пара на уплотнения отсутствует возможность набора вакуума и, следовательно, организации горячих сбросов в конденсатор. Замена существующих КЭН на насосы с большим напором с реконструкцией конденсатного тракта на эксплуатируемом энергоблоке вследствие высокой стоимости в дальнейшем не рассматривалась. Наиболее перспективными были признаны варианты с подачей пара от ПГУ и с установкой ПЭН.

Подача стороннего пара от ПГУ. Преимуществом данного варианта является наличие рабочего и постоянно используемого паропровода между энергоблоками очередей ПГУ и ПСУ, на эксплуатацию и поддержание в рабочем состоянии которого дополнительные затраты не требуются.

В состав ПГУ входят трехконтурные котлы-утилизаторы с промежуточным перегревом. В качестве источника стороннего пара предложено использовать пар контура среднего давления (СД), имеющего связи с КСН собственного энергоблока и КСН энергоблоков ПСУ. Значения параметров пара СД в номинальном режиме (расход 51 т/ч, давление 2.45 МПа, температура 300°C) вполне достаточны для пусковых нужд энергоблоков ПСУ и даже при более низких нагрузках ПГУ. Об этом свидетельствуют результаты расчетов КУ.

Изначальной технической особенностью энергоблоков ПГУ СуГРЭС-2 является отсутствие возможности подачи пара от КСН одного энергоблока к КСН другого. При пуске собственные нужды каждого энергоблока ПГУ (расход 52 т/ч, давление 1.25 МПа, температура 242°C) обеспечиваются от части ПСУ, для чего на ней размещены редуционно-охладительная установка (РОУ) ПГУ и подающий паропровод между первой и второй очередями ГРЭС в КСН энергоблоков ПГУ № 7, 8. Соединительный паропровод находится в прогретом состоянии для повышения мобильности и надежности его эксплуатации при отрицательных или близких к ним ночных температурах воздуха. При положительных температурах воздуха такой подогрев не осуществляется. В нормальном режиме работы КСН ПГУ питается паром от контура СД. Чтобы реализовать возможность подавать пар от

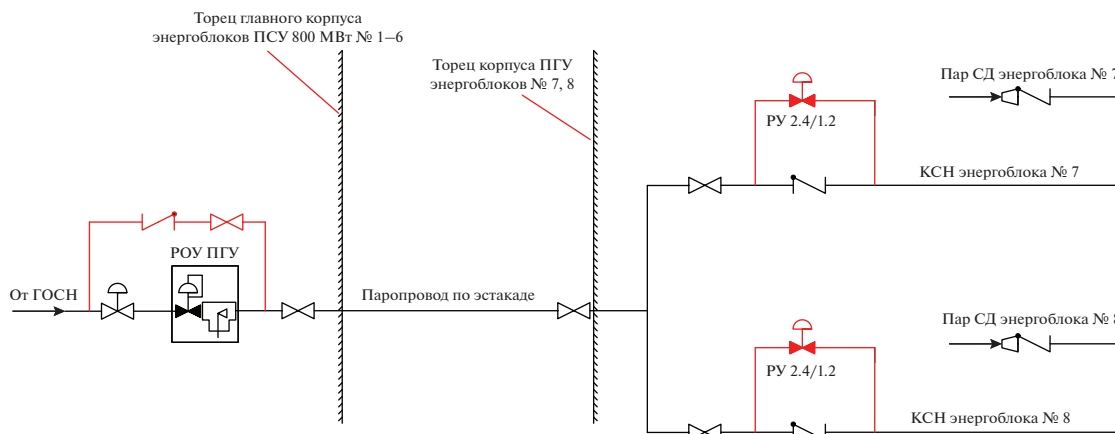


Рис. 1. Схема реконструкции КСН энергоблоков ПГУ и энергоблока № 6 в части РОУ ПГУ. ГОСН – горячий общестанционный коллектор собственных нужд; РУ – редуцирующее устройство

контура СД котла-утилизатора ПГУ на энергоблоке ПСУ, необходимо провести реконструкцию системы собственных нужд (СН) энергоблоков ПГУ и ПСУ.

Реконструкция схем заключается в установке байпасов обратных клапанов на линии подачи пара от РОУ ПГУ в соединительный паропровод между очередями ГРЭС. На байпасе располагается редуцирующий клапан, обеспечивающий расход 51 т/ч и понижающий давление с 2.4 до 1.2 МПа (рис. 1).

Кроме того, требуется реконструкция узла РОУ ПГУ, расположенного в части ПСУ, которая заключается в установке его байпаса с обратным клапаном и ручной отключающей задвижкой для возможности подачи пара в горячий КСН части ПСУ от ПГУ (см. рис. 1).

Преимуществом рассматриваемого варианта является то, что при реконструкции системы собственных нужд энергоблоков ПГУ обеспечивается связь по стороннему пару между их КСН. Это позволяет если не полностью отказаться от включений паропровода от ПСУ к ПГУ при положительных температурах воздуха с подачей пара при пуске одной ПГУ от работающей второй, то существенно сократить число таких включений. Использование для поддержания соединительного паропровода в прогретом состоянии более низкого потенциального пара контура СД энергоблоков ПГУ вместо пара четвертого или третьего отбора паровой турбины может дать экономический эффект.

Еще одной отличительной особенностью энергоблоков ПГУ СуГРЭС-2 является схема их подпитки обессоленной водой. Максимальный длительный расход подпитки на энергоблок составляет 20 т/ч, который определяется пропускной способностью клапана на линии от стороннего источника (установки химической очистки воды). Аварийная подпитка осуществляется из собственного запаса схемы, создаваемого в баке

запаса конденсата (БЗК), заполняемом от линии основного конденсата до начала растопки энергоблока или во время стационарной работы при наличии излишка подаваемой воды. Объем воды в БЗК (109 т) достаточен для пуска из горячего состояния в течение 5 ч. При пуске из холодного состояния длительность этапа от начала прогрева КСН до подъема параметров пара перед турбиной и появления возможности перейти на собственный пар составляет более 10 ч. Поэтому было рекомендовано заменить существующий клапан нормальной добавка на клапан с большей пропускной способностью (не менее 30 т/ч).

Для подтверждения возможности надежной работы КУ энергоблоков ПГУ с отбором пара сторонними потребителями от контура среднего давления была разработана математическая модель КУ, с помощью которой выполнена серия поверочных расчетов с отбором всего пара СД при температурах наружного воздуха +20 и -30°C и относительных нагрузках ГТУ 100 и 75% (табл. 2). Чтобы иметь возможность сравнить полученные варианты, были выполнены аналогичные расчеты без отбора пара СД. В качестве исходных данных для составления модели КУ использовались его заводские конструктивные характеристики (проектная документация по котлу) и данные тепловых испытаний оборудования энергоблоков ст. № 7, 8, проведенных сотрудниками ВТИ в 2018 г. Эти же результаты испытаний использовались для расчета параметров выхлопных газов газотурбинной установки и контроля корректности результатов расчета КУ в режимах без отбора пара.

Анализ полученных данных показывает, что отбор пара СД незначительно влияет на работу всех контуров КУ. Максимальное изменение (до 16%) наблюдается только в расходе пара горячего промежуточного перегрева. Для остальных пара-

Таблица 2. Результаты расчета параметров пара котла-утилизатора ПГУ

Паропровод	$P_{ГГУ}$, %	$g_{п}$, %	Температура наружного воздуха, °С					
			–30		0		+20	
			G , т/ч	t , °С	G , т/ч	t , °С	G , т/ч	t , °С
ВД	75	0	247.7	555.0	254.2	555.0	246.0	555.1
		100	251.0	555.0	248.5	555.0	249.2	555.0
	100	0	267.5	520.7	265.9	543.8	264.3	555.1
		100	276.3	520.5	274.1	543.6	270.1	555.0
СД	75	0	32.8	298.7	31.9	298.3	31.1	299.8
		100	32.5	298.9	31.6	298.5	30.8	300.0
	100	0	58.9	301.5	52.6	304.9	48.6	306.6
		100	58.1	302.4	51.8	305.4	47.9	306.9
ГПП	75	0	267.2	549.9	264.5	549.9	269.4	549.9
		100	241.0	550.1	239.2	550.1	244.7	550.1
	100	0	306.6	520.7	298.9	534.0	293.3	547.2
		100	256.0	519.6	254.1	541.8	253.5	550.1
НД	75	0	37.3	286.5	36.6	296.2	34.1	288.9
		100	36.1	287.5	35.4	287.2	33.0	289.9
	100	0	55.8	288.2	49.5	292.5	45.7	295.0
		100	54.5	289.3	48.4	293.6	44.2	296.2

Примечание. ВД, СД, НД – паропроводы высокого, среднего и низкого давления; ГПП – паропровод горячего промежуточного перегрева; $P_{ГГУ}$ – нагрузка ГГУ; $g_{п}$ – отбор пара; G – расход пара; t – температура пара.

метров контуров низкого, среднего и высокого давлений отклонения не превышают 3%.

Таким образом, можно сделать вывод о возможности длительной и безопасной работы КУ энергоблоков ПГУ СуГРЭС-2 с отводом пара СД в количестве 100% сторонним потребителям.

Установка питательных электронасосов. Данное предложение можно рассматривать как наиболее надежный вариант пуска энергоблока из любого теплового состояния при аварийном останове электростанции. По сути, предлагается принятая на энергоблоках ПСУ 300 МВт схема, в которой наряду с рабочим ПТН используется пусковой ПЭН. Установка на каждом энергоблоке ГРЭС питательного электронасоса параллельно существующим ПТН невозможна ввиду плотной компоновки оборудования турбинного цеха и высокой стоимости такого решения. Гораздо более перспективной выглядит установка группы станционных питательных насосов для возможности пуска любого энергоблока электростанции. В качестве места размещения станционных ПЭН целесообразно рассмотреть площадку под демонтируемыми общестанционными насосами кислотной промывки.

Для обеспечения пуска энергоблока из горячего и неостывшего состояний на скользящем давлении во всем тракте достаточно установить ПЭН производительностью 800 т/ч и напором 10.0 МПа, что позволит сохранить существующие алгоритмы растопки котла, режимы работы испарительного тракта и алгоритмы подключения перегревательного тракта. Первоначально рассматривались два насоса ПЭ-313-115 или три насоса ПЭ-240-115 (рис. 2).

Проведенные испытания подтвердили правильность оценки расхода пара на ПТН и выбранный уровень напора ПЭН. Для удешевления предложенного варианта насосы типа ПЭ были заменены на один насос ЦНС-720-1422 и расчет стоимости его реализации проводился с учетом установки одного насоса данного типа.

Также для упрощения и удешевления схемы было предложено отказаться от общестанционного всасывающего коллектора ПЭН и подавать воду напрямую от коллекторов химически обессоленной воды из баков запаса конденсата БЗК-1 и БЗК-2 (см. рис. 2). Общестанционный напорный коллектор питательной воды предложено проложить вместо всасывающего коллектора де-

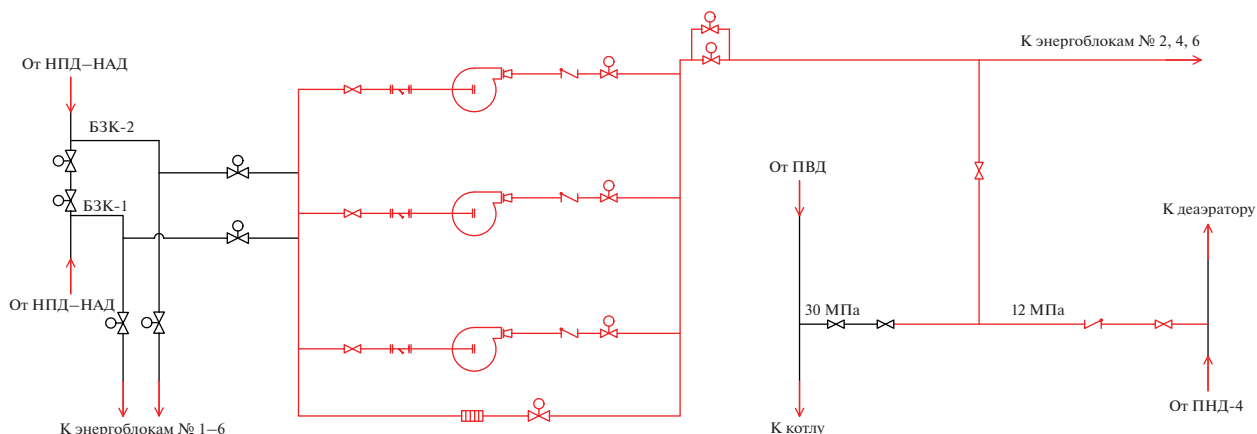


Рис. 2. Схема включения питательных электронасосов.
 НПД – насос постоянного добавка; НАД – насос аварийного добавка; ПВД – подогреватель высокого давления; ПНД – подогреватель низкого давления

монтируемой схемы химической промывки, а в качестве места ввода воды – линию байпаса ПТН. При этом энергоблоки № 3, 5 необходимо дооснастить указанной байпасной линией. Предполагаемая схема включения ПЭН показана на рис. 2.

С учетом того что при пусках из неостывшего и горячего состояний паропроводы от котла к турбине и к системе собственных нужд прогреются, сразу же после подачи пара в перегреватель путем открытия клапана на линии выпара из встроенных сепараторов можно достаточно быстро подавать пар от котла на собственные нужды. При этом дополнительный сброс пара за котлом не требуется.

В то же время есть необходимость отвода пара от расширителя 2.0 МПа. Если отсепарированную воду можно сбрасывать в циркуляционный канал, то сбрасывать пар в деаэратор (через него нет расхода) и в конденсатор (нет вакуума) нельзя. При пуске из горячего состояния в расширителе будет отделяться около 180 т/ч пара при давлении около 1.0 МПа, для отвода которого необходимо выполнить сбросной трубопровод в атмосферу с двумя задвижками из линии отвода пара от расширителя в конденсатор. Попытка утилизации этого низкопотенциального влажного пара усложнит схему и расхолодит паропроводы, что приведет к затягиванию пуска.

На заключительном этапе работы была проведена укрупненная оценка стоимости реализации перспективных вариантов. Реконструкция системы пара собственных нужд от ПГУ на начало 2021 г. оказалась более чем в 7 раз дешевле реконструкции с установкой одного ПЭН на одном энергоблоке ПСУ. Учитывая невысокую стоимость реализации, выбрали вариант с реконструкцией системы пара собственных нужд для подачи пара от ПГУ к энергоблокам ПСУ.

ВЫВОДЫ

1. Определено аналитически и подтверждено испытаниями, что для пуска энергоблока паросиловой установки 800 МВт расход пара, производимого сторонним источником, составляет 30 т/ч при давлении 1.0 МПа и температуре 250°С.
2. На основании расчетов, выполненных с помощью разработанной модели, показано, что при отводе всего пара среднего давления сторонним потребителям параметры пара за котлом повышаются не более чем на 3%, что подтверждает возможность безопасной и надежной работы котла-утилизатора с отбором пара контура среднего давления сторонним потребителям.
3. Укрупненная оценка стоимости реализации предложенных вариантов показала, что реконструкция системы пара собственных нужд более чем в 7 раз дешевле установки общестанционного питательного электронасоса.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **ВНТП-81.** Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций. М.: Моск. отд-ние ТЭП, 1981.
2. **Промышленные** испытания режимов пусков без использования стороннего пара энергоблоков 800 МВт с котлами ТГМП-204ХЛ Сургутской ГРЭС-2 / В.И. Гомболевский, А.В. Колбасников, А.Л. Шварц, Б.И. Шмуклер, В.В. Соколов, Б.Н. Глускер, Е.Д. Пичугин, А.В. Булгаков // Теплоэнергетика. 1997. № 9. С. 2–5.
3. **Внедрение** технологии пусков на скользящем давлении во всем тракте и усовершенствованных пусковых сепараторов на котлах сверхкритического давления / А.Л. Шварц, В.И. Гомболевский, А.А. Чугреев, А.В. Скуратов // Электрические станции. 2006. № 7. С. 9–15.

4. **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.
5. **Дядиченко А.А., Соколов С.С., Серебрянский С.С.** Пуски и глубокие разгрузки на скользящем давлении во всем тракте на котлах ТПП-804 блоков 800 МВт Пермской ГРЭС // *Электрические станции*. 1995. № 10. С. 26–30.
6. **Перевод** системы пароснабжения блоков СКД мощностью 800 МВт на пониженную температуру пара при внедрении на них технологии скользящих пусков / В.И. Гомболевский, А.Л. Шварц, А.В. Скуратов, В.Я. Кальнишевский // *Электрические станции*. 2006. № 11. С. 9–13.

Selecting the Startup Option for the Surgut GRES-2 800-MW Power Unit in the Absence of Its Own Steam Source

**A. V. Skuratov^{a, *}, V. I. Gombolevskii^a, M. V. Lazarev^a, A. S. Shabunin^a, P. A. Berezinets^a,
Yu. S. Vasil'konov^b, A. N. Sinel'nikov^b, and S. G. Filippov^b**

^a *All-Russia Thermal Engineering Institute (VTI), Moscow, 115280 Russia*

^b *Surgut GRES-2 Power Plant, Branch of PAO Unipro, Surgut, Khanty-Mansi Autonomous District–Yugra, 628406 Russia*
**e-mail: AVSkuratov@vti.ru*

Abstract—Matters concerned with the tenacity of thermal power plants still remain of issue for the power industry of Russia. In view of power capacities concentrated within the boundaries of a single power plant, various off-design situations (accidents) occur in it, and the likelihood of such situations to occur increases significantly since the tendency toward aging of the existing equipment is still continuing. The situation in which the Surgut GRES-2 thermal power plant's generating steam power equipment become shut down completely (so-called blackout) considered in the article is one of such contingencies. To cope with system accidents of this sort, relevant possibilities and means must be available. The Surgut GRES-2 power plant consists of two stages: six 800-MW steam power units (SPUs) and two 400-MW combined cycle units (CCUs). The article presents solutions to the problem stated above through interaction of the equipment of the power plant's two stages. Five possible schemes for starting the SPUs from zero when there is loss of auxiliary steam are considered. The organizational and technical measures necessary for implementing these options are developed. The minimal requirements for an external steam source (flowrate, pressure, and temperature) are determined theoretically and confirmed by tests. Calculations of the CCU's heat-recovery steam generator (HRSG) are carried out, which confirmed its ability to behave as the external steam source. For two promising options, schemes for the necessary modification of the power units are developed, and an aggregative comparative assessment of the costs for implementing them is carried out.

Keywords: startup from zero, steam power unit, technical solutions, external steam supply, heat recovery steam generator calculations, combined cycle unit, tests