Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

Институт энергетики и транспортных систем

На правах рукописи

Зыков Роман Эдуардович

Повышение маневренности ТЭС РФ в условиях неравномерности промышленного и бытового энергопотребления путем аккумулирования теплоты

Направление подготовки

13.06.01 Электро- и теплотехника

Направленность

13.06.01_09 Тепловые электрические станции, их энергетические системы и агрегаты

НАУЧНЫЙ ДОКЛАД

об основных результатах научно-квалификационной работы (диссертации)

Автор работы: Зыков Р.Э.

Научный руководитель:

профессор, д.т.н., Сергеев В.В.

Санкт-Петербург – 2019

Научно-квалификационная работа выполнена на кафедре Института энергетики и транспортных систем федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования
«Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого»

Заведующий кафедрой:	- Калютик Александр Антонович, к.т.н., доцент ИЭТС СПбПУ
Научный руководитель:	- Сергеев Виталий Владимирович, д.т.н., профессор СПбПУ
Рецензент:	- Смолкин Юрий Васильевич, к.т.н., заведующий Лабораторией Отделения № 2 ОАО НПО ЦКТИ

С научным докладом можно ознакомиться в библиотеке ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого» и на сайте электронной библиотеки СПбПУ по адресу: http://elib.spbstu.ru

Содержание

Введение…… 4
1. МАНЕВРЕННОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ МАНЕВРЕННОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ……... 7
1. 1. Основные тенденции развития мировой теплоэнергетики……. 7
1.2. Маневренность электроснабжения через аккумулирование электроэнергии…….. 8
1.3. Исследования в области использования аккумуляторов тепла на ТЭЦ…… 10
1.4. Пути повышения маневренности теплоэнергетики РФ……. 11
2. РАЗРАБОТКА МЕТОДА РАСШИРЕНИЯ РЕГУЛИРОВОЧНОГО ДИАПАЗОНА ТУРБИН КЭС БЛОЧНОЙ КОМПОНОВКИ ДЛЯ ПРОХОЖДЕНИЯ НОЧНЫХ ПРОВАЛОВ НАГРУЗКИ…….. 13
3. ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ ТУРБИН ТЭЦ В МАЛОРАСХОДНОМ РЕЖИМЕ РАБОТЫ ПРИ НОЧНЫХ ПРОВАЛАХ НАГРУЗКИ… 17
4. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПОВЫШЕНИЯ МАНЕВРЕННОСТИ ТУРБИН ТЭЦ ПРИ ИХ ОСНАЩЕНИИ АККУМУЛЯТОРАМИ ТЕПЛОТЫ……. 19
Заключение……. 26
Список публикаций автора по теме исследования……... 28
Источники информации по тексту научного доклада…….. 29

Введение

Актуальность темы. В энергосистеме страны после перехода от плановой экономики к рыночной имеется избыток базовой установленной электрической мощности ТЭС, что (в сочетании с преобладающей в настоящее время суточной неравномерностью электропотребления) создает проблему нехватки маневренных мощностей. В результате этого многие крупные блочные КЭС (напр. Киришская, Ириклинская ГРЭС) и преобладающие в энергетике РФ и наиболее экономичные по расходу топлива ТЭЦ вытесняются с ОРЭМ. При этом возникает необходимость разработки мер по повышению регулировочного диапазона крупных КЭС. Для повышения маневренности ТЭЦ представляется перспективным применение тепловых аккумуляторов, широко используемых в Евросоюзе, с учетом того, что когенеративная выработка накопленного тепла обеспечивает экономию топлива не менее 10-20% по сравнению с раздельной выработкой того же количества теплоты и электричества.

Объектом исследования является ТЭЦ с включенным в состав оборудования аккумулятором теплоты.

Предметом исследования являются тепловые процессы, протекающие при эксплуатации основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ.

Цель работы: Исследование возможностей повышения маневренности действующих ТЭС и разработка практически выполнимых технических решений.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Исследовать причины недостаточной манёвренности энергоблоков КЭС и разработать техническое решение по расширению регулировочного диапазона ПТУ.

2. Исследовать возможность глубокого снижения производительности ТЭЦ в периоды ночных провалов электрической нагрузки без ущерба для теплового потребителя за счет аккумулирования тепла.

3. Сравнить эффективность покрытия суточных пиков электрической нагрузки при наличии аккумуляторов тепла, заряжаемых путем использования избытков когенерационного пара, поступающего от турбин с различными особенностями конструкции при различных вариантах эксплуатации, включая работу по электрическому графику с частичным отпуском тепла, а также работу по тепловому графику на самом выгодном для ТЭЦ режиме “полной теплофикации”.

4. Построить имитационные модели тепловых схем ТЭЦ с аккумуляторами теплоты для различных режимов основного и вспомогательного оборудования.

5. Рассчитать экономический эффект внедрения аккумуляторов теплоты на ТЭЦ, включая возможности рыночного механизма получения прибыли.

6. Разработать проект модернизации тепловой схемы Южной ТЭЦ, для решения проблемы эрозионного износа ЦНД при малых расходах пара в конденсатор на режиме “полной теплофикации”.

Научная новизна работы заключается в следующем.

1. Впервые разрабатывается метод повышения маневренности энергосистем РФ путем использования избыточной установленной мощности турбин ТЭЦ для покрытия пиков электрической нагрузки, а также путём использования получаемого при этом избыточного расхода отопительного пара для зарядки аккумуляторов тепла, сооружаемых для прохождения ночных провалов электрической нагрузки.

2. Впервые разрабатывается методика оценки экономического эффекта, получаемого за счет сохранения преимуществ когенерации при использовании аккумуляторов теплоты в турбинах ТЭЦ по сравнению с использованием пиковых водогрейных котлов для прохождения ночных провалов электрической нагрузки.

3. Впервые разрабатывается малозатратное усовершенствование пусковой схемы энергоблоков КЭС для расширения регулировочного диапазона до

нагрузок менее половины от номинальной без переключения с ПТН на ПЭН, что повышает их конкурентоспособность и востребованность на ОРЭМ.

Методы исследования.

В научном докладе используются следующие методы исследования.

– Термодинамический анализ аккумуляторов тепла.

– Имитационное моделирование тепловой схемы Южной ТЭЦ с использованием программного продукта «UC». Имитационная модель ТЭЦ должна обеспечить возможность исследования разнообразных реальных эксплуатационных режимов, действующих ТЭЦ.

– Технико-экономические расчеты сравнительной себестоимости заданного отпуска тепловой и электрической энергии при когенерации и при раздельной выработке (с включенными ПВК).

– Технико-экономические расчеты раздельной выработки тепла и электроэнергии сравнительно с когенерацией, дающей возможность увеличения прибыльности ТЭЦ, за счёт увеличения количества продаваемой энергии при использовании рыночного механизма снижения отпускной цены в пределах себестоимости.

Теоретическая и практическая значимость работы заключается в следующем.

1. Разработано техническое решение проблемы не востребованности на ОРЭМ мощных энергоблоков КЭС с турбинами К-300-240 из-за их недостаточного регулировочного диапазона, вызванного необходимостью переключения с питательного турбонасоса (ПТН) на питательный электронасос (ПЭН).

2. Предложены технические решения проблемы снижения календарной наработки турбин ТЭЦ из-за частых ремонтов рабочих лопаток ЦНД, повреждаемых при суточной неравномерности нагрузки каплеударной эрозией от внепроцессной конденсации и охладительных впрысков.

3. Разработан способ повышения маневренности энергосистем РФ путем оснащения ТЭЦ аккумуляторами тепла и использования их избыточной

установленной электрической мощности и тепловой производительности. Внедрение разработанного способа без ущерба для потребителей тепла позволит вывести турбины ТЭЦ из разряда поставщиков базовой электроэнергии (из-за господствующего теплового графика с режимом «полной теплофикации») и превратить их в инструмент наиболее экономичного покрытия суточных пиков и прохождения ночных провалов электрической нагрузки.

1. МАНЕВРЕННОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ МАНЕВРЕННОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

1. 1. Основные тенденции развития мировой теплоэнергетики

Традиционная тенденция развития теплоэнергетики – **повышение экономичности**, т.е. снижение расхода топлива на единицу отпущенной энергии. Но возрастание доли бытового энергопотребления с сезонной неравномерностью теплоснабжения и с ежесуточными пиками и провалами выработки электричества в сочетании с увеличением доли базовой атомной и непредсказуемой ветровой и солнечной выработки выдвинуло за рубежом на первый план **повышение маневренности оборудования** [1].

Обе указанные тенденции частично удовлетворяются переходом от ПТУ на ПГУ-технологии с более высоким КПД бинарного цикла энергоблоков и с повышенной маневренностью за счёт меньшей тепловой инерционности, изначально присущей ГТУ и приобретаемой ПТУ благодаря понижаемым при этом их начальным параметрам. Однако, внедрение ПГУ тормозится ненадежностью даже низкотемпературных котлов-утилизаторов, подверженных коррозионному износу при циклическом режиме эксплуатации [2].

Поэтому для поддержания маневренности усиленно изыскиваются способы аккумулирования энергии.

1.2. Маневренность электроснабжения через аккумулирование электроэнергии

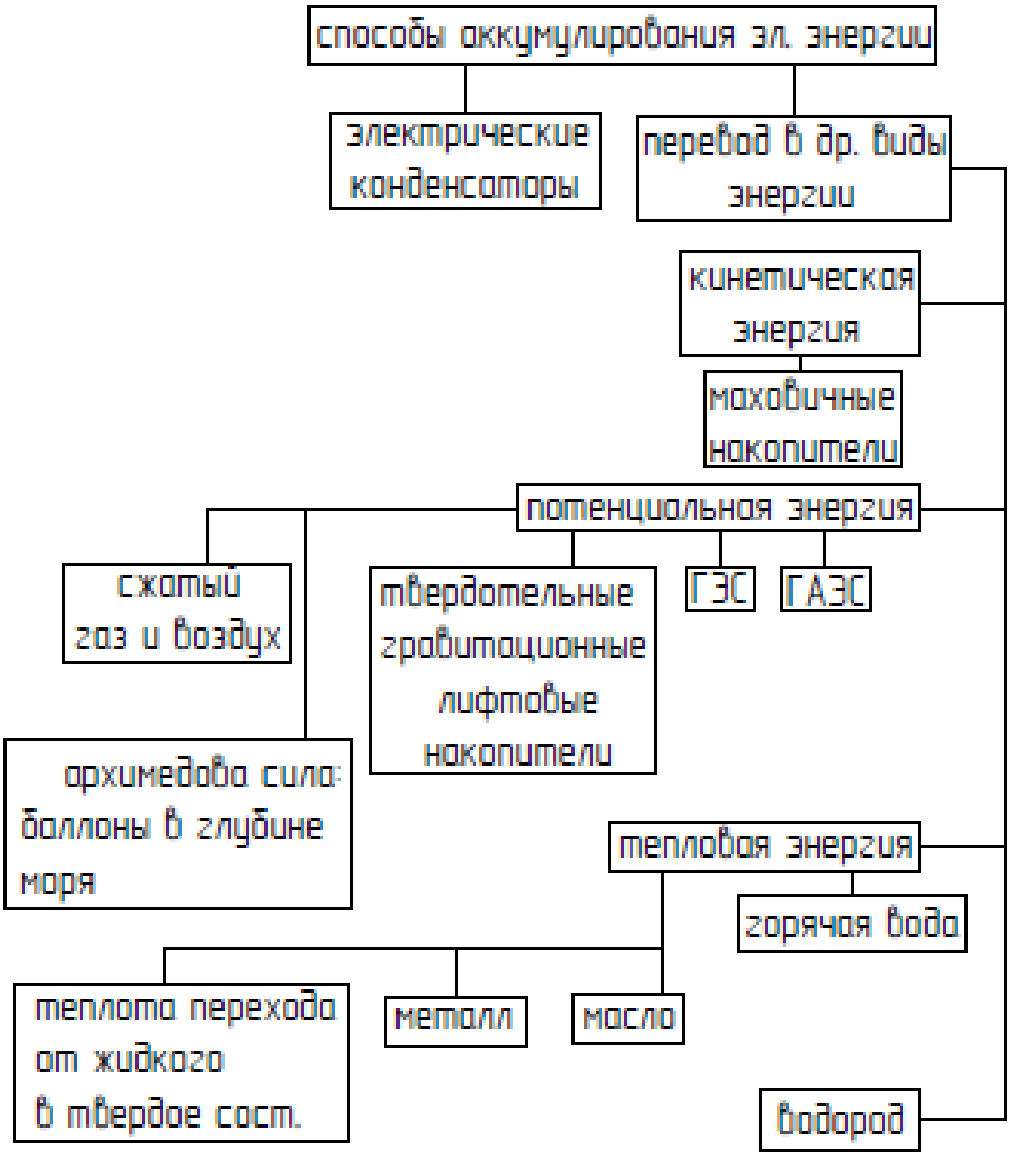

Рисунок 1. Способы аккумулирования электроэнергии

Непосредственное накапливание электроэнергии осуществимо только в электрических конденсаторах, не используемых ввиду сложности её отпуска. Неудобны и кинетические (маховичные) накопители.

Более практично аккумулирование электричества путём его преобразования в более устойчивую энергию, например, потенциальную (гидростатическую, гравитационную) или химическую (рис. 1).

Наиболее распространенным и освоенным видом накопления энергии является гидроаккумулирование, реализуемое на ГЭС и ГАЭС, но требующее наличия гористо-пересечённого рельефа. Примером служат ГАЭС в фиордах Норвегии, куда из Германии, в которой преобладают неманевренные тепловая и ветровая выработка, протянули кабель 630 км [3].

Весьма интенсивно развиваются электрохимические аккумуляторы, например, мощные гальванические батареи: жидкостные литий-ионные и твердокапсульные водородные [4,5]. Однако, уже сейчас в часы пик в Нью-Йорке эпизодически включают в сеть электромобили через станции подзарядки [6]. Аналогичная технология V2G разрабатывается фирмой Google при поддержке правительства США [7].

Ряд фирм разрабатывает и испытывает лифтовые гравитационные аккумуляторы, пригодные и при равнинном рельефе. Например, в Индии испытывается модель твердотельной аккумулирующей электростанции (ТАЭС) в виде башни с лифтом, поднимающим груз в часы провала нагрузки, а в часы пик вырабатывающим электричество за счёт вращения генератора под действием веса груза при его опускании [8,9].

Менее обычный способ аккумулирования энергии – в виде тепла – практикуется в Дании, где тепловая энергия получается в основном на ТЭЦ от отопительных отборов конденсационных турбин или от выхлопного пара турбин с противодавлением одновременно с выработкой электроэнергии (когенерация). Накопленное тепло используется для прохождения суточных пиков и провалов электрической нагрузки. Пиковую электроэнергию получают, увеличивая расход пара на турбину выше номинала. А получаемые при этом излишки тепла, пропорциональные расходу пара, аккумулируются в виде горячей воды в специальных ёмкостях (рис. 2) [10,11]. Для прохождения ночного провала нагрузки переключают потребителя на аккумулированное тепло, что позволяет разгрузить турбину и даже перевести её на холостой ход.

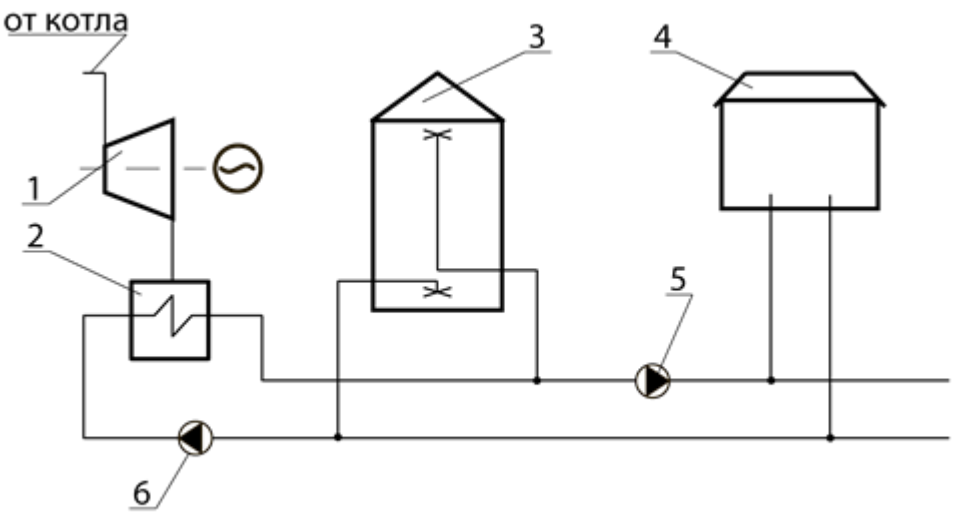

Рисунок 2. Схема работы турбины с противодавлением на ТЭЦ с тепловым аккумулятором

1 – турбина противодавления, 2 – теплообменник, 3 – тепловой аккумулятор, 4 – потребитель тепла, 5 – насос прямой сетевой воды, 6 – насос обратной сетевой воды.

1.3. Исследования в области использования аккумуляторов тепла на ТЭЦ

В результате анализа зарубежной и отечественной литературы по теме использования аккумуляторов тепловой энергии на ТЭЦ, можно выделить следующие аспекты:

1. В связи с тем, что органическое топливо до сих пор является основным источником энергии – направление аккумулирования энергии на базе когенерации является перспективным.
2. Аккумуляторы тепловой энергии повышают экономичность ТЭЦ за счет гибкого комбинированного отпуска электрической и тепловой энергии, что в свою очередь указывает на рентабельность их использования.

3. Проектирование и эксплуатация аккумуляторов теплоты на ТЭЦ должны быть оптимизированы относительно рынка тепловой и электрической энергии.

Анализ научных источников также показал, что тема использования аккумуляторов теплоты на ТЭЦ в условиях России недостаточно изучена. Это указывает на необходимость разработки методик по повышению маневренности действующих ТЭЦ РФ путем аккумулирования тепла.

1.4. Пути повышения маневренности теплоэнергетики РФ

Структура теплоэнергетики РФ была заложена при развитии плановой советской экономики в период индустриализации и урбанизации, когда требовались базовая электрическая энергия для трёхсменной работы промышленности и тепловая энергия для целей производства и климатически необходимого отопления. Был выбран наиболее экономичный прогрессивный метод комбинированной выработки тепла и электроэнергии (когенерация), и главным направлением развития теплоэнергетики стала теплофикация – строительство ТЭЦ [12].

Итогом перехода к рынку (с сокращением объёма промышленного производства, но с ростом городского населения, сферы услуг, ЖКХ) явилась избыточность установленной электрической мощности [13,14]. В этих условиях особенности теплоэнергетики РФ определяются процентом электроэнергии, вырабатываемой её структурными составляющими [14] (рис. 3).

• ПГУ ТЭС (~2 %) весьма экономичны и маневренны, но при отсутствии своих конкурентоспособных агрегатов, эксплуатация зарубежных (Siemens, GE) установок отверточной сборки убыточны из-за необходимости покупки новых ответственных узлов по окончании их короткого гарантийного срока. Поэтому увеличение доли ПГУ преждевременно, по крайне мере до рентабельной их локализации, тем более что на европейском рынке наблюдается 40% сокращение потребления газовых турбин (ГТ).

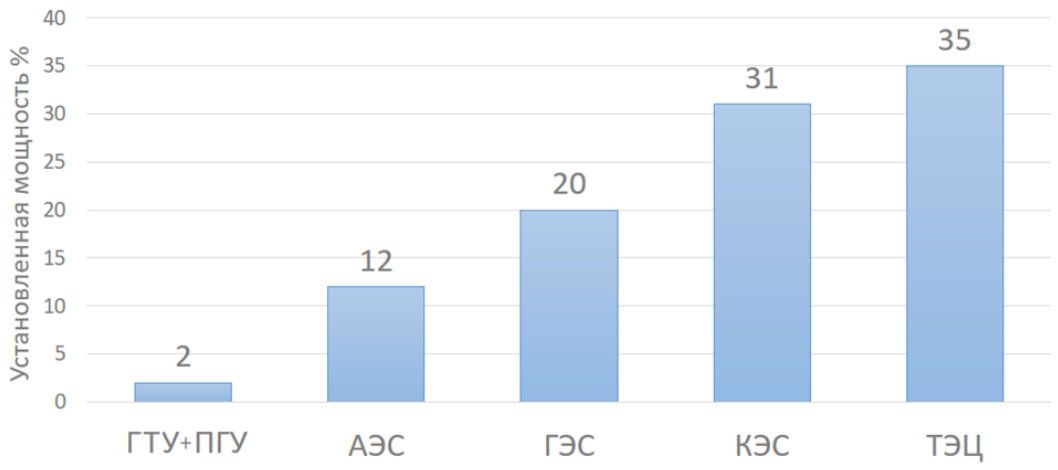

Рисунок 3. Основные составляющие установленной мощности энергетики РФ

• АЭС (~12%) по себестоимости электроэнергии находятся на уровне ПГУ, уступая лишь ГЭС [15], но практически не маневренны из-за особенностей атомных реакторов. Экономическая эффективность АЭС со временем изменяется, в частности за счет вытеснения КЭС в полупиковую часть графика нагрузки. По мере разворачивания программы ввода АЭС влияние ограничивающих факторов может меняться [16].

• ГЭС (~20%) – наиболее экономичный и маневренный энергоаккумулятор, но большинство ГЭС РФ удалены от основного потребителя, а расположенные в Европейской части не могут работать в режиме ГАЭС из-за возможного природно-хозяйственного ущерба [17].

• КЭС (~31%) отстают по КПД от мировых стандартов, особенно при отсутствии промперегрева. Однако наименее экономичные морально устаревшие КЭС с поперечными связями между котлами и турбинами можно оперативно и независимо друг от друга останавливать, пускать или эксплуатировать с переменной нагрузкой в регулировочном диапазоне от нуля до номинала. Повышение параметров до 565/565^{0}С, 130…240 кгс/см^2 и переход к блочному исполнению увеличили КПД, но это ограничило регулировочный диапазон пределами 100-50% от номинала, что не удовлетворяет рыночным требованиям маневренности и делает современные КЭС невостребованными на ОРЭМ [18].

• ТЭЦ ~ 35 %, т.е. половина выработки всех ТЭС. Даже при ограниченных начальных параметрах пара и неоптимальном лопаточном аппарате турбины ТЭЦ благодаря когенерации тепла и электричества обеспечивают экономию топлива более 10% по сравнению с раздельной выработкой тех же количеств электроэнергии на КЭС и тепла в котельных [15]. Также следует отметить, что проектный регулировочный диапазон паровых турбин ТЭЦ составляет 10 – 100% от номинальной мощности [19], который не используется.

В настоящее время ТЭЦ эксплуатируются в наиболее экономичном для продажи тепла базовом режиме «полной теплофикации» и не учувствуют в покрытии пиков и прохождении провалов электрической нагрузки. Однако вырабатываемая одновременно с теплом электроэнергия при ночных провалах нагрузки оказывается избыточной [20]. С учётом дефицита маневренных мощностей в энергетике РФ это является серьёзной проблемой. Но известен опыт Дании по аккумулированию избыточного тепла на ТЭЦ.

Таким образом, для решения проблемы маневренности можно выделить два пути:

– расширение регулировочного диапазона блочных КЭС;

– использование возможностей ТЭЦ для прохождения ночных провалов нагрузки и для перевода, аккумулированного в режиме когенерации тепла в пиковую электроэнергию.

Перспективность когенерации для повышения маневренности теплоэлектроснабжения подтверждается директивой Европейского союза, поощряющего развитие ТЭЦ. РФ обладает мировым приоритетом по внедрению когенерации и её объёму, что должно быть использовано для повышения маневренности национальной энергетики.

2. РАЗРАБОТКА МЕТОДА РАСШИРЕНИЯ РЕГУЛИРОВОЧНОГО ДИАПАЗОНА ТУРБИН КЭС БЛОЧНОЙ КОМПОНОВКИ ДЛЯ ПРОХОЖДЕНИЯ НОЧНЫХ ПРОВАЛОВ НАГРУЗКИ

Почти половину установленной мощности ТЭС РФ составляют паротурбинные энергоблоки с турбинами К-300-240, состоящие из главной турбины для привода генератора, содержащей часть высокого давления с выхлопом в ресивер и часть низкого давления, имеющую несколько параллельных групп ступеней, расположенных в отдельных цилиндрах, соединённых своими выхлопными патрубками с конденсатором и подключённых к ресиверу, и из вспомогательной турбины для привода питательного насоса, включённой между отбором части высокого давления главной турбины и ресивером [21].

Недостатком этих известных паротурбинных установок является низкая маневренность, заключающаяся в том, что при снижении электрической нагрузки ниже 50 % от номинала уменьшается давление в отборе главной турбины, т.е. перед вспомогательной турбиной, а значит, и её расход пара, что делает мощность вспомогательной турбины недостаточной для привода питательного насоса (ПТН). Поэтому необходимо переходить на питательный насос с электроприводом (ПЭН). А для последующего подъёма нагрузки выше 50 % от номинала необходим обратный перевод паротурбинной установки с ПЭН на ПТН.

От этого недостатка не избавляет и установка в ресивер задвижки, разделяющей группу ступеней низкого давления для возможности её отключения при переводе турбины на режим с отбором пара на теплофикацию [22].

Технологические операции описанных переходов с ПТН на ПЭН и обратно трудоёмки, не обеспечивают нужной скорости изменения нагрузки генератора, задаваемой электрическим графиком, и весьма затратны при господствующем в современной энергетике ежесуточном прохождении дневного пика и ночного провала нагрузки.

Новое разработанное техническое решение позволяет повысить маневренность паротурбинной установки, то есть снижать электрическую нагрузку более чем на 50 % от номинала без перехода с ПТН на ПЭН, оставляя в работе привод питательного насоса от вспомогательной турбины, для чего её выхлоп и выхлоп части высокого давления главной турбины включены в реси-

вер по разные стороны от его разделительной задвижки, прикрытие которой снижает давление пара на выхлопе вспомогательной турбины, что увеличивает её расход пара и делает её мощность достаточной для привода ПТН. Тем самым регулировочный диапазон нагрузок предлагаемой паротурбинной установки увеличивается по сравнению с диапазоном прототипа и аналогов, не превосходящим 50 % от номинала.

Предложена паротурбинная установка [18], состоящая из главной турбины для привода генератора, содержащей часть высокого давления с выхлопом в ресивер, снабжённый разделительной задвижкой, и соединённую с ресивером часть низкого давления, и из вспомогательной турбины для привода питательного насоса, подключённой к отбору части высокого давления главной турбины и снабжённой выхлопом в ресивер, и имеющая в части низкого давления главной турбины несколько параллельных групп ступеней, расположенных в отдельных цилиндрах, соединённых своими выхлопными патрубками с конденсатором и подключённых к ресиверу по разные стороны разделительной задвижки, при этом выхлопы в ресивер вспомогательной турбины и части высокого давления главной турбины расположены по разные стороны от разделительной задвижки.

Паротурбинная установка (рис.4) работает следующим образом. При разгружении генератора 1 расход пара через главную турбину уменьшается. Из-за этого уменьшается и давление пара в отборе 17 части высокого давления 2 основной турбины, то есть перед вспомогательной турбиной 15, а значит, уменьшается и расход пара через неё. При нагрузке генератора 1 ниже 50 % от номинала уменьшение расхода пара через вспомогательную турбину 15 снижает развиваемую ею мощность, которая в какой-то момент станет недостаточной для привода питательного насоса 16.

Для предотвращения дефицита мощности вспомогательной турбины 15 выполняется прикрытие задвижки 5 ресивера 4, что вызывает снижение давления пара по ту сторону от задвижки 5, где с ресивером 4 соединён выхлоп 18 вспомогательной турбины 15 и цилиндр 10 с группами ступеней 7, 8 части

низкого давления. При этом, поскольку соединения с ресивером 4 выхлопа 3 части высокого давления 2 главной турбины и цилиндра 9 с группой ступеней 6 части низкого давления расположены по другую сторону от задвижки 4, перепад давлений пара на вспомогательную турбину 15 увеличивается, что увеличивает её расход пара и мощность.

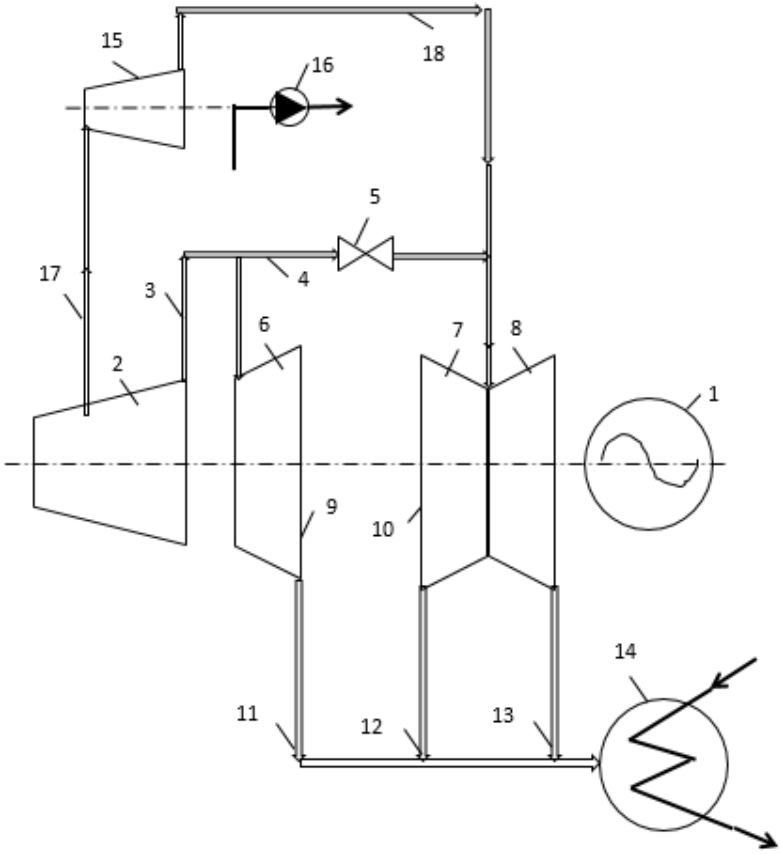

Рисунок 4. Паротурбинная установка

Это значит, что соответствующим прикрытием задвижки 5 мощность, развиваемая вспомогательной турбиной 15 может быть увеличена. Прикрытие задвижки 5 ресивера 4 продолжается до тех пор, когда расход пара на вспомогательную турбину 15 и развиваемая ею мощность увеличатся до уровня, достаточного для привода питательного насоса 16 при нагрузке генератора 1, задаваемой электрическим графиком.

Таким образом, при разгружении генератора 1 до нагрузки ниже 50 % от номинала перепад давлений и расход пара на вспомогательную турбину 15 может быть увеличен до уровня, достаточного для развития ею мощности, необходимой питательному насосу 16.

3. ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ ТУРБИН ТЭЦ В МАЛОРАСХОДНОМ РЕЖИМЕ РАБОТЫ ПРИ НОЧНЫХ ПРОВАЛАХ НАГРУЗКИ

Был проведен анализ ремонтов турбин (рис. 5) с отопительным и производственным отбором пара мощностью 60−75МВт одной из территориальных генерирующих компаний. Анализ показал двукратное ускорение эрозионного износа входных кромок рабочих лопаток последних ступеней ЧНД после 2000 г. из-за внепроцессной влаги охладительных впрысков, включаемых при малорасходных режимах, длительность которых возросла с уменьшением базового отпуска электроэнергии и с увеличением числа пусков [23]. Предложены новые методы снятия вентиляционного нагрева и снижения температуры пусковых сбросов менее эрозионно-опасные чем впрыски:

- рециркуляция выхлопного пара, охлаждаемого в трубной системе конденсатора и подводимого затем в камеру перед последней ступенью;
- глубокая сепарация переувлажнённых пусковых сбросов пара из котла в конденсатор.

Данная проблема встречается у всех теплофикационных турбин, имеющих цилиндр низкого давления. Предложенное выше решение с рециркуляцией выхлопного пара при ночных провалах нагрузки наиболее выгодно, чем использование не облопаченного ротора ЦНД [20] требующее дополнительных затрат для сезонной замены на облопаченный.

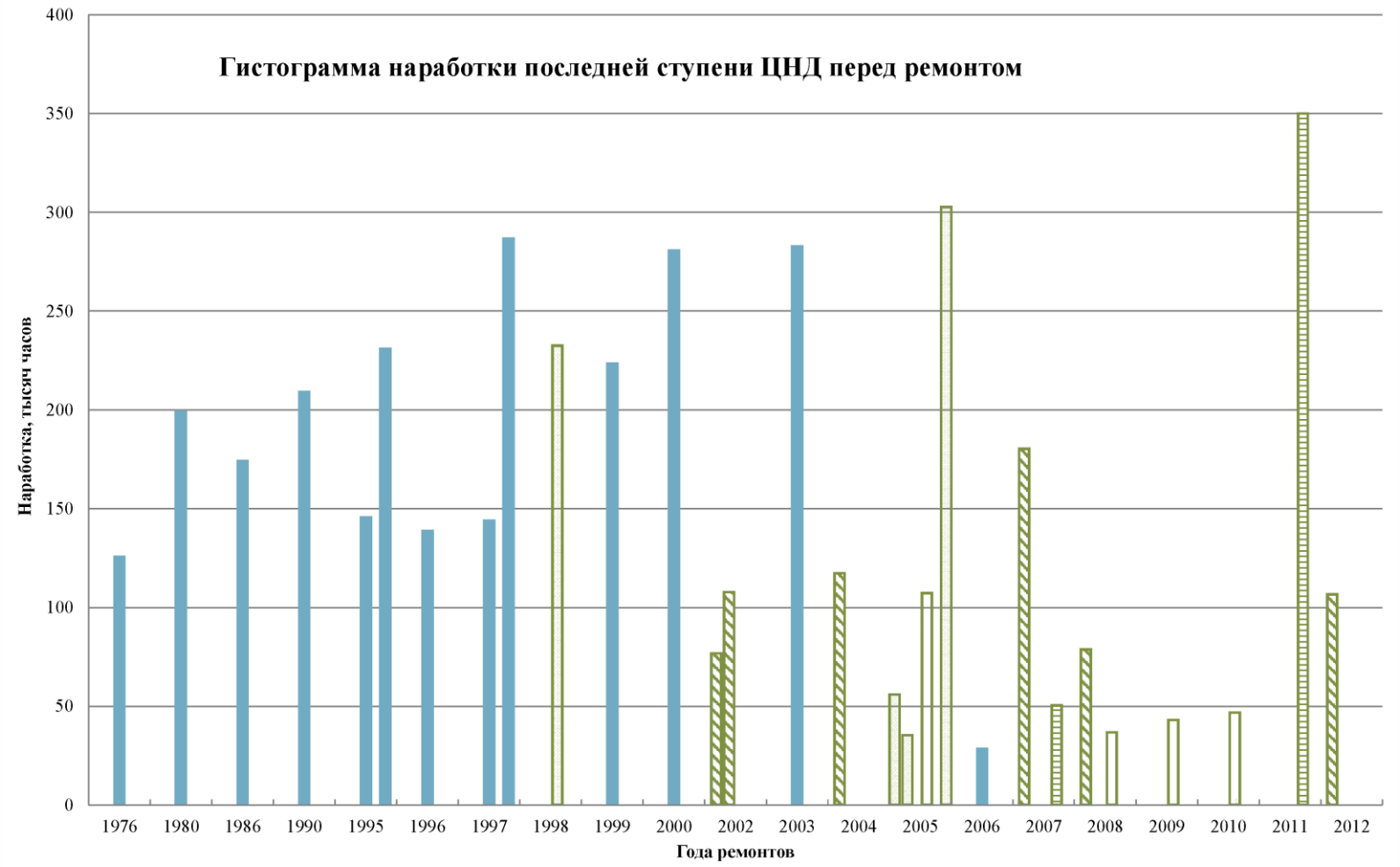

Рисунок 5. Гистограмма наработки рабочих лопаток последних ступеней ЧНД турбин ЛМЗ типа ПТ-60-8,8 и ПТ-60-12,8, ПТ-65/75-12,8/1,5 перед заменой или восстановительным ремонтом.

■ - замена 100% РЛ □ - восстановление менее 50% РЛ ▨ - восстановление 100% РЛ ▤ - восстановление от 50 до 100% РЛ

4. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПОВЫШЕНИЯ МАНЕВРЕННОСТИ ТУРБИН ТЭЦ ПРИ ИХ ОСНАЩЕНИИ АККУМУЛЯТОРАМИ ТЕПЛОТЫ

С переходом от плановой экономики к рыночной спрос на электрическую энергию стал существенно зависеть от времени суток. Таким образом, продавая в настоящее время, электрическую энергию на ОРЭМ, ТЭЦ должна приспосабливаться к его условиям: продавать как можно больше электроэнергии в часы пиков нагрузки и как можно меньше в ночные часы провала нагрузки. На рис. 6 представлена схема работы ТЭЦ на ОРЭМ.

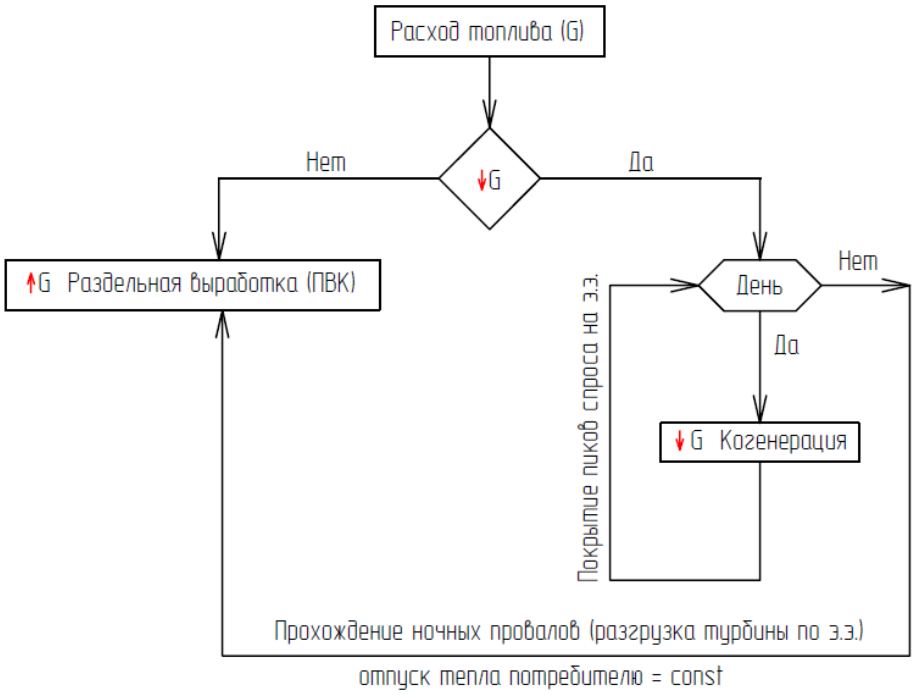

Рисунок 6. Схема работы ТЭЦ на ОРЭМ

Из рис. 6 видно, что наиболее экономичная по расходу топлива комбинированная выработка осуществляется только днем. В ночное же время, по причине отсутствия спроса на электроэнергию ТЭЦ вынуждена продавать ее по цене ниже себестоимости (нулевая цена). Для того, чтобы появилась возможность уменьшить производство электроэнергии, во избежание увеличения расходов, станция частично перекидывает часть тепловой нагрузки на пиковые водогрейные котлы (ПВК). В результате, топливо расходуется на

уменьшение объемов выработки электроэнергии в ночное время, что экономически не целесообразно.

Выходом из предложенной выше ситуации является внедрение тепловых аккумуляторов (ТА), рис. 7.

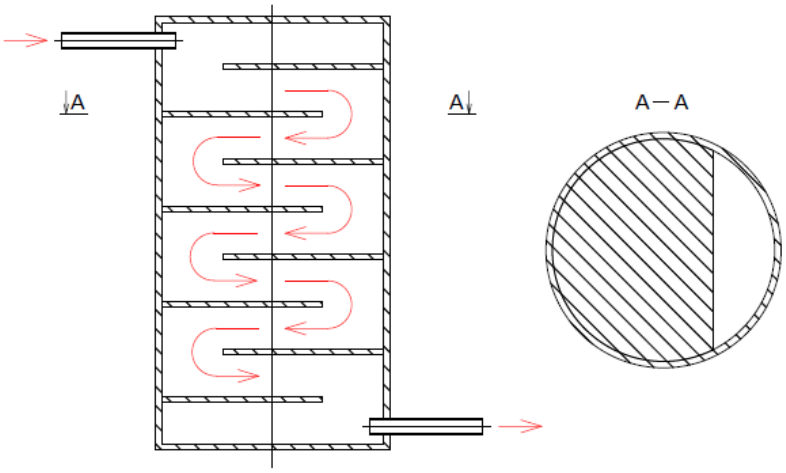

Рисунок 7. Тепловой аккумулятор

Предложенный тепловой аккумулятор (ТА) представляет собой металлический резервуар. В верхний трубопровод подается горячая вода из нижнего осуществляется ее отбор. Перегородки служат барьером интенсивному перемешиванию воды. Благодаря им температура в верхней части резервуара остается относительно постоянной (горячей).

На рис. 8. представлена схема включения ТА на ТЭЦ (Т-250-300), а также его зарядка. В пики спроса на электроэнергию осуществляется извлечение избыточного расхода пара для зарядки ТА при этом пропорционально увеличивается выработка электрической энергии. На рис. 9 представлена схема разрядки ТА в часы ночного повала электрической нагрузки. Снижение производства электроэнергии в эти часы осуществимо путем переключения теплового потребителя на ТА (накопленное тепло).

На рис. 10 предложена схема работы ТЭЦ с ТА на рынке ОРЭМ. Из схемы видно, что по сравнению с существующей схемой ТЭЦ (рис. 6) расход топлива осуществляется в часы пиков электрической нагрузки, вырабатывая при этом комбинированно тепловую и электрическую энергии.

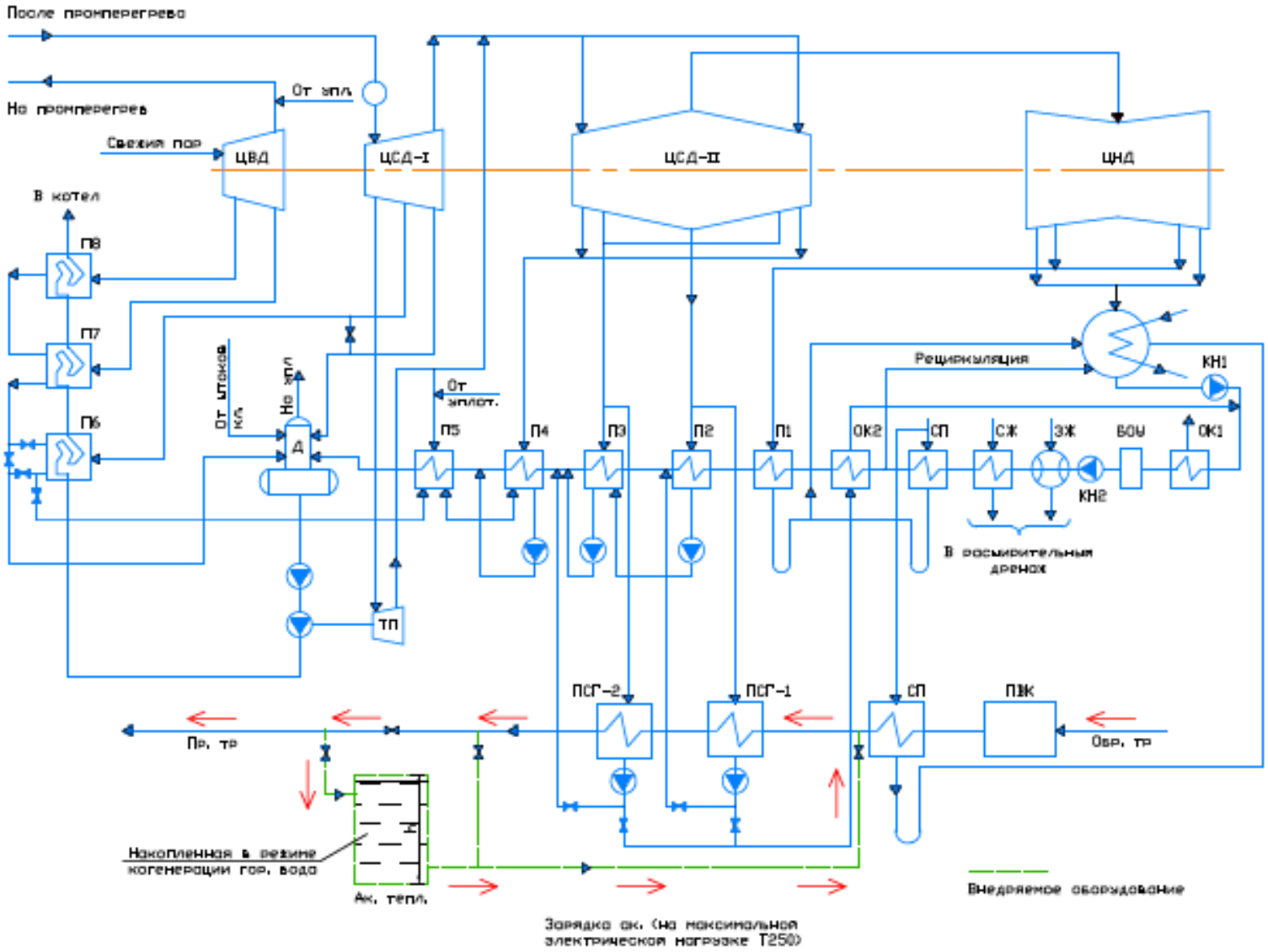

Рисунок 8. Схема включения ТА на ТЭЦ и режим его зарядки

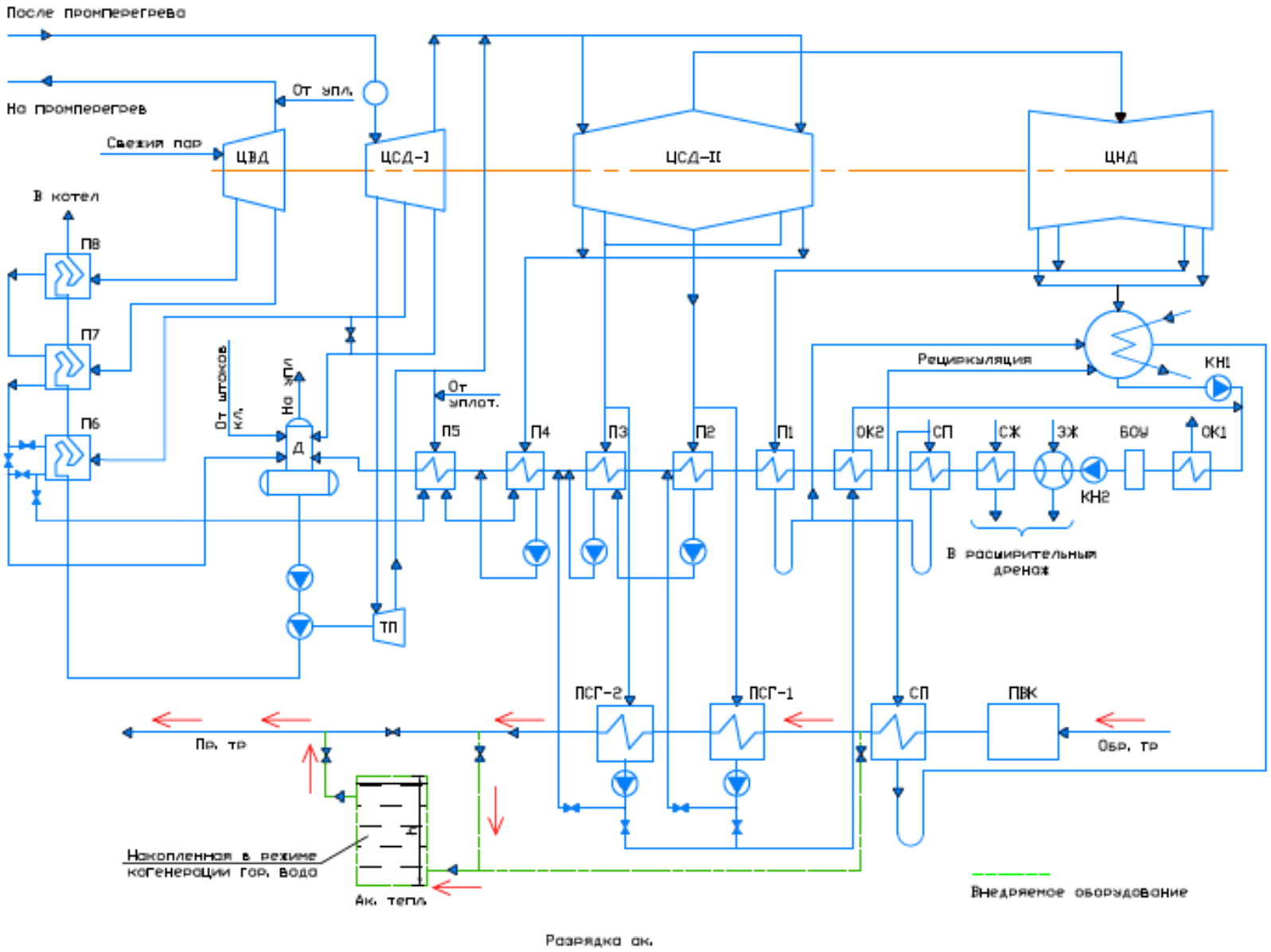

Рисунок 9. Схема разрядки ТА в часы повала электрической нагрузки

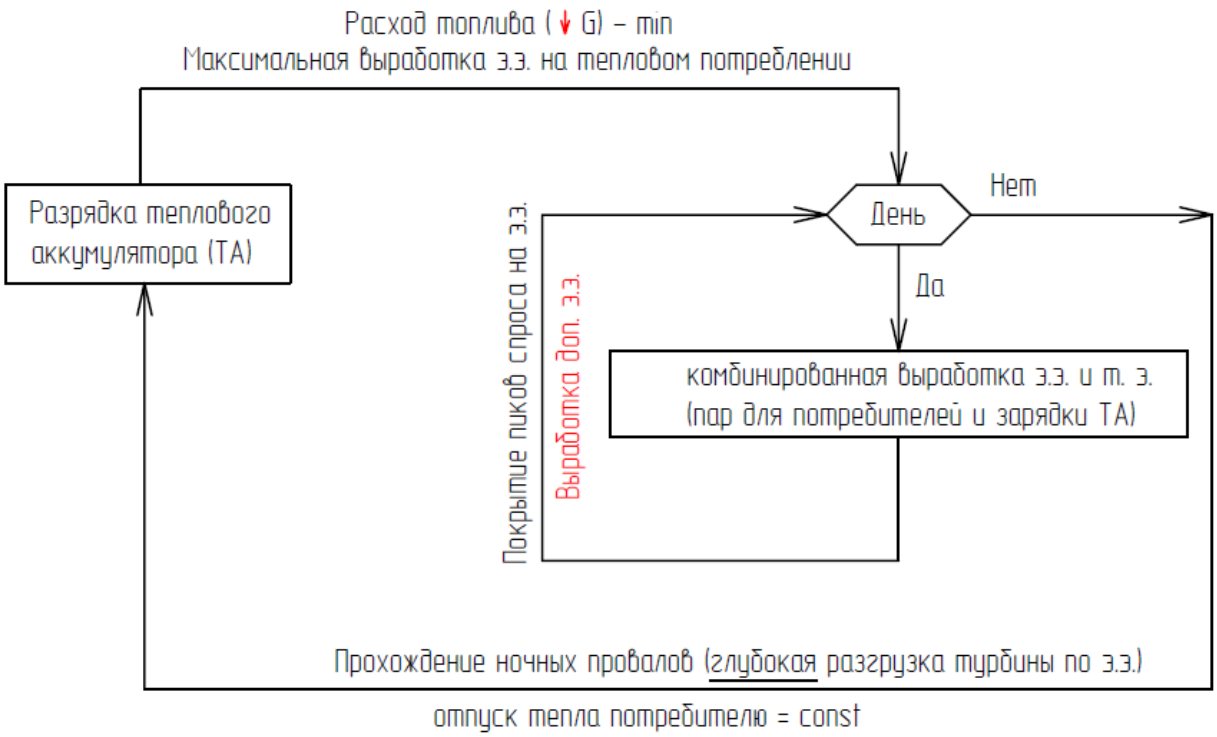

Рисунок 10. Схема работы ТЭЦ с ТА на рынке ОРЭМ

В случае, когда для разгрузки турбины в ночные провалы включаются ПВК невозможно получить максимального уменьшения расхода топлива. Т.к. при существенном снижении производства электроэнергии все большую тепловую нагрузку будут брать на себя ПВК. При использовании ТА (рис. 10) ситуация обратная. Для того, чтобы максимально разгрузить турбину по электроэнергии, необходимо большую часть тепловой нагрузки переключить на ТА. Но предварительно при зарядке ТА в пиковые часы, отобрать больший избыточный расход пара одновременно вырабатывая больше электроэнергии. Таким образом если сравнивать тенденции суточных расходов топлива ТЭЦ с ПВК и ТЭЦ с ТА, то будет очевидно, что весь расход топлива во втором случае направлен на увеличение объемов отпуска электроэнергии в часы пик. При этом достигается максимальная выработка электроэнергии на тепловом потреблении, т.е. режим когенерации сохраняется в течении суток.

На рис. 11 представлены режимные и конструктивные решения при внедрении ТА. Из рисунка видно, что необходимыми условиями являются недогруженность по теплу или наличие у турбины перегрузочного клапана.

Оценка данных параметров позволит выяснить есть ли избыточный расход пара для зарядки ТА.

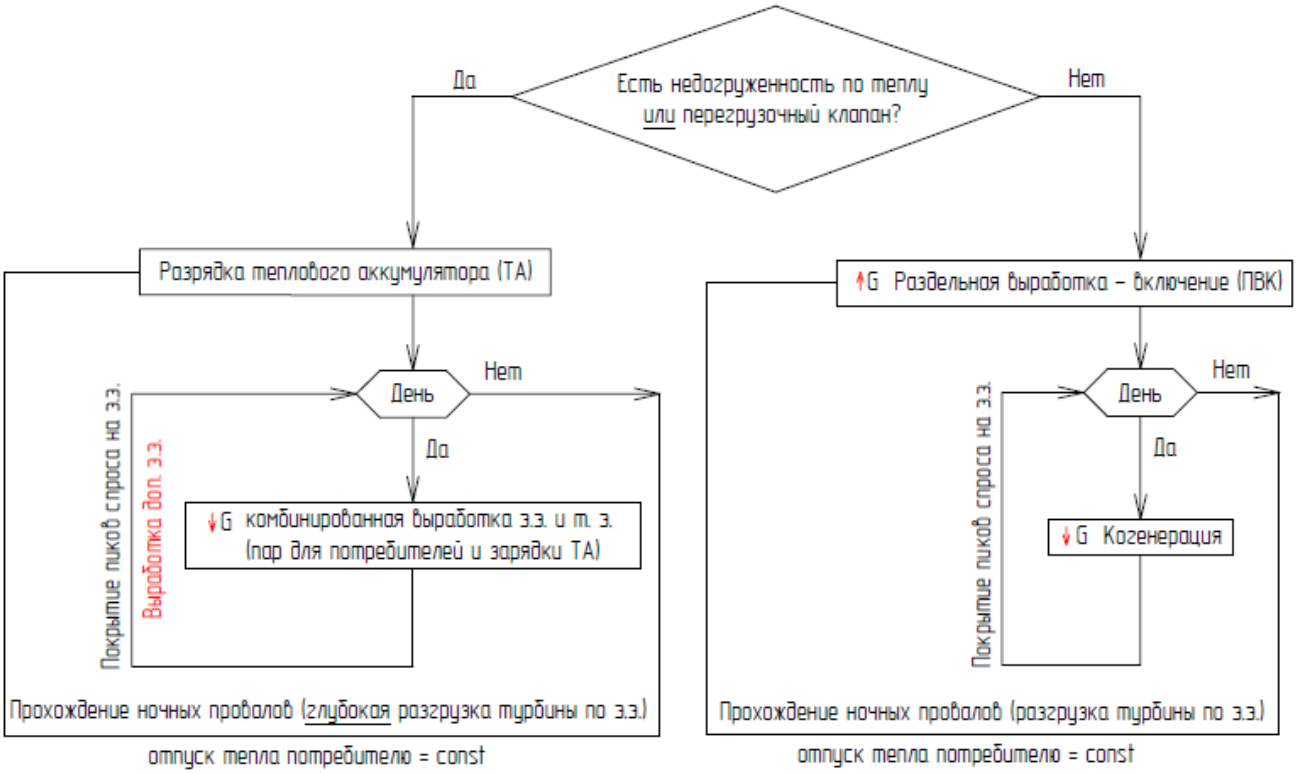

Рисунок 11. Режимные и конструктивные условия при внедрении ТА

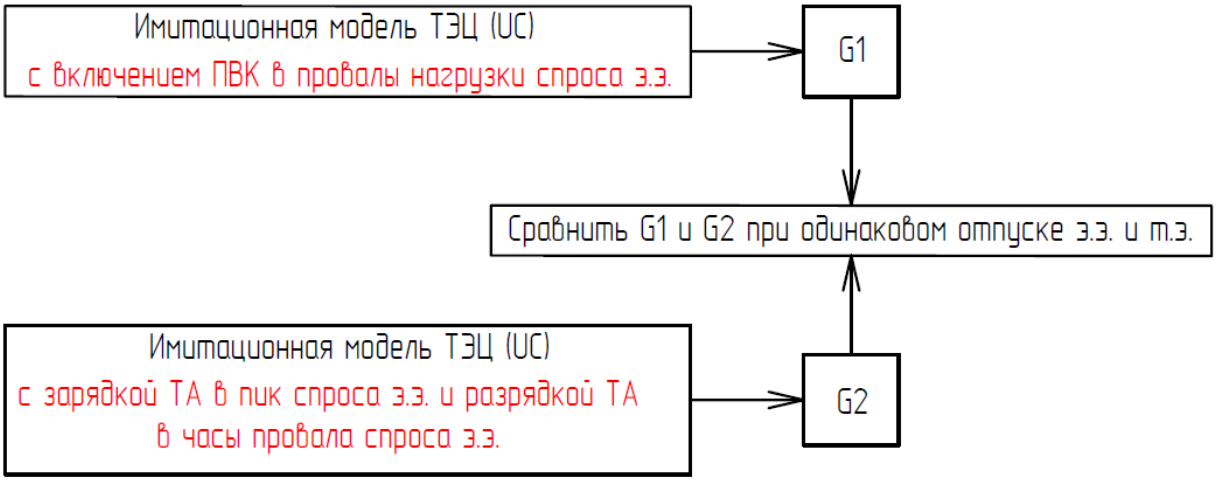

Рисунок 12. Схема методики оценки экономического эффекта от внедрения ТА

Методика оценки экономического эффекта от внедрения ТА (рис. 12) осуществляется путем имитации работы существующей тепловой схемы ТЭЦ (с ПВК и с ТА) в известном программном комплексе UC. В имитацион-

ных моделях задаются одинаковая тепловая и электрические нагрузки и сравниваются расходы топлива G_1 и G_2.

В качестве имитационной модели для внедрения ТА и оценки получаемого экономического эффекта предлагается использовать тепловую схему Южной ТЭЦ с тремя турбинами Т-250-300. Первоначально моделируется при определенных условиях (рис.12) работа одного блока и сравниваются полученные расходы топлива. На основании полученных результатов моделируется вся ТЭЦ в существующих условиях реальной станции. Результатом является поиск самого выгодного режима работы турбин с ТА.

Заключение

При выполнении настоящей работы, посвящённой повышению манёвренности ТЭЦ РФ в современных условиях, проведен анализ структуры отечественной энергетики и режимов эксплуатации электростанций, показавший актуальность выбранной темы по следующим причинам.

- Итогом перехода к рынку явилось сокращение промышленного производства и увеличение доли бытового потребления тепловой и электрической энергии, что привело к избыточности соответствующих установленных мощностей (УМ), спроектированных для эксплуатации в базовом режиме, и к существенному разуплотнению суточного графика потребления энергии.
- АЭС (~12 %) – не маневренны из-за особенностей атомных реакторов, завоёвывают ОРЭМ ради доходов от экспорта газа, нефти и угля.
- ГЭС (~20%) – маневренны: регулировочный диапазон 0-100% от номинала. При экологичных водохранилищах перевод турбин в насосный режим позволяет гидростатически аккумулировать электроэнергию (ГАЭС). Удалены от основного потребителя с ночными провалами до 10% от среднего уровня.
- КЭС (31%) – избыточные УМ базовых турбин КЭС не востребованы на ОРЭМ ввиду недостаточного регулировочного диапазона энергоблоков.
- ТЭЦ (35%) – конструктивный регулировочный диапазон турбин 10-100% от номинала при отсутствии ЦНД или его переводе в малорасходный режим, когда последние ступени требуют защиты от каплеударной эрозии. Однако большинство турбин ТЭЦ работают при когенерации тепла и ЭЭ (с экономией до 20% топлива) круглосуточно – в режиме «полной теплофикации» с постоянным отпуском электричества, лишнего при ночных провалах нагрузки, и без возможности покрытия дневных пиков. Руководство ОРЭМ не учитывает принятого Евросоюзом опыта Дании по аккумулированию энергии в виде отопительного тепла ТЭЦ. Поэтому избыточные электрические УМ ТЭЦ вытесняются с ОРЭМ под предлогом пониженного КПД их турбин на конденсационном режиме, а работающие ТЭЦ, во избежание ночного отпуска ЭЭ по бросовым ценам, снимаются с режима полной теплофикации, а

недоотпуск отопительного тепла компенсируют пиковыми водогрейными котлами с соответствующим перерасходом топлива.

В ходе развития темы выполнен следующий объём работ.

- Разработан метод расширения регулировочного диапазона турбин КЭС блочной компоновки путём малозатратной модернизации пусковой схемы за счёт установки в ресивер перед ЦНД турбин К-300-240 оптимально расположенной разделительной задвижки для прохождения ночных провалов нагрузки ниже 50% от номинала без перевода питательного турбонасоса на электропривод (с ПТН на ПЭН и назад). **Заявка прошла патентную экспертизу.**
- Предложены новые методы снятия вентиляционного нагрева и снижения температуры пусковых сбросов: – рециркуляция выхлопного пара, охлаждаемого в трубной системе конденсатора и подводимого затем в камеру перед последней ступенью; – глубокая сепарация переувлажнённых пусковых сбросов пара из котла в конденсатор. Предложенные методы, менее эрозионно-опасны, чем существующие охладительные впрыски, и менее затратны, чем изготовление «зимнего» РНД и двукратный ежегодный перемонтаж ЦНД. **В 2019 г. методы опубликованы в журнале «Энергетик».**
- Для типовых турбин РФ разработаны основы методики включения в тепловую схему ТЭЦ и зарядки аккумуляторов теплоты, обеспечивающих повышение маневренности и экономичности энергоснабжения за счёт сохранения принципа когенерации: – создана блок-схема имитационного моделирования тепловой схемы Южной ТЭЦ с использованием программного продукта «UC» с возможностью исследования реальных эксплуатационных режимов и типовых тепловых действующих ТЭЦ; – выполняются технико-экономические расчеты <u>сравнительной себестоимости заданного отпуска тепловой и электрической энергии</u> при когенерации и при раздельной выработке с включенными ПВК, а также <u>сравнительной прибыльности увеличения количества продаваемой энергии при использовании рыночного механизма снижения отпускной цены в пределах себестоимости</u>. Методические разработки опубликованы **в журнале «Инновации и инвестиции», 2019.**

Список публикаций автора по теме исследования

Публикации в изданиях, рекомендованных ВАК РФ

1. Зыков Р.Э., Мещеряков Д.К., Орлик В.Г., Эрозионный износ рабочих лопаток паровых турбин ЛМЗ типа ПТ и способы его уменьшения. – М.: Энергетик, №4, 2019, с.22-26.

2. Зыков Р.Э., Аникина И.Д., Повышение маневренности российских ТЭС путем аккумулирования тепла. – М.: Инновации и инвестиции, №4, 2019, с.248-251.

Публикации в других изданиях:

Зыков Р.Э., Мещеряков Д.К., Орлик В.Г., Исследование режимов работы паровых турбин в современных условиях энергопотребления. //Неделя науки СПбПУ: материалы научной конференции. Институт энергетики и транспортных систем. Ч.1. – СПб.: Изд-во СПбПУ Петра Великого, 2018, с. 12-14.

Сделанные изобретения:

Орлик В.Г., Зыков Р.Э., Качуринер Ю.Я., Паротурбинная установка. – Заявка на полезную модель №2019101088/06(0017742) от 10.01.2019.

Источники информации по тексту научного доклада

1. Ольховский Г.Г., Газотурбинные и парогазовые установки за рубежом. – М.: МАИК “Наука/Интерпериодика”, 1999, 71-80.

2. Попов А.Б., Использование результатов измерений для оценки влияния впрыскивающего пароохладителя на надежность КУ ПГУ. – М.: Энергетика за рубежом, 2019, №1, с. 32-56.

3. Norwegian-German power cable being installed. Statnett [электронный ресурс] / Норвегия, 2018. – Режим доступа: https://www.statnett.no/en/about-statnett/news-and-press-releases/News-archive-2018/norwegian-german-power-cable-being-installed/ (20.04.2019).

4. Europe's largest battery ready for its role in the energy market [электронный ресурс] / Нидерланды, 2018. – Режим доступа: https://news.enecogroup.com/europes-largest-battery-ready-for-its-role-in-the-energy-market/ (11.02.2019)

5. Ваганов А.Г. Философский камень электрохимии // Энергия: экономика, техника, экология [Электронный ресурс]. – М.: НАУКА, - 2017 . - №11. – 80 с. – Режим доступа: https: /rucont.ru/efd/556022

6. Uddin K., Dubarry M., Glick M.B., The viability of vehicle-to-grid operations from a battery technology and policy perspective. Energy Policy. – [Elsevier], Nederland, 2018, p. 342-347.

7. Tugrul U. DaimEmail author, Xiaowen Wang, Kelly Cowan and Tom Shott, Technology roadmap for smart electric vehicle-to-grid (V2G) of residential chargers Journal of Innovation and Entrepreneurship, 2016.

8. Energy Storage Tower. [электронный ресурс] / 2018. – Режим доступа: https://energyvault.ch/ (20.04.2019).

9. Гравитационная электростанция. – «Энергетика и промышленность России», янв. 1918, с.18.

10. Богданов А.Б., Проблемы энергосбережения в России. – Энергорынок, июнь 2005. – с.52-56.

11. Vjgens Kjoer Petersen, Jorgen Aagaard Senior. Heat accumulators. News from DBDH No1/2004, p. 4-7.

12. Соколов Е.Я., Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. 7-е изд., – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 472 с.

13. Новожилов И.А. Статья. Состояние российской энергетики и предложения на перспективу. Энергетика вчера, сегодня и завтра. История, проблемы

настоящего и перспективы развития. – М.: Инновационное машиностроение, 2016. с. 149.

14. Единая энергетическая система России: промежуточные итоги. Информационный обзор. [электронный ресурс] / Россия, 2018. – Режим доступа:https://soups.ru/fileadmin/files/company/reports/upsreview/2018/ups_review_0818.pdf

15. 10 лет Научно-техническому совету Единой энергетической системы. Взгляд на проблемы электроэнергетики России и пути их решения глазами профессионалов / под ред. Н.Д. Рогалева. – М.: Издательство МЭИ, 2008. – 444 с.

16. Смолкин Ю.В., Суворов П.П., Методические основы оптимизации энергооборудования с учетом неопределенности условий производства и эксплуатации. –Л, Труды ЦКТИ, вып. 198, 1982 г., стр. 8 – 14.

17. Синюгин В.Ю., Магрук В.И., Родионов В.Г. Гидроаккумулирующие электростанции в современной электроэнергетике / В.Ю. Синюгин, В.И. Магрук, В.Г.Родионов. – М.: ЭНАС, 2008. 352 с.

18. Орлик В.Г., Зыков Р.Э., Качуринер Ю.Я., Паротурбинная установка. – Заявка на полезную модель №2019101088/06(0017742) от 10.01.2019.

19. Шляхин П.Н., Бершадский М.Л. Краткий справочник по паротурбинным установкам – М., Энергия, 1970, с.216.

20. Григорьева Д.В., Шарапа Е.Г., Оценка влияния модернизации цилиндра низкого давления турбины Т-250/300-240 на режимные параметры Южной ТЭЦ-22 ТГК-1. – СПб: Научно-технические ведомости СПбПУ Петра Великого, 2016, с. 46 – 56.

21. Отраслевой каталог 37-93, Паротурбинные установки для ТЭС и АЭС – М.: ЦНИИТЭИтяжмаш, 1994, с.32-37, рис. 9-10.

22. Иванов А.В. и др. Реконструкция паровой турбины К-300-240 ЛМЗ. – Электрические станции, 1997, №5, с.16-21, рис.1.

23. Зыков Р.Э., Мещеряков Д.К., Орлик В.Г., Эрозионный износ рабочих лопаток паровых турбин ЛМЗ типа ПТ и способы его уменьшения. – М: Энергетик, 2019, №4.