



Администрация города Сарова Нижегородской области

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

25.06.2020 № 1385

Об утверждении актуализированной схемы теплоснабжения города Сарова на период до 2028 года по состоянию на 2021 год

В соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении», Федеральным законом от 06.10.2003 №131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации», постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», учитывая результаты проведенных публичных слушаний по проекту актуализированной схемы теплоснабжения города Сарова на период до 2028 года по состоянию на 2021 год (протокол публичных слушаний от 16.06.2020), руководствуясь статьей 36 Устава города Сарова:

1. Утвердить актуализированную схему теплоснабжения города Сарова на период до 2028 года по состоянию на 2021 год, утвержденную постановлением Администрации города Сарова от 16.12.2013 №6781 (прилагается).

2. Управлению делами Администрации (Д.Г. Житников):

2.1. Обеспечить размещение настоящего постановления на официальном сайте Администрации города Сарова в сети «Интернет».

2.2. Направить настоящее постановление в государственно-правовой департамент Нижегородской области.

3. Контроль за исполнением настоящего постановления возложить на заместителя главы Администрации – директора Департамента городского хозяйства С.И. Лобанова.

Глава Администрации

Подлинник электронного документа, подписанного ЭП,
хранится в системе электронного документооборота

А.В. Голубев

СВЕДЕНИЯ О СЕРТИФИКАТЕ ЭП

Сертификат: 45EC792B92A4FFEC81211AB3E2793A092ECDF710
Кому выдан: Голубев Алексей Викторович
Действителен: с 16.09.2019 до 16.12.2020

АКТУАЛИЗИРОВАННАЯ СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА САРОВА НА ПЕРИОД ДО 2028 ГОДА

(по состоянию на 2021 год)

Раздел 1. Показатели существующего и перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах городского округа город Саров

г.Саров

2020г.

Введение

Проектирование систем теплоснабжения городов представляет собой комплексную проблему, от правильного решения которой во многом зависят масштабы необходимых капитальных вложений в эти системы. Прогноз спроса на тепловую энергию основан на прогнозировании развития города, в первую очередь его градостроительной деятельности, определённой генеральным планом на период до 2028 года.

Рассмотрение проблемы начинается на стадии разработки генеральных планов в самом общем виде совместно с другими вопросами городской инфраструктуры, и такие решения носят предварительный характер. Дается обоснование необходимости сооружения новых или расширение существующих источников тепла для покрытия имеющегося дефицита мощности и возрастающих тепловых нагрузок на расчётный срок. При этом рассмотрение вопросов выбора основного оборудования для котельных, а также трасс тепловых сетей от них производится только после технико-экономического обоснования принимаемых решений. В качестве основного предпроектного документа по развитию теплового хозяйства города принята практика составления перспективных схем теплоснабжения городов.

Схемы разрабатываются на основе анализа фактических тепловых нагрузок потребителей с учётом перспективного развития, структуры топливного баланса региона, оценки состояния существующих источников тепла и тепловых сетей и возможности их дальнейшего использования, рассмотрения вопросов надёжности, экономичности.

При разработке схемы соблюдены следующие принципы:

Обоснование решений (рекомендаций) при разработке схемы теплоснабжения осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов развития системы теплоснабжения в целом и отдельных её частей (локальных зон теплоснабжения) путём оценки их сравнительной эффективности по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат.

С повышением степени централизации, как правило, повышается экономичность выработки тепла, снижаются начальные затраты и расходы по эксплуатации источников теплоснабжения, но одновременно увеличиваются начальные затраты на сооружение тепловых сетей и эксплуатационные расходы на транспорт тепла.

Централизация теплоснабжения всегда экономически выгодна при плотной застройке в пределах данного района. При централизации теплоснабжения только от котельных не осуществляется комбинированная выработка электрической энергии на базе теплового потребления (то есть не реализуется принцип теплофикации), поэтому суммарный расход топлива на удовлетворение теплового потребления больше, чем при теплофикации.

В последние годы наряду с системами централизованного теплоснабжения значительному усовершенствованию подверглись системы децентрализованного теплоснабжения, в основном, за счёт развития крупных систем централизованного газоснабжения с подачей газа крышным котельным или непосредственно в квартиры жилых зданий, где за счёт его сжигания в топках котлов, газовых водонагревателях, квартирных генераторах тепла может быть получено тепло одновременно для отопления, горячего водоснабжения, а также для приготовления пищи.

Основой для разработки и реализации схемы теплоснабжения города Сарова до 2028 года является Федеральный закон от 27 июля 2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении» (Статья 23. Организация развития систем теплоснабжения поселений, городских округов), регулирующий всю систему взаимоотношений в теплоснабжении и направленный на обеспечение устойчивого и надежного снабжения тепловой энергией потребителей.

При проведении разработки схемы теплоснабжения использовались следующие нормативные документы:

1. «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (постановление Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. №154)
2. Федеральный закон «О теплоснабжении» от 27 июля 2010 г. №190-ФЗ
3. «Основы ценообразования в сфере теплоснабжения» (утв. Постановлением Правительства РФ №1075 от 22.10.2012г.)
4. Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения (утверждены приказом Минэнерго России и Минрегиона России № 565/667 от 29.12.2012г.)
5. «Правила организации теплоснабжения в Российской Федерации» (утв. постановлением Правительства РФ от 08.08.2012г. №808)

6. Результаты проведённых ранее на объекте энергетических обследований, режимно-наладочных работ, регламентных испытаний, разработки энергетических характеристик, данные отраслевой статистической отчётности.

Технической базой разработки являются:

- Генеральный план развития города Сарова;

- Программа комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры г. Сарова на 2016-2025г.г. ;

- Адресная инвестиционная программа г. Сарова на 2020-2022г.г.,

- проектная и исполнительная документация по источникам тепла, тепловым сетям, насосным станциям, тепловым пунктам;

- эксплуатационная документация (расчётные температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединённым тепловым нагрузкам, их видам и т.п.);

- материалы проведения периодических испытаний тепловых сетей по определению тепловых потерь и гидравлических характеристик;

- конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации тепловых сетей;

- материалы по разработке энергетических характеристик систем транспорта тепловой энергии;

- данные технологического и коммерческого учёта потребления топлива, отпуска и потребления тепловой энергии, теплоносителя, электроэнергии, измерений (журналов наблюдений, электронных архивов) по приборам контроля режимов отпуска и потребления топлива, тепловой, электрической энергии и воды (расход, давление, температура);

- документы по хозяйственной и финансовой деятельности (действующие нормы и нормативы, тарифы и их составляющие, лимиты потребления, договоры на поставку топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) и на пользование тепловой энергией, водой, данные потребления ТЭР на собственные нужды, по потерям ТЭР и т.д.);

- статистическая отчётность организации о выработке и отпуске тепловой энергии и использовании ТЭР в натуральном и стоимостном выражении.

Схема теплоснабжения города Сарова разрабатывается на срок до 2028 года с соблюдением следующих принципов:

- а) обеспечение безопасности и надежности теплоснабжения потребителей в соответствии с требованиями технических регламентов;
- б) обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;
- в) обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки тепловой и электрической энергии для организации теплоснабжения с учетом экономической обоснованности;
- г) соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;
- д) минимизация затрат на теплоснабжение в расчете на единицу тепловой энергии для потребителя в долгосрочной перспективе;
- е) обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;
- ж) согласование схем теплоснабжения с иными программами развития сетей инженерно-технического обеспечения, а также с программами газификации поселений, городских округов.

При разработке схемы теплоснабжения обеспечена безопасность системы теплоснабжения, определяемая следующими показателями:

- 1) резервирование системы теплоснабжения;
- 2) бесперебойная работа источников тепловой энергии, тепловых сетей и системы теплоснабжения в целом;
- 3) живучесть источников тепловой энергии, тепловых сетей и системы теплоснабжения в целом.

Схема теплоснабжения подлежит ежегодной актуализации в отношении разделов и сведений, указанных в требованиях к схемам теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 №154.

Уведомление о начале разработки проекта актуализированной схемы теплоснабжения размещается не позднее 15 января года, предшествующего году, на который актуализируется схема теплоснабжения.

С целью актуализации схемы теплоснабжения города Сарова на период до 2028 года в 2020 году Администрацией города Сарова издано постановление от 13.01.2020 №6 «О разработке проекта актуализированной схемы теплоснабжения города Сарова на период до 2028г. по состоянию на 2021 год».

Действующая схема теплоснабжения города Сарова на период до 2028 года, утвержденная постановлением Администрации города Сарова от 16.12.2013 № 6781, актуализирована по состоянию на 2021 год в отношении следующих показателей систем теплоснабжения:

- а) распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии в период, на который распределяются нагрузки;
- б) изменение тепловых нагрузок в каждой зоне действия источников тепловой энергии, в том числе за счет перераспределения тепловой нагрузки из одной зоны действия в другую в период, на который распределяются нагрузки;
- в) внесение изменений в схему теплоснабжения или отказ от внесения изменений в части включения в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системам теплоснабжения объектов капитального строительства;
- г) переключение тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в отопительный период, в том числе за счет вывода котельных в пиковый режим работы, холодный резерв, из эксплуатации;
- д) мероприятия по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;

е) ввод в эксплуатацию в результате строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и соответствие их обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации, и проектной документации;

ж) строительство и реконструкция тепловых сетей, включая их реконструкцию в связи с истощением установленного и продленного ресурсов;

з) баланс топливно-энергетических ресурсов для обеспечения теплоснабжения, в том числе расходов аварийных запасов топлива;

Перечень использованной литературы:

1. Свод правил СП 124.13330.2012 г. ("СНиП 41-02-2003. Тепловые сети").
2. Федеральный закон «О теплоснабжении» от 27 июля 2010 г. №190-ФЗ
3. СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов»
4. Постановление Правительства РФ от 08.08.2012 №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ».
5. Постановление Правительства РФ от 08.11.2012 № 1149 «О внесении изменений в основы ценообразования в сфере деятельности организаций коммунального комплекса».
6. Федеральный закон от 06.10.2003 № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в РФ».
7. Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ Градостроительный кодекс.
8. Федеральный закон от 30.12.2004 № 210-ФЗ «Об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса».
9. Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
10. СП 131.13330.2012 (СНиП 23.01-99* «Строительная климатология»).
11. СП 50.13330.2012 (СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий»).
12. Территориальные строительные нормы Нижегородской области ТСН 31-301-96НН «Строительная климатология для пунктов Нижегородской области».

13. Постановление Госкомстата РФ от 23.06.1999 № 46 «Об утверждении «Методологических положений по расчету топливно-энергетического баланса Российской Федерации в соответствии с международной практикой».
14. СТО НП «Российское теплоснабжение» «Автоматизированные информационно-аналитические системы «Электронные модели систем теплоснабжения городов» Общие требования».
15. Приказ Минпромэнерго России от 30.12.2008 № 325 «Об организации в Минэнерго работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии».
16. Приказ Минэнерго РФ от 19.06.2003 № 229 «Об утверждении «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей в РФ».
17. РД 50-34.698-90 «Комплекс стандартов и руководящих на автоматизированные системы».
18. ГОСТ Р 50831-95. Установки котельные. Тепломеханическое оборудование. Общие технические требования. М., Издательство стандартов, 1995.
19. ГОСТ 28269-89. Котлы паровые стационарные большой мощности. Общие технические требования. М., Издательство стандартов, 1989.
20. ГОСТ 21563-93. Котлы водогрейные. Основные параметры и технические требования. Минск, Издательство стандартов, 1996.
21. ГОСТ 29328-92. Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия. М., Издательство стандартов, 1995.
22. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (утв. приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. N 229).
23. Постановление Правительства РФ от 18 марта 2016 №208 "О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в части совершенствования порядка разработки и утверждения инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения"
24. Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок (утв. приказом Минэнерго РФ от 24 марта 2003 г. N 115).
25. Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 N 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения").

Используемые в настоящем документе термины означают следующие определения:

ТЕРМИН	ОПРЕДЕЛЕНИЕ
зона действия системы теплоснабжения	территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения;
зона действия источника тепловой энергии	территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения;
установленная мощность источника тепловой энергии	сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;
располагаемая мощность источника тепловой энергии	величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.)
мощность источника тепловой энергии нетто	величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды;
"теплосетевые объекты	объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии;
элемент территориального деления	территория поселения, городского округа или ее часть, установленная по границам административно территориальных единиц;
расчетный элемент территориального деления	территория поселения, городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах

	на весь срок действия схемы теплоснабжения.
система централизованного теплоснабжения	система, состоящая из одного или нескольких источников теплоты, тепловых сетей (независимо от диаметра, числа и протяженности наружных теплопроводов) и потребителей теплоты.
вероятность безотказной работы системы	способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12 °С, в промышленных зданиях ниже +8 °С, более числа раз, установленного нормативами.
коэффициент готовности (качества) системы	вероятность работоспособного состояния системы в произвольный момент времени поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру, кроме периодов снижения температуры, допускаемых нормативами.
живучесть системы	способность системы сохранять свою работоспособность в аварийных (экстремальных) условиях, а также после длительных (более 54 ч) остановов
срок службы тепловых сетей	период времени в календарных годах со дня ввода в эксплуатацию, по истечении которого следует провести экспертное обследование технического состояния трубопровода с целью определения допустимости, параметров и условий дальнейшей эксплуатации трубопровода или необходимости его демонтажа
авария	повреждение магистрального трубопровода тепловой сети, если в период отопительного сезона это привело к перерыву теплоснабжения объектов жилсоцкультбыта на срок 36 ч и более
ввод в эксплуатацию	событие, фиксирующее готовность тепловой сети, оборудования и теплопотребляющих установок к использованию по назначению и документально оформленное в установленном порядке
качество теплоснабжения	совокупность установленных нормативными правовыми актами Российской Федерации и (или) договором теплоснабжения характеристик теплоснабжения, в том числе термодинамических параметров теплоносителя
зона деятельности единой теплоснабжающей	одна или несколько систем теплоснабжения на территории

организации	поселения, городского округа, в границах которых единая теплоснабжающая организация обязана обслуживать любых обратившихся к ней потребителей тепловой энергии;
граница балансовой принадлежности	линия раздела тепловых сетей, источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок между владельцами по признаку собственности или владения на ином предусмотренном федеральными законами основании
граница эксплуатационной ответственности	линия раздела элементов источников тепловой энергии, тепловых сетей или теплопотребляющих установок по признаку ответственности за эксплуатацию тех или иных элементов, устанавливаемая соглашением сторон договора теплоснабжения, договора оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя, договора поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя, а при отсутствии такого соглашения - определяемая по границе балансовой принадлежности;
точка поставки	место исполнения обязательств теплоснабжающей организации или единой теплоснабжающей организации, которое располагается на границе балансовой принадлежности теплопотребляющей установки или тепловой сети потребителя и тепловой сети теплоснабжающей организации, или единой теплоснабжающей организации, или теплосетевой организации либо в точке подключения к бесхозной тепловой сети;
тепловая нагрузка	количество тепловой энергии, которое может быть принято потребителем тепловой энергии за единицу времени
потребитель тепловой энергии	лицо, приобретающее тепловую энергию (мощность), теплоноситель для использования на принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании теплопотребляющих установках либо для оказания коммунальных услуг в части горячего водоснабжения и отопления
комбинированная выработка электрической и	режим работы теплоэлектростанций, при котором производство

тепловой энергии	электрической энергии непосредственно связано с одновременным производством тепловой энергии
радиус эффективного теплоснабжения	максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения

Раздел 1. Показатели существующего и перспективного спроса на тепловую энергию и теплоноситель в установленных границах территории городского округа город Сарова.

Определение показателей перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах территории поселения, городского округа осуществляется в отношении объектов капитального строительства, расположенных к моменту начала разработки схемы теплоснабжения, и предполагаемых к строительству в установленных границах территории поселения, городского округа, в целях определения потребности указанных объектов в тепловой энергии (мощности) и теплоносителя для открытых систем теплоснабжения (до 2022 года), на цели отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и технологические нужды.

Настоящий раздел разработан в соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения (утверждены приказом Минэнерго России и Минрегиона России № 565/667 от 29.12.2012г.)

Все виды теплопотребления учитываются и прогнозируются для двух основных видов теплоносителя (горячая вода и пар).

Для разработки настоящего раздела использованы следующие данные:

-база данных теплоснабжающей организации, действующей на территории поселения, городского округа, об объектах, присоединенных к коллекторам и тепловым сетям, входящим в зону ответственности теплоснабжающей компании, и их тепловой нагрузки в горячей воде, зафиксированной в договоре о теплоснабжении с ее разделением на тепловую нагрузку отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и технологии;

-база данных по заявкам на подключение потребителей к источникам, коллекторам тепловых сетей и тепловым сетям теплоснабжающей организаций (с разделением по каждой теплоснабжающей организации);

-данные заключенных договоров на подключение потребителей к тепловым сетям теплоснабжающих организаций и фактом их исполнения по акту на включение теплоснабжения (по каждой теплоснабжающей организации);

- тепловые нагрузки потребителей, присоединенных к коллекторам и выводам тепловой мощности источника тепловой энергии; для теплоснабжающих компаний, обеспечивающих передачу тепловой энергии по магистральным тепловым сетям - тепловые нагрузки потребителей, присоединенных к магистральным тепловым сетям, включая индивидуальные тепловые пункты потребителей, центральные тепловые пункты потребителей, тепловые камеры присоединения к магистральным тепловым сетям тепловых сетей, находящихся на балансе других теплоснабжающих компаний (камеры сброса тепловой нагрузки);

Для расчета прогноза теплоснабжения на расчетный период приняты нормативные значения удельного теплоснабжения вновь строящихся и реконструируемых зданий в соответствии со [СНиП 23-02-2003](#) "Тепловая защита зданий" и на основании приказа Минрегиона России от 28 мая 2010 г. N 262 "О требованиях энергетической эффективности зданий, строений и сооружений".

Результаты прогнозирования спроса на тепловую энергию (мощность), теплоноситель представлены по следующим подразделам:

прогноз спроса на тепловую энергию (мощность), теплоноситель для целей отопления, вентиляции и горячего водоснабжения, **многоквартирных домов**, в отношении которых осуществляется разработка проектной документации для их строительства или реконструкции;

прогноз спроса на тепловую энергию (мощность), теплоноситель для целей отопления, вентиляции и горячего

водоснабжения **общественных зданий**, в отношении которых осуществляется разработка проектной документации для их строительства или реконструкции;

прогноз спроса на тепловую энергию (мощность), теплоноситель (горячая вода, пар) для целей отопления, вентиляции и горячего водоснабжения **производственных потребителей**, в отношении которых осуществляется разработка проектной документации для их строительства или реконструкции;

Прогнозные величины рассчитаны на базе выданных условий подключения. Фактическая величина подключаемых мощностей зависит от наличия финансовых источников застройщиков на момент реализации.

Согласно п.16 «Методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения» (утверждены приказом Минэнерго России и Минрегиона России № 565/667 от 29.12.2012г.) и п. 5 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (постановление Правительства РФ от 22 февраля №154) результаты прогнозирования спроса на тепловую энергию (мощность), теплоноситель представлены в таблицах №1-8:

Таблица 1* Фактический спрос на тепловую энергию за 2019 год от ТЭЦ АО «СГК» и котельной АО «СТСК»

	В Гкал	В % отношении от общей реализации
2019 год	942755,65	100,00
МУП "Центр ЖКХ"	355521,49	37,71
Сатисское ЖКХ	10081,45	1,07
Другие управляющие организации	151159,95	16,03
ФГУП РЯЦ-ВНИИЭФ	271695,20	28,82
Бюджетные организации	80110,81	8,5

ЦМСЧ-50	16967,61	1,8
Прочие потребители	57219,14	6,07

Таблица 1. Сводные показатели существующего и перспективного прироста спроса на тепловую мощность для целей отопления и вентиляции проектируемого строительства жилых зданий по городскому округу г.Саров на период до 2028 г., Гкал/ч

Наименование района и кадастрового квартала	Величины присоединяемых тепловых нагрузок вновь вводимых объектов							Всего по тех.условиям с 2020 по 2028 годы
	2014-2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2028	
Центральный район, в том числе:			0	0	0,36	0	20,579	20,939
Многоэтажный жилой дом по адресу: севернее дома на ул. Куйбышева, д. 11 (ТУ № 084.01/230 от 18.04.2013)							0,447	0,447
Гостиничный комплекс на ул. Гагарина, д.13 (ТУ № 084.01/209 от 12.04.2013)	включено							
Застройка МКР-1, 1А (письмо Администрации г. Саров № 01.10-49/283 от 31.03.2015)							20,132	20,132
Жилой дом по ул. Силкина 41 (вместо сносимого здания ООО «Аквад») (ТУ № 084/01455 от 21.09.2016)					0,36			0,36
Жилой дом по Гагарина, д.16 (ТУ № 084/703 от 31.05.201)		включено						
Заречный район, в том числе:			0,192984	0,4694	0,986	0	0	1,6483
МКР-5:								

Группа жилых домов ООО «Инвестстрой» в пойме реки Сатис (11 жилых домов) (ТУ № 084.01/88 от 19.02.2014)	включены 5 домов	включены 6 домов						
Общежитие на территории в/части 3274 (вместо сносимого здания бассейна) (ТУ № 195-2091/ 36742от 21.08.2018)				0,165				0,165
МКР-15:								
Жилой дом стр. № 21 (блок-секции В,Г,Д,Е,Ж) (ТУ № 9290/1710 от 11.09.2009)	включено							
Жилой дом стр. № 21 (блок-секции И,К,Л) (ТУ № 084.01/104 от 25.02.2014)	включено							
Жилой дом стр. № 34 в МКР-15 (ТУ № 084.01/313 от 17.06.2014)					0,44			0,44
Жилой дом по пр. Музрукова 39/1 (ТУ № 084.01/501 от 29.08.2014)	включено							
Жилой дом по пр. Музрукова 39/2 (ТУ № 084.01/150 от 18.03.2015)	включено							
Жилой дом по пр. Музрукова 39/3 (ТУ № 084.01/149 от 18.03.2015)	включено							
МКР-16:								
Жилой дом по ул. Гоголя 10/1 (ТУ № 084.01/331 от 17.06.2015)					0,391			0,391
Жилой дом по ул. Гоголя 10/2 (ТУ № 084.01/332 от 17.06.2015)					0,155			0,155
МКР-21:								
Жилые дома стр. №№ 1,2,3 кв. 6 (ТУ № 084.01/074,075,076 от 04.02.2013)	включены							
Жилые дома стр. №№ 9 - 14 кв. 6 (ТУ № 084.01/52 от 30.01.2015)	включены 5 домов			0,3044				0,3044
Жилой дом стр. № 4 кв. 7 (ТУ № 084.01/11 от 15.01.2013)	включен							
Жилые дома стр. №№ 11,12 кв. 6 (ТУ № 084/539, 084/537 от	включены							

12.05.2016)								
Жилой дом ул. Зернова 43 (ТУ № 084/447 от 29.03.2019)			0,192984					0,192984
МКР-22: (ТУ на группу домов № 084.01/054 от 28.01.2013)								
Жилые дома стр. №№ 7 - 18 кв. 2,3	включены							
Жилые дома стр. №№ 1 - 6 кв. 2	включены							
Жилой дом стр. № 12 кв. 1	включены							
Жилые дома стр. №№ 3,4,5,6 кв. 1 МКР-22	включены							
Всего в границах городской черты			0,192984	0,4694	1,346	0	20,579	22,5873
Всего по сельским населенным пунктам								
Итого по городскому округу 2014-2028гг.			0,192984	0,4694	1,346	0	20,579	22,5873

Примечания:

1 Данные по присоединенным мощностям представлены согласно базе данных на подключение потребителей к коллекторам тепловых сетей и тепловым сетям теплоснабжающей организации с разделением по источникам тепловой энергии.

2. Прогнозные величины рассчитаны на базе выданных условий подключения. Фактическая величина подключаемых мощностей зависит от наличия инвестиционного ресурса и финансовых источников застройщиков на момент реализации.

Таблица 2. Сводные показатели существующего и перспективного прироста спроса на тепловую мощность для целей отопления и вентиляции проектируемого строительства общественных зданий по городскому округу г. Саров на период до 2028 г., Гкал/ч

Наименование района и кадастрового квартала	2014-2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2028	Всего по тех.условиям с 2020 по 2028 годы
Центральный район, в том числе:			0,468	1,173	0	0,36	0,206	2,207
Реконструкция МОУ ДПОС (бывший Дом учителя) на ул. Гагарина, 6 (ТУ № 084.01/406 от 18.12.2012)	включено							
Пристройка к зданию "Академия здоровья" на ул. Гагарина, 22 (ТУ № 084.01/354 от 05.11.2012)	включено							
Дополнительная приточная вентиляция в здании пищеблока лицея №3 (ул. Куйбышева,1) (ТУ № 084.01/003 от 14.01.2014)	включено							
Здание общественного назначения во дворе здания ОБЦ по ул. Силкина, д. 10А (ТУ № 084.01/330 от 12.04.2013)							0,206	0,206
Успенский Собор на пр. Мира (ТУ № 084.01/83 от 13.02.2015)	включено							
Здание УФСБ по пр.Музрукова 2/1 (ТУ № 084.01/441 от 21.08.2015)				0,512				0,512
Автомойка ООО «Автомир» на ул.Силкина 48 (ТУ № 084.01/448 от 15.04.2016)						0,36		0,36
Здание обеденного зала ЧОУ РО «НЕРПЦ (МП)» «Саровская православная гимназия» (ТУ № 084/704 от 31.05.2018)			0,11034					0,11034
Здание спортивного зала ЧОУ РО «НЕРПЦ (МП)» «Саровская православная гимназия» (ТУ № 084/638 от 24.09.2019)			0,104					0,104
Здание келейного корпуса на территории Свято-Успенского			0,254					0,254

мужского монастыря. Саровская пустынь (ТУ № 084/385 от 19.09.2019)								
церковь образа Божьей Матери "Живоносный источник", пр. Мира (напротив зд. 21) (ТУ № 084/1247 от 5.10.2018)		включено						
Здание детской поликлиники в районе школы № 7				0,661				0,661
Заречный район, в том числе:			0,145	1,821	1,677	4,815	3,029	11,487
Офисное здание ООО «Системы Безопасности» (взамен сносимого здания к/т «Молодежный») (ТУ № 084/1786 от 27.10.2016)		включено						
Здание трибун на стадионе "Икар" (ТУ № 9290/103 от 23.01.2008)	включено							
Зал акробатики на Музрукова, 14 (ТУ № 9290/1430 от 10.08.2009)	включено							
Бизнес-центр на ул. Димитрова (ИП Бодренко В.С.) (ТУ № 084.01/575 от 30.09.2013)							0,297	0,297
Гостинично - оздоровительный комплекс на ул. Димитрова (ИП Мочалин А.В.) (ТУ № 084.01/183 от 27.03.2013)						0,132		0,132
Здание УФСКН РФ на ул. 8Марта (ТУ № 084.01/147 от 22.09.2011)						0,013		0,013
Торговый центр по ул. Арзамасская, 3 (ТУ № 084.01/306 от 09.10.2012)	включено							
Торгово-развлекательный центр на ул. Димитрова (ТУ № 084.01/209 от 30.11.2012)							1,109	1,109
Комплекс по продаже автомобилей на ул. Димитрова 39 (ТУ № 084.01/338 от 02.07.2014)	включено							
Административное здание ООО «Синтек» на ул. Арзамасская	включено							

(ТУ № 084.01/549 от 10.09.2013)								
Спортивно-оздоровительный комплекс с гостиницей участок № 88, "Заречный район", в районе поймы реки Сатис (ТУ № 084/933 от 25.07.2018)					1,46			1,46
МКР-15:								
Детсад (стр. № 30) (ТУ № 2001/72 от 13.08.2010)	включено							
Торговый центр «Галактика» (ТУ № 201/2077 от 10.09.2013)	включено							
Комплексное здание по обслуживанию населения (стр. № 32) (ТУ № 9290/475 от 29.03.2006)						0,239		0,239
Кафе (стр. № 31) (ТУ № 9290/727 от 03.05.2006)						0,230		0,230
Школа (стр. № 33) (ТУ № 9290/475 от 29.03.2006)							1,623	1,623
Подростковый клуб юных туристов (стр. № 36) (ТУ № 9290/475 от 29.03.2006)						0,272		0,272
Магазин с кафе по ул. Московская, д.39 (ТУ № 084.01/48 от 30.01.2014)						0,110		0,110
МКР-16:								
Торгово-офисное здание (стр. № 17) (ТУ № 084.01/569 от 24.09.2013)						0,342		0,342
МКР-21:								
Здание центра культурного развития г. Саров МКР 22 (ТУ №084/875 от 6.06.2019)					0,217			0,217
Детсад (стр. № 7) в кв. 6 (ТУ № 084.01/301 от 04.10.2012)				0,62				0,62
НИЦ ООО "Глобал-Тест" на ул. П.Морозова	включено							

(ТУ № 084.01/635 от 29.10.2013)								
Храм в квартале 8 (ТУ № 084.01/657 от 08.11.2013)			0,145					0,145
МКР-22:								
Детсад (стр. № 20) в кв. 2,3 (ТУ № 084.01/054 от 28.01.2013)				0,62				0,62
Школа №11 новая в кв. 7 (ТУ № 084.01/1405 от 29.08.2016)						1,127		1,127
ФОК на ул. Зернова в кв. 5 (ТУ № 084.01/442 от 24.07.2013)						2,35		2,35
Поликлиника с офисом в кв. 7 (ТУ № 084.01/711 от 28.11.2013)				0,195				0,195
Промрайон:								
Тир ФГУП «Атом-охрана» (Варламовская дорога, 23/20) (ТУ № 084/820 от 24.05.2016)				0,386				0,386
Всего в границах городской черты			0,613	2,994	1,677	5,175	3,235	13,694
Всего по сельским населенным пунктам								
Итого по городскому округу 2013-2028гг.			0,613	2,994	1,677	5,175	3,235	13,694

Таблица 3. Сводные показатели существующего и перспективного прироста спроса на тепловую мощность для целей отопления и вентиляции проектируемого строительства производственных зданий по городскому округу г. Саров на период до 2028 г., Гкал/ч.

Наименование района и кадастрового квартала	2014-2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2028	Всего по условиям с 2020 по 2028 годы
Центральный район:			0	0	0	0	0	0
Заречный район			0	0	0	0	0	0
Промрайон, в том числе:			4,799	11,53	4,825	17,038	7,641	45,833

Пожарное депо около КПП-3 (ТУ № 084.01/121 от 28.07.2011)	включено							
Аэродром: реконструкция существующих зданий		включено 6 зданий				0,34		0,34
Завод №1 (Основная площадка):								
Здание № 363, 364 юго-западнее пл. основная (ТУ № 084/637 от 26.04.2019)				6,44				6,44
Ангар сборки ВК около зд 363 (ТУ № 195-2039/19303 от 09.02.2016)	включено							
Корпус комплексных испытаний (ТУ № 2036/1634 от 14.06.2011)	включено							
Здание 1/О, строение 3 (ТУ № 2074/2077 от 09.09.2014)	включено							
Здание КБ (вновь строящееся) (ТУ № 2074/1411 от 13.06.2013)						1,500		1,500
Здание 87/3 (столовая № 14) (ТУ № - от 04.09.2014)		включено						
Здание 370/2, 370/3 (ТУ № 195-2074 от 01.08.2016)			1,0					1,0
Здание 65а (реконструкция) (ТУ № 195-2074/9897 от 31.03.2015)						0,12		0,12
Здание 99 (ТУ № 2074/1235 от 21.05.2013)	включено							
Здание 51/1 ИФВ (ТУ № 2074/918 от 23.04.2014)					0,510			0,510
Здание 1Б (ТУ № 195-2074/75710 от 03.06.2015)	включено							
Здание криптографических исследований (ТУ № 2074/498 от 27.02.2013)	включено							
Завод №2 (площадка №1):								
Производственный комплекс «ТУК» (ТУ № 084.01/426 от 19.07.2013)							2,600	2,600

Здание №10 (ТУ № 084.01/101 от 08.07.2011)	включено							
Здание 50/1 (расходный склад) (ТУ № 2074/1251 от 23.05.2013)					0,050			0,050
Площадка № 3: Бюро пропусков						0,090		0,090
Площадка № 6:								
Здание ХВО (ТУ № 195-2091 от 01.02.2019)				1,75				1,75
Здание 614/6 (ТУ № 195- 2091/40092 от 04.10.2017)							3,268	3,268
Здание 614А/6 (ТУ № 195- 2091/40092 от 04.10.2017)						3,036		3,036
Здания № 118А, 118А стр.1, 123, 128 (ТУ № 195-2091/17331 от 19.04.2018)				2,887				2,887
Площадка № 8:								
Пождено (ТУ № 9290/780 от 04.05.2009)	включено							
Пристройка к зданию 813-2 (ТУ № 201/3136 от 16.08.2012)							0,550	0,550
Здание № 883 (ТУ № 2036/2820 от 13.09.2011)						0,127		0,127
Здание № 890 (ТУ № 2036/2819 от 13.09.2011)						0,125		0,125
Здание № 860 (ТУ № 195- 2091/7971 от 20.02.2018)						2,273		2,273
Здание синхротрона в районе здания 860 (ТУ № 0,84/712 от 21.05.2019)			3,34					3,34
Площадка № 9:								
Здание "Виброфуга" (ТУ № 2036/1336 от 15.09.2010)							0,058	0,058
Здание 50 В (ТУ № 2074/2478 от 03.10.2013)						0,009		0,009
Здание № 16 (ТУ № 195- 2091/21302 от 11.10.2017)					0,253			0,253
Здание № 916 (ТУ № 195- 2091/21302 от 11.10.2017)					1,169			1,169
Здание комплекса инерционных					0,09			0,09

испытаний (ТУ № 195-2091/21302 от 11.10.2017)								
Здание комплекса транспортных испытаний (ТУ № 195-2091/21302 от 11.10.2017)					1,169			1,169
Проектируемое здание (ТУ № 195-2091/42669 от 28.09.2018)			1,629					1,629
Площадка № 10:								
Пождепо (ТУ № 9290/781 от 04.05.2009)	включено							
Площадка № 21:								
Проходная площадки 21 (ТУ № 195-2074/85534 от 23.06.2015)						0,018		0,018
Пристройка к зданию № 7 (ТУ № 201/3136 от 16.08.2012)						0,200		0,200
Здание вычислительного центра (ТУ № 2036/724 от 22.03.2011)	включено							
Здание установки "Шторм" (ТУ № 2036/1920 от 13.07.2011)						1,970		1,970
Здание № 4 (ТУ № 195-2091/7900 от 20.02.2018)							0,701	0,701
Площадка № 20:								
Здание 39/20 (ТУ № 201/777 от 27.03.2018)			1,496					1,496
Завод "Авангард":								
Здание 617 (ТУ № 2074/3403 от 16.11.2012)						5,81		5,81
Здания ПХРО (ТУ № 2036/1272 от 27.05.2013)						0,570		0,570
Здание ХВО (ТУ № 2036/829 от 04.04.2013)							0,344	0,344
Ангар ЭТБ (ТУ № 2074/487 от 06.03.2014)						0,850		0,850
Здания площадки 14А (за территорией пл. 6) (ТУ № 2036/534 от 19.06.2012)							0,570	0,570
Автомастерская в районе ул. Димитрова	включено							

(ТУ № 084.01/338 от 02.07.2014)								
Здание ТМХ АО «СЭСК» на ул Димитрова (ТУ № 084/1926 от 01.12.2016)			0,309					0,309
Здание операторской АЗС № 176, Варламовская дорога, д. 5а(ТУ № 084/570 от 15.04.2019)			0,025					0,025
Автомойка (Варламовская дорога, 5) (ТУ № 084.01/148 от 22.09.2011)	включено							
Главный корпус РСП (Варлам. Дорога, 29) (ТУ № 084.01/133 от 16.05.2012)	включено							
НПК "Высокие технологии" (Варлам. Дорога) (ТУ № 084.01/54 от 01.03.2012)	включено							
ООО "Промавтоматика" (Южное шоссе,26/39) (ТУ № 084.01/61 от 20.04.2011)	включено							
Здание склада опилок (Железнодорожная , 16/6) (ТУ № 084/1045 от 11.09.2017)	включено							
Склад – гараж (Железнодорожная, 22) (ТУ № 084/1148 от 12.10.2017)					1,584			1,584
Здания ул. Южное шоссе, 16 (ТУ № 084/519 от 05.04.2019)				0,4				0,4
Здание ул. Южное шоссе, 10 (ТУ № 084/718 от 04.06.2018)				0,03				0,03
Здание ул. Южное шоссе, 12/16 (ТУ № 084/893 от 16.07.2018)				0,0231				0,0231
Всего в границах городской черты			4,799	11,53	4,825	17,038	7,641	45,833
Всего по сельским населенным пунктам								
Итого по городскому округу 2014-28гг			4,799	11,53	4,825	17,038	7,641	45,833

Примечания: данные по присоединенным мощностям представлены согласно базе данных на подключение потребителей к коллекторам тепловых сетей и тепловым сетям теплоснабжающей организации с разделением по источникам тепловой энергии.

Таблица 4. Сводные показатели существующего и перспективного прироста спроса на тепловую мощность для целей ГВС проектируемого строительства жилых зданий по городскому округу г. Саров на период до 2028 г., Гкал/ч

Наименование района и кадастрового квартала	2014-2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2028	Всего по тех.условиям с 2020 по 2028 годы
Центральный район, в том числе:			0	0	0,13	0	16,452	16,582
Многоэтажный жилой дом по адресу: севернее дома на ул. Куйбышева, д. 11							0,162	0,162
Гостиничный комплекс на ул. Гагарина, д.13	включено							
Застройка МКР-1, 1А (письмо Администрации г. Саров № 01.10-49/283 от 31.03.2015)							16,290	16,290
Жилой дом по ул. Силкина 41 (вместо сносимого здания ООО «Аквад»)					0,13			0,13
Жилой дом по Гагарина, д.16 (ТУ № 084/703 от 31.05.201)		включено						
Заречный район, в том числе:			0,02919	0,0826	0,664	0	0	0,776
МКР-5:								
Группа жилых домов ООО «Инвестстрой» в пойме реки Сатис (11 жилых домов)	Включены 11 домов							
Общежитие в воинской части 3274 (вместо сносимого здания бассейна)				0,035				0,035
МКР-15:								
Жилой дом стр. № 21 (блок-секции В,Г,Д,Е,Ж)	включено							
Жилой дом стр. № 21 (блок-секции И,К,Л)	включено							
Жилой дом стр. № 34					0,180			0,180

Жилой дом по пр. Музрукова 39/1	включено							
Жилой дом по пр. Музрукова 39/2	включено							
Жилой дом по пр. Музрукова 39/3	включено							
МКР-16:								
Жилой дом по ул. Гоголя 10/1					0,367			0,367
Жилой дом по ул. Гоголя 10/2					0,117			0,117
МКР-21:								
Жилые дома стр. №№ 1,2,3 кв. 6		включены						
Жилые дома стр. №№ 9 - 14 кв. 6	включены 5 домов			0,0476				0,0476
Жилой дом стр. № 4 кв. 7	включено							
Жилые дома стр. №№ 11,12 кв. 6	включены							
Жилой дом ул. Зернова 43			0,02919					0,02919
МКР-22:								
Жилые дома стр. №№ 7 - 18 кв. 2,3	включено							
Жилые дома стр. №№ 1 - 6 кв. 2	включено							
Жилой дом стр. № 12 кв. 1	включено							
Жилые дома стр. №№ 3,4,5,6 кв. 1 МКР-22	включено							
	включено							
Всего в границах городской черты			0,02919	0,0826	0,794	0	16,452	17,358
Всего по сельским населенным пунктам								
Итого по городскому округу			0,02919	0,0826	0,794	0	16,452	17,358

Примечания: данные по присоединенным мощностям представлены согласно базе данных на подключение потребителей к коллекторам тепловых сетей и тепловым сетям теплоснабжающей организации с разделением по источникам тепловой энергии.

Таблица 5. Сводные показатели существующего и перспективного прироста спроса на тепловую мощность для целей ГВС проектируемого строительства общественных зданий по городскому округу г. Саров на период до 2028 г., Гкал/ч

Наименование района и кадастрового квартала	2014-2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2028	Всего по тех. условиям с 2020 по 2028 годы
Центральный район, в том числе:			0,1813	0,1475	0	0,05	0,864	1,2428
Реконструкция МОУ ДПОС (бывший Дом учителя) на ул. Гагарина, 6	включено							
Пристройка к зданию "Академия здоровья" на ул. Гагарина, 22	включено							
Здание общественного назначения во дворе здания ОБЦ по ул. Силкина, д. 10А							0,114	0,114
Застройка МКР-1,1А (соцкультбыт)							0,750	0,750
Успенский Собор на пр. Мира	включено							
Здание УФСБ по пр. Музрукова 2/1				0,025				0,025
Автомойка ООО «Автомир» на ул. Силкина 48						0,05		0,05
Церковь образа Божей Матери «Живоносный источник» пр. Мира		включено						
Здание келкйного корпуса на территории Свято-Успенского мужского монастыря			0,000625					0,000625
Здание обеденного зала ЧОУ РО «НЕРПЦ»			0,18					0,18

Здание спортивного зала ЧОУ РО «НЕРПЦ»			0,0007					0,0007
Здание детской поликлиники в районе школы № 7				0,1225				0,1225
Заречный район, в том числе:			0,03	0,0868	0,1974	1,351	0,033	1,6982
Офисное здание ООО «Системы Безопасности» (взамен сносимого здания к/т «Молодежный»)		включено						
Здание трибун на стадионе "Икар"	включено							
Зал акробатики на пр. Музрукова, 14	включено							
Бизнес-центр на ул. Димитрова (ИП Бодренко В.С.)							0,024	0,024
Гостинично-оздоровительный комплекс на ул. Димитрова (ИП Мочалин А.В.)						0,420		0,420
Здание ФКСН РФ на ул. 8Марта						0,005		0,005
Торговый центр на ул. Арзамасская	включено							
Комплекс по продаже автомобилей на ул. Димитрова	включено							
Административное здание ООО «Синтек» на ул. Арзамасская	включено							
Спортивно-оздоровительный комплекс с гостиницей участок № 88, "Заречный район", в районе поймы реки Сатис (ТУ № 084/933 от 25.07.2018)					0,164			0,164
МКР-15:								
Детсад (стр. № 30)	включено							
Торговый центр (стр. № 28)	включено							
Комплексное здание по обслуживанию населения (стр. № 32)						0,087		0,087
Кафе (стр. № 31)						0,189		0,189
Школа (стр. № 33)							0,009	0,009

Магазин с кафе по ул. Московская, д.39						0,086		0,086
МКР-16:								
Торгово-офисное здание (стр. № 17)						0,040		0,040
МКР-21:								
Здание центра культурного развития г. Саров					0,0034			0,0034
Детсад (стр. № 7) в кв. 6				0,0419				0,0419
НИЦ ООО "Глобал-Тест" на ул. П.Морозова	включено							
Храм в квартале 8			0,030					0,030
МКР-22:								
Детсад (стр. № 20) в кв. 2,3				0,0419				0,0419
Школа №11 новая в кв. 7						0,024		0,024
ФОК на ул. Зернова в кв. 5						0,500		0,500
Поликлиника с офисом в кв. 7					0,030			0,030
Промрайон:								
Тир ФГУП «Атом-охрана» (Варламовская дорога, 23/20)				0,003				0,003
Всего в границах городской черты			0,2113	0,2343	0,1974	1,401	0,897	2,941
Всего по сельским населенным пунктам								
Итого по городскому округу			0,2113	0,2343	0,1974	1,401	0,897	2,941

Примечания: данные по присоединенным мощностям представлены согласно базе данных на подключение потребителей к коллекторам тепловых сетей и тепловым сетям теплоснабжающей организации с разделением по источникам тепловой энергии.

Таблица 6. Сводные показатели существующего и перспективного прироста спроса на тепловую мощность для целей ГВС проектируемого строительства производственных зданий по городскому округу г. Саров на период до 2028 г., Гкал/ч

Наименование района и кадастрового квартала	2014-2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2028	Всего по тех.условиям с 2020 по 2028 годы
Центральный район:			0	0	0	0,059	0,062	0,121
Площадка № 21:								
Бюро пропусков						0,003		0,003
Пристройка к зданию № 7						0,010		0,010
Здание вычислительного центра	включено							
Здание установки "Шторм"						0,046		0,046
Здание № 4							0,062	0,062
Промышленный район, в том числе:			0,26	0,68	0	0,06	0,946	1,946
Завод №1 (Основная площадка):								
Здание № 363, 364				0,68				0,68
Корпус комплексных испытаний	включено							
Здание 1/О	включено							
Здание КБ (вновь строящееся)						0,050		0,050
Здание 65а (реконструкция)						0,010		0,010
Здание 99	включено							
Здание 1Б	включено							
Здание криптографических исследований	включено							
Завод № 2 :								
Производственный комплекс «ТУК»							0,666	0,666
Площадка № 6								
Здание 614/6,614А/6							0,28	0,28
Площадка № 20								
Здание 39/20			0,26					0,26
Заречный район:			0	0,0067	0	0	0	0,0067
Пождепо около КПП-3	включено							
Южное шоссе д. 16				0,0067				0,0067
Всего в границах городской черты			0,26	0,6867	0	0,119	1,008	2,074
Всего по сельским населенным пунктам								
Итого по городскому округу			0,26	0,6867	0	0,119	1,008	2,074

Примечания: данные по присоединенным мощностям представлены согласно базе данных на подключение потребителей к коллекторам тепловых сетей и тепловым сетям теплоснабжающей организации с разделением по источникам тепловой энергии.

Таблица 7. Существующее и перспективное подключение нагрузок на период до 2028 г., Гкал/ч.

Вид тепловой нагрузки	2014	2015	2016	2017	2018 ФАКТ	2019 ФАКТ	2020	2021	2022	2023	2024- 2028	Всего в перспективе 2020-2028
ТЭЦ АО «СГК»												
Отопление и вентиляция	3,499	8,114	3,066	7,63 (с учетом зд.363,364)	0,827	0,778	5,605	14,993 (с учетом УФЛ)	7,848	22,213	31,455(с учетом МКР- 1А)	82,114
ГВС	0,365	1,018	0,480	0,263	0,251	0,346	0,5	1,003	0,991	1,52	18,357(с учетом МКР- 1А)	22,373
Пар	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего	3,864	9,132	3,546	7,893	1,078	1,124	6,105	15,996	8,839	23,733	49,812(с учетом МКР- 1А)	104,487
Котельная БГ												
Отопление и вентиляция	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ГВС	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Пар	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Всего	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Примечания: данные по присоединенным мощностям представлены согласно базе данных на подключение потребителей к коллекторам тепловых сетей и тепловым сетям теплоснабжающей организации с разделением по источникам тепловой энергии (фактическая величина подключенных нагрузок в среднем около 1,5 Гкал/ч в год)

**Таблица 8. Анализ объемов существующего и перспективного отпуска тепловой энергии от ТЭЦ АО «СГК»
на период до 2028 г., Гкал/ч**

Вид потребления	2017 факт	2018 факт	2019 факт	2020 расчетный предварительный прогноз с учетом факта 2019	2021 расчетный предварительный прогноз	2022 расчетный предварительный прогноз	2023 расчетный предварительный прогноз	2024-33 расчетный предварительный прогноз	Примеч.
ТЭЦ АО "СГК" (предварительный расчет как среднее за 3 года без учета энергосбережения, прогнозных включений и факта отключений)									
Отопление (средние показания за предыдущие 3 года без учета мероприятий по энергосбережению, прогнозных присоединений и отключений)	792236,0	893041,5	813462,37	832913,3	846472,4	830949,4	836778,3	838066,7	Расчетный предварительный прогноз согласно средних значений за последние 3 года.

ГВС (средние показания за предыдущие 3 года без учета мероприятий по энергосбережению, прогнозных присоединений и отключений)	259522,9	250194,0	235976,2	248564,4	244911,5	243150,7	245542,2	244534,8	Расчетный предварительный прогноз согласно средних значений за последние 3 года.
Пар (средние показания за предыдущие 3 года без учета мероприятий по энергосбережению, прогнозных присоединений и отключений)	59097,7	57129,5	53166,05	56464,4	55586,7	55072,4	55707,8	55455,6	Расчетный предварительный прогноз согласно средних значений за последние 3 года.
Всего (без учета мероприятий по энергосбережению существующих тепловых энергоустановок и прогнозных присоединений)	1110856,6	1200365,0	1102604,65	1137942,1	1146970,6	1129172,4	1138028,4	1138057,1	Расчетный предварительный прогноз согласно средних значений за последние 3 года.

ТЭЦ АО "СГК" (окончательный расчет)

Вид потребления	2017 факт	2018 факт	2019 факт	2020 утвержденный прогноз	2021 окончательный прогноз	2022 расчетный предварительный прогноз	2023 расчетный предварительный прогноз	2024-33 расчетный предварительный прогноз	Примеч.
<p>Отопление (прогнозируемые значения с учетом энергосбережения существующих тепловых энергоустановок на 1,0% в год с 2021 года, прогнозных подключений-2500 Гкал/год и откл. п. Сатис (-13000Гкал)</p>	792236,0	893041,5	813462,37	836586,0	837900,6	850503,6	861516,3	871695,1	<p>В схеме теплоснабжения Сатисского поселения (п.4.1) отражено отключение МП "Сатисское ЖКХ" от тепловых сетей АО "Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ" с 2020г. (годовое потребление 27000 Гкал/год с потерями). Фактический прогноз- 2-е полугодие 2020года (-14000 Гкал, 2021 г. -13000Гкал). Прогноз 2024-2033 с учетом поэтапного ввода МКР-1А (20000Гкал/год)</p>

<p>ГВС (прогнозируемые значения с учетом динамики уменьшения отпуска, энергосбережения существующих тепловых энергоустановок на 3% в год (2020 - 2022годы) и величины прогнозных подключений с 2021 г.1500 Гкал/год)</p>	259522,9	250194,0	235976,2	239954,5	223415,5	209767,8	202297,9	217255,3	<p>Прогноз 2021 года с учетом динамики уменьшения факта 2019 к факту 2018, прогнозных подключений (1500 Гкал/год). Прогноз 2024-2033 с учетом ввода МКР-1А (20000Гкал/год)</p>
<p>Пар (прогнозируемые значения с учетом динамики снижения фактического отпуска)</p>	59097,7	57129,5	53166,05	62434,2	47166,1	48000,0	50000,0	40000,0	<p>Прогноз на 2020 год с учетом динамики уменьшения факта 2018 к факту 2017 и последующие годы с учетом отключения 19.11.2019 года пара на завод 1 (минус 6000 Гкал отн. факта 2019)</p>
<p>ИТОГ: прогноз отпуска с ТЭЦ АО "СГК" на 2021г</p>	1110856,6	1200365,00	1102604,65	1138974,7	1108482,1	1108271,3	1113814,2	1128950,4	<p>Прогнозы на 2022-2027 г.г. будут корректироваться исходя из фактических показателей 2019 и 2020-го годов и соответственно последующих периодов</p>

Котельная АО "СТСК"									
Вид потребления	2017 факт	2018 факт	2019 факт	2020 утвержденный прогноз	2021 окончательный прогноз	2022 расчетный предварительный прогноз	2023 расчетный предварительный прогноз	2024-33 расчетный предварительный прогноз	Примеч.
Отопление	9708,7	4247,3	829,0	829,0	800,0	800,0	800,0	800,0	Котельная АО "СТСК" является резервным источником потребителя 1-й категории КБ №50 ФМБА РФ
ГВС	2979,6	1309,1	433,1	420,0	420,0	420,0	420,0	420,0	
Пар	546,0	560,1	615,3	573,8	590,0	542,8	593,0	585,6	
Всего	13234,2	6116,5	1877,38	1822,8	1810,0	1762,8	1813,0	1805,6	

Прогнозируемая температура на 2021 год согласно средних значений за последние 5 лет -0,51 гр. С с учетом 2019 г.

Прогнозируемая температура на 2022 год согласно средних значений -0,51 гр. С .

Прогнозируемая температура на 2023 год согласно средних значений -0,8 гр. С.

Прогнозируемая температура на 2024 год согласно средних значений -0,6 гр. С.

Фактическая температура на 2019 года +0,64 гр. С. При температуре в декабре -1,99гр. С.

Примечания:

1. Расчет прогнозируемого отпуска на период до 2028 года произведен в соответствии:

- с положениями п.22 «Основ ценообразования в сфере теплоснабжения», утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 года №1075 (как средняя величина отпуска за 3 года),

- базы данных выданных условий подключения, на основании приказов №565 Минэнерго РФ, №667 Минрегиона РФ «Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения».

Обоснование вывода из эксплуатации теплосети до п. Сатис.

«Правила вывода в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей», утвержденные постановлением Правительства РФ от 06.09.2012 №889 (далее - Правила) предусматривают, что если продолжение эксплуатации объектов по требованию органа местного самоуправления ведет к некомпенсируемым финансовым убыткам, собственникам или иным законным владельцам указанных объектов должна быть обеспечена компенсация в соответствии с бюджетным законодательством Российской Федерации.

Уведомление о выводе направлено Главе Администрации Дивеевского района письмом за №201/413 от 11.02.2016г. Причины вывода из эксплуатации тепловой сети изложены в данном письме.

Предполагаемый срок вывода из эксплуатации тепловой сети до п. Сатис – октябрь - ноябрь 2020г

В схеме теплоснабжения Сатисского поселения Дивеевского муниципального района Нижегородской области планируется на период до 2020 года строительство газовых блочно-модульных котельных и инженерной инфраструктуры, необходимой для выработки тепловой энергии в п. Сатис:

№ п/п	Мероприятие	Период исполнения			Финансовые затраты, тыс.руб.
		2017	2018	2019	
1	Котельная ул. Московская мощностью до 1,1 МВт	✓	✓		12800
2	Котельная ул. Гаражная мощностью до -4,5 МВт	✓	✓		27500
3	Котельная ул. Заводская мощностью до 2,1 МВт	✓	✓		17500

Итого:				57800
--------	--	--	--	-------

Ожидаемый эффект от строительства новых котельных:

- снижение затрат: на приобретение энергоресурсов; на ремонтные работы на теплосетях;
- сокращение потерь тепловой энергии в сетях.

Генеральным планом Сатисского сельского поселения Дивеевского муниципального района предусмотрено изменение схемы теплоснабжения района в связи со строительством трех источников централизованного теплоснабжения.

№ п/п	Наименование котельной	Установленная Мощность (МВт)	Подключенная нагрузка (Гкал/ч)
1	Котельная, ул. Московская	1,1	0,73
2	Котельная, ул. Гаражная	4,5	3,49
3	Котельная, ул. Заводская	2,1	1,69
	Всего:	7,7	5,91

В 2019 году котельные смонтированы.



ОБЕСПЕЧЕНИЕ
РФЯЦ-ВНИИЭФ
ПРЕДПРИЯТИЕ ГОСКОРПОРАЦИИ «РОСАТОМ»
Акционерное общество
«Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ»
(АО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ»)
607188, г. Саров, Нижегородская обл.,
пр. Мира, 6
тел.(83130)7-45-00, факс (83130)7-45-75
www.obespechenie-vniief.ru
e-mail: direktorat@obespechenie-vniief.ru

11.08.2016 № 201/048

Уведомление о выводе из эксплуатации
тепловых сетей до п. Сатис

Главе Администрации Дивеевского
района В.И.Лопаткину
Нижегородская обл., Дивеевский район,
с. Дивеево, ул. Октябрьская, д.10.

Главе Администрации Сатисского
сельсовета А.В. Чукрину
607328, Нижегородская обл., Дивеевский
район, п.Сатис, ул. Первомайская, 26Б.

Копия:
Директору МП «Сатисское ЖКХ»
Т.П. Грушкиной
607328, Нижегородская обл., Дивеевский
район, п. Сатис, ул. Первомайская, д.41.

Уважаемые Руководители!

В соответствии с п. 16 Правил вывода в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей, утвержденных постановлением Правительства РФ от 06.09.2012 №889 (далее - Правила) уведомляем Вас о принятом решении вывести из эксплуатации тепловую сеть до п. Сатис.

Срок вывода из эксплуатации тепловой сети – истечение 8 месячного срока получения Вами настоящего уведомления (ориентировочный срок вывода из эксплуатации – октябрь 2016г.). Причины вывода из эксплуатации тепловой сети изложены ниже.

Единственным потребителем тепловой энергии посредством присоединения к тепловой сети до п. Сатис является МП «Сатисское ЖКХ». Указанная тепловая сеть находится в собственности АО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ» и передана в аренду АО «СТСК». Которое, в свою очередь, является теплоснабжающей и теплосетевой организацией.

Процедура согласования вывода сети из эксплуатации с потребителем МП «Сатисское ЖКХ», предусмотренная п. 17 Правил соблюдена. Копия письма в адрес МП «Сатисское ЖКХ» о выводе сети из эксплуатации от 14.01.2016 № 201/048 и копия почтового уведомления о вручении данного письма прилагаются (письмо вручено 21.01.2015).

В связи с тем, что нами не получено от МП «Сатисское ЖКХ» ответа на уведомление о планируемом выводе сети из эксплуатации, вывод их из эксплуатации считаем согласованным (п. 17 Правил).

Причиной вывода сети из эксплуатации является то обстоятельство, что ее эксплуатация убыточна (убытки около 10 млн. руб. в год):

-данная теплосеть выработала нормативный срок службы, источника финансирования на реконструкцию нет, поскольку период окупаемости свыше 10 лет;
-потребители п.Сатис и объекты бывшей в/ч «Барракуда» находятся вне зоны эффективного радиуса теплоснабжения;

-основная часть этой сети находится за пределами охраняемого периметра ЗАТО г. Саров, что существенно усложняет обслуживание, кроме этого часто происходит хищение покровного и теплоизоляционного слоя трубопроводов, порча изоляции при сжигании сухой травы в весенний период;

-фактические тепловые потери в теплосети за пределами охраняемого периметра ЗАТО г. Саров до ЦПП поселка Сатис превышают размеры потребления тепловой энергии объектами МП «Сатисское ЖКХ»;

-для соблюдения температурного режима в объектах МП «Сатисское ЖКХ» вынуждено потреблять повышенный расход теплоносителя из-за большой протяженности теплосети, что приводит к дополнительному потреблению электроэнергии насосного оборудования источника и нерациональному гидравлическому режиму работы теплосети.

АО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ» ранее неоднократно направляло в адрес Администрации Дивеевского района запросы о планируемых сроках строительства в п. Сатис котельных (переписка прилагалась к направляемому в Ваш адрес письму 14.01.2016 № 201/048). Однако до настоящего времени ситуация со стороны Администрации Дивеевского района не разрешена.

Более того, обращаю Ваше внимание, что актуализированной в 2015 году постановлением Администрации г. Сарова №1414 от 08.04.2015г. схемой теплоснабжения г. Саров, предварительно запланирован вывод из эксплуатации данной теплосети.

В связи с изложенным, прошу Вас в соответствии с п. 18 Правил в течение 30 дней с момента получения настоящего уведомления:

-рассмотреть и согласовать его;
-или потребовать приостановить вывод тепловой сети из эксплуатации не более чем на 3 года в случае наличия угрозы возникновения дефицита тепловой энергии, выявленного на основании анализа схемы теплоснабжения.

При этом обращаю Ваше внимание, что в случае принятия решения о приостановлении вывода тепловой сети из эксплуатации, оставляем за собой право требовать возмещения из бюджета Дивеевского района и/или бюджета поселка Сатис некомпенсируемых финансовых убытков согласно нормам Правил и положений бюджетного законодательства.

Приложения (в копиях):

- 1.Уведомления в адрес МП «Сатисское ЖКХ» о выводе сети из эксплуатации от 14.01.2016 № 201/048.
- 2.Уведомления о вручении почтового отправления письма от 14.01.16 №201/048.

Генеральный директор
АО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ»

С.Н.Ковалев

(действующий за АО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ»
и за АО «СТСК» на основании договора о передаче
полномочий единоличного исполнительного органа
от 01.01.2009 № 105-д)

Ботьяков И.Н.
(83130) 7-45-92
Пыршев А.В. (83130) 31158, 74530
a.pyrshv@obespechenie-vniief.ru

Причиной вывода сети из эксплуатации является то обстоятельство, что ее эксплуатация убыточна (убытки около 22 млн. руб. в год в тарифах 2019г.):

-данная теплосеть выработала нормативный срок службы, источника финансирования на реконструкцию нет, поскольку период окупаемости свыше 10 лет;

-потребители п.Сатис и объекты бывшей в/ч «Барракуда» находятся вне зоны эффективного радиуса теплоснабжения;

-основная часть этой сети находится за пределами охраняемого периметра ЗАТО г. Саров, что существенно усложняет обслуживание, кроме этого часто происходит хищение покровного и теплоизоляционного слоя трубопроводов, порча изоляции при сжигании сухой травы в весенний период;

-фактические тепловые потери в теплосети за пределами охраняемого периметра ЗАТО г. Саров до ЦТП поселка Сатис превышают размеры потребления тепловой энергии объектами МП « Сатисское ЖКХ»;

-для соблюдения температурного режима в объектах МП « Сатисское ЖКХ» вынуждено потреблять повышенный расход теплоносителя из-за большой протяженности теплосети, что приводит к дополнительному потреблению электроэнергии насосного оборудования источника и нерациональному гидравлическому режиму работы теплосети.



ОБЕСПЕЧЕНИЕ
РФЯЦ-ВНИИЭФ

ПРЕДПРИЯТИЕ ГОСКОРПОРАЦИИ ГОСКОРПОМ

Открытое акционерное общество
«Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ»
(ОАО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ»)
607188, г. Саров, Нижегородская обл.
пр. Мира, 34
тел. (83130)3-64-50, факс (83130)5-55-75
www.obespечение-vniief.ru
e-mail: energy@sarov.ru

12.09.2011 № 201/2963
О теплоснабжении МП «Сатисское
ЖКХ» и ЗАО «Технопарк «Саров»

Главе Администрации
Дивеевского района
Ю.Н.Васькову
607320, Нижегородская обл., Дивеевский
район, с. Дивеево, ул. Октябрьская 10
Тел. (факс)8(83134)42946
Директору МП
«Сатисское ЖКХ»
Т.П.Грушкиной
607328, Нижегородская обл., Дивеевский
район, п. Сатис, ул. Первомайская, 41
Тел. (факс)8(83134)41204, 41475.
Генеральному директору
ЗАО «Технопарк «Саров»
В.И. Жигалову
607328, Нижегородская обл., Дивеевский
район, п. Сатис, ул. Парковая, д. 3.
Тел. (факс)8(83130)95125, 95143.
Главе Администрации Сатисского сельсовета
А.В. Чурицу
607321,52, Дивеевский р-н, п. Сатис, ул.
Первомайская, 26.

В соответствии со статьей 21 «Закона о теплоснабжении» № 190-ФЗ от 27.07.2010 г. информирую Вас, что ОАО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ» планирует через 1,5 года вывод из эксплуатации магистральной теплосети от павильона №3 до ЦТП п.Сатис и соответственно прекращение централизованного теплоснабжения МП «Сатисское ЖКХ» (включая объекты бывшей в/ч «Барракуда») и ЗАО «Технопарк «Саров» как потенциального абонента, пока не подключенного к тепловой сети.

Эксплуатация тепловой сети до поселка Сатис экономически невыгодна и ведет к некомпенсируемым финансовым убыткам по следующим принципиальным основаниям:

1. Данная теплосеть выработала нормативный срок службы.
2. Основная часть этой сети находится за пределом ЗАТО г. Саров, что существенно усложняет обслуживание, кроме этого часто происходит хищение покровного и теплоизоляционного слоя трубопроводов, порча изоляции при сжигании сухой травы в весенний период.
3. Фактические тепловые потери в теплосети от периметра ЗАТО города Саров до ЦТП поселка Сатис превышают размеры потребления тепловой энергии МП «Сатисское ЖКХ».
4. Для соблюдения температурного режима в жилых домах п. Сатис МП «Сатисское ЖКХ» вынуждено потреблять повышенный расход теплоносителя из-за большой протяженности теплосети, что приводит к дополнительному потреблению электроэнергии насосного оборудования источника и нерациональному гидравлическому режиму теплосети.
5. Потенциальное подключение ЗАО «Технопарк «Саров» с перспективной тепловой нагрузкой 3,5 Гкал/час (ТУ№9290/1493 от 09.09.2004г.) не устранят вышеуказанных проблем.

В связи с этим прошу Вас приступить к реализации теплоснабжения потребителей поселка Сатис (в т.ч. бывшей войсковой части «Барракуда») и ЗАО «Технопарк «Саров» от собственных автономных источников тепла.

Согласно п. 5. статьи 21 «Закона о теплоснабжении» № 190-ФЗ от 27.07.2010 г. при дальнейшей эксплуатации указанной теплосети ОАО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ» будет настаивать на осуществление механизма компенсации убытков теплоснабжающей организации в отопительный сезон 2012-2013г.г.

О принятом решении прошу Вас письменно сообщить в ОАО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ».

Генеральный директор

С.Н.Ковалев

Ботвинков Игорь Николаевич
(83130) 7-67-54
19.09.2011г.



Администрация
Дивеевского района
Нижегородской области

ул. Октябрьская, д.10, с. Дивеево,
Нижегородская область
607320

Приемная тел./факс: (83134) 4-29-46

E-mail: official@adm.div.nnov.ru

Сайт: www.diveevo-adm.ru

Портал: www.diveevo.gmsu.nnov.ru

12.01.2012 N 01-25-26

на N 201/2963 от 12.09.12.2011

О направлении информации

Генеральному директору
ОАО «Обеспечение
РФЯЦ-ВНИИЭФ»
С.Н.Ковалеву

Уважаемый Сергей Николаевич.

В связи с Вашим письмом от 12.09.2011 года № 201/2963 о теплоснабжении объектов и жилищного фонда п. Сатис сообщаем следующее.

В 2011 году руководством района проведена встреча с инвесторами по вопросу строительства 2-х газовых котельных для теплоснабжения п. Сатис. В настоящее время ведется разработка проекта котельной на 6,5 МВт и на II квартал 2012 года намечено начало строительно-монтажных работ данного объекта.

Для теплоснабжения зданий Дивеевской специальной (коррекционной) общеобразовательной школы – интернат VIII вида и жилых многоквартирных домов, находящихся на территории бывшей воинской части «Барракуда», планируется в 2012 году начать проектирование и строительство газовой котельной на 2,5 МВт.

С уважением,

Главы администрации района

Ю.Н.Ваньков

Чечеткин
4-30-50

29/201

12.01.12



Администрация
Дивеевского муниципального района
Нижегородской области

ул. Октябрьский, д.19, с. Дивеево
Нижегородская область
607320

Приемная тел./факс (83)34) 4-29-46
E-mail: office1@adm.div-npo.ru
Сайт: www.divevo-adm.ru
Портал: www.divevo.omn.npo.ru

01.02.2016 № 01-25-232/16

О рассмотрении уведомления

УВАЖАЕМЫЙ СЕРГЕЙ НИКОЛАЕВИЧ!

Администрация Дивеевского муниципального района Нижегородской области рассмотрела уведомление о выводе из эксплуатации тепловых сетей и сообщает, что все предыдущие годы администрация предпринимала активные действия по привлечению инвесторов на строительство двух котельных для пос. Сатис. Неоднократно рассматривался вопрос о строительстве котельных и привлечении инвесторов в Министерстве строительства, ЖКХ и ТЭК Нижегородской области.

Обязательство по строительству блочно-модульной котельной в пос. Сатис на себя брал Технопарк, был выполнен проект, проект прошел Госэкспертизу, далее Технопарк уведомил, что отказывается строить котельную. В настоящее время Технопарку направлено письмо с просьбой передать Администрации проект строительства котельной.

Проект на строительство 2-й котельной на территории бывшей в/ч в настоящее время проходит Госэкспертизу.

В район привлекались инвесторы (ООО «Теплогаз», ООО «Водные ресурсы», АО «Атриум» итд) по строительству котельных, были получены положительные решения, но в итоге получали отказ.

554/201
02 ФЕВ 2016

Генеральному директору АО
«Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ»
С.Н. Ковалеву

В настоящее время ведется работа по доработке проектов на строительство 2-х котельных для подачи заявки на строительство в Адресную инвестиционную программу Нижегородской области.

Администрация просит продолжить поставку тепловой энергии на отопление пос. Сатис. На территории находятся социально-значимые объекты: школа-интернат для детей VIII вида, общеобразовательная школа, детский садик, больница, жилой комплекс итд, альтернативного источника теплоснабжения в пос. Сатис не имеется.

Глава администрации

В.И. Лопаткин

Исполнитель: А.В. Заброзина
Телефон: 4-29-46

Таблица 8* Анализ отпуска и реализации тепловой энергии по тепловой сети ТЭЦ-п. Сатис на основании фактических показаний приборов в павильоне №3 и у абонентов в отопительном сезоне 2016г. (тарифы 2019 г)

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	январь	февраль	март	апрель	октябрь	ноябрь	декабрь	ИТОГО
1	Отпуск т/э от Пав.№3	Гкал	6380,746	4095,168	4073,112	2116,765	3033,483	4388,614	6047,950	30135,836
2	Потребление т/э в/ч Барракуда (ЦТП2)	Гкал	297,790	167,800	181,050	95,830	134,200	197,470	264,150	1338,290
	Потери		32,751	30,638	32,751	28,525	32,751	31,694	32,751	221,861
3	Потребление т/э п. Сатис (ЦТП1)	Гкал	1836,600	1103,280	1175,460	619,500	811,800	1257,240	1665,640	8469,520
	Потери		25,656	24,001	25,656	22,346	25,656	24,828	25,656	173,799
4	Всего потребления т/э	Гкал	2134,390	1271,080	1356,510	715,330	946,000	1454,710	1929,790	9807,810
5	Всего тепловые потери по т/с потребителя	Гкал	58,407	54,639	58,407	50,871	58,407	56,523	58,407	395,660
6	Всего потребление и тепловые потери потребителя	Гкал/мес	2192,797	1325,719	1414,917	766,201	1004,407	1511,233	1988,197	10203,470
6	факт. потери по т/с АО "СТСК"	Гкал	4187,949	2769,449	2658,195	1350,564	2029,076	2877,381	4059,753	19932,366

7	нормативные потери по т/с АО "СТСК"	Гкал	1234,600	942,444	985,900	765,823	712,298	1032,794	1197,330	6871,188
8	сверхнормативные потери по т/с АО "СТСК"	Гкал	2953,349	1827,005	1672,295	584,742	1316,777	1844,587	2862,423	13061,178
9	температура наружного воздуха	град.С	-10,45	-1,01	0,08	8,34	4,68	-2,97	-8,04	-0,62
10	Стоимость покупки тепловой энергии АО "СТСК" с ТЭЦ	руб.	6738578,55	4324824,6	4301531,91	2235472,97	3298760,65	4772397,75	6576842,79	32248409,23
11	Стоимость покупки топлива АО "СГК"	руб.	4285181.6	2750232.66	2735420.42	1421576.9	2065740.98	2988558.02	4118532.72	20365243.3
12	Стоимость реализации тепла АО "СТСК"	руб.	3360000.88	2031385.64	2168063.13	1174041.51	1569827.84	2361966.32	3107432.58	15772717.89
13	Убыток АО "СТСК"	руб.	3378577.67	2293438.96	2133468.78	1061431.46	1728932.81	2410431.43	3469410.21	16475691.34
14	Убыток холдинга	руб.	925180.75	718847.02	567357.29	247535.4	495913.14	626591.7	1011100.14	4592525.41

Из приведенного анализа следует:

1. Фактические тепловые потери в теплосети за пределами охраняемого периметра ЗАТО г. Саров до ЦТП поселка Сатис в 1,9 раза превышают размеры потребления тепловой энергии объектами МП « Сатисское ЖКХ» (19932 Гкал/год и 10203 Гкал/год соответственно).
2. АО «СТСК» в 2016 году понес затраты на покупку тепловой энергии для п. Сатис в количестве 30135 Гкал на сумму 32,248 млн. руб., реализация тепловой энергии составила 10203 Гкал/год (15,772 млн. руб. В ТАРИФАХ 2019г.).
3. Фактические потери тепловой энергии превышают нормативные в 2.92 раза.

Площадь строительных фондов и приросты площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам.

Источники финансирования строительства и реконструкции объектов г. Сарова отражены в Адресной инвестиционной программе г. Сарова на 2020-2022г.г., утвержденной Постановлением Администрации №3744 от 15.11.2019г.

**Таблица №9. Муниципальная программа "Городское хозяйство и транспортная система города Сарова":
Перечень программ объектов Адресной инвестиционной программы города Сарова Нижегородской области
на 2020 - 2022 годы:**

Наименование мероприятий	2020 (тыс.руб.)			2021 (тыс.руб.)			2022 (тыс.руб.)		
	ФБ	ОБ	МБ	ФБ	ОБ	МБ	ФБ	ОБ	МБ
Строительство здания средней школы на 600 мест по ул. Зорге в г. Саров Нижегородской области	0	144780	1852,7	170000	231335,3	4053,9	0	0	0
Строительство детского сада в МКР-22 в г. Саров Нижегородской области	0	0	14000	0	0	90000	0	0	40000
Реконструкция стадиона МБОУ Школы №7	0	0	36000	0	0	0	0	0	0
Строительство инженерной и транспортной инфраструктура района малоэтажной жилой застройки «Яблоневый сад» в г. Саров Нижегородской области	0	0,0	3000	0	0	0	0	0	0
Итого:	0	144780	51852,7	170000	231335,3	94053,9	0	0	40000

Градостроительные направления развития г. Сарова

Территория Сарова в силу его закрытости ограничена. Свободные от прав третьих лиц и пригодные для жилищного строительства земельные участки немногочисленны. Администрацией города Сарова с учетом планируемых

темпов строительства предполагается, что объемы жилищного строительства к концу 2020 года составят 627,4 тыс. м², к 2028 году порядка 1147 тыс. м² по следующим направлениям и срокам освоения территорий в целях жилищного строительства:

Таблица 10.

Градостроительные направления развития г. Сарова		Объемы жилищного строительства (тыс. кв.м)	Численность населения (чел.)	Сроки освоения территории строительством объектов, предусмотренных утвержденной документацией по планировке территории
Западное направление развития	МКР 20 кварталы 1, 2, 3 (коттеджное строительство)	15	345	2010 - 2012
	МКР-22 квартал 7 (коттеджное строительство)	3,7	90	2012 - 2013
	МКР-21 кварталы 6, 7 (многоэтажное жилищное строительство)	51,5	2 453	2016 - 2020
	МКР-22 кварталы 1, 2, 3 (многоэтажное жилищное строительство)	73	4 034	2017 - 2020
	МКР-22 квартал 5 (ФОК)			2016 - 2022
	МКР-22 квартал 6 (парк)			2016 - 2023

	Территория между техническим кварталом 23 и территорией садоводческого товарищества им.Гагарина (коттеджное строительство)	11	260	2014 - 2016
	Район поймы реки Сатис (смешанная жилая застройка)	65,7	1 500	2016 - 2021
	Район ул.Кутузова (многоэтажное жилищное строительство)	18	1 080	2016 - 2021
	ИТОГО по западному направлению:	237,9	9 762	
Северное направление развития	ТИЗ-1 (индивидуальное жилищное строительство)	90,6	1 800	2010 - 2020
	Кварталы 1, 2А, 2Б, 3 Северного жилого района (коттеджное строительство)	37,5	850	2010 - 2012
	ИТОГО по северному направлению:	128.1	2650	
Северное направление развития (присоединяемые территории)	ТИЗ-2 (индивидуальное жилищное строительство)	96,6	1 930	2016 - 2020
	МКР-37, 38 Северного жилого района (смешанная жилая застройка)	87,8	2 500	2016 - 2020
	ИТОГО по северному направлению (резервные	184,4	4 430	

	территории):			
Восточное направление	МКР-1,1А	520	21000	2024-2028
	ИТОГО на программный срок:	1070,4	37842	

Источник градостроительного направления развития г. Сарова: : «Программа комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры г. Сарова на 2016-2025 г.г.», актуализированная по состоянию на декабрь 2019 года.

В последние годы имеет место регулярное недофинансирование инженерной инфраструктуры тепловых сетей из-за ограничения роста тарифов ресурсоснабжающих организаций. По целому ряду причин в г. Саров сложилась ситуация, когда тарифы на тепловую энергию и горячую воду самые низкие в Нижегородской области и ниже экономически обоснованного уровня.

Данное обстоятельство не позволяет в полном объеме выполнять текущие и капитальные ремонты тепловых сетей, а также производить замену тепловых сетей со сроком эксплуатации более 50 лет.

Перспективные направления развития схемы теплоснабжения в части строительства источников и тепловых сетей.

Реализация представленных проектов строительства в сфере теплоснабжения позволит:

- поддержать системы теплоснабжения города на должном уровне;
- обеспечить доступность подключения к системе новых потребителей;
- повысить качество и надёжность предоставления коммунальных услуг;
- обеспечить теплоснабжением развивающиеся и застраиваемые территории города;

- уменьшить существующие нормативные потери в тепловых сетях ;
- оптимизировать радиус теплоснабжения объектов

Строительство объектов теплоснабжения в МКР 21 кв. 6,7, МКР 22 кв. 1, 2, 3, 5 (ФОК), МКР-1А позволит обеспечить тепловой энергией жилые дома и здания соцкультбыта указанных микрорайонов, а также потребности ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ» в тепловой энергии.

Источник направления развития в части строительства источников и тепловых сетей: «Программа комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры г. Сарова на 2016-2025г.г.», в редакции решения Городской думы г. Сарова от 23.01.2020г. №04/6-гд.

Позиции «Программы...» в части строительства и реконструкции и тепловых сетей приведены в таблице 11.

Таблица 11.

№ п/п	Наименование мероприятия	Срок выполнения	Источник финансир.	Общая стоимость мероприятий на 2016-2025 г.г	Потребность в средствах на 2016-2025г.г	Сумма по годам, тыс. руб.									
						2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Теплоснабжение															
Строительство															
1	Строительство сетей теплоснабжения на присоединяемой территории ПИР	2022-2023	МБ	12500	12500							6250	6250		
2	Строительство сетей теплоснабжения на присоединяемой территории СМР	2024-2028	ФБ	90478	90478									45239	45239
			ОБ	4764	4764								2382	2382	
			МБ	4756	4756								2378	2378	
3	Проектирование сетей для теплоснабжения микрорайонов 1А и 1Б. ПИР	2025	МБ	4500	4500						4500				
4	Строительство сетей для теплоснабжения микрорайонов 1А и 1Б. СМР	2023-2025	МБ	105000	105000								35000	35000	35000
5	Теплоснабжение МКР-21, кв. 6,7	2017	ВИ**	12000	12000		12000								
6	Итого по строительству:		Всего	233998	233998	-	12000	-	-	-	-	10750	41250	84999	84999

7			ФБ	90478	90478	-	-	-	-	-	-	-	-	45239	45239
8			ОБ	4764	4764	-	-	-	-	-	-	-	-	2382	2382
9			МБ	21756	21756	-	-	-	-	-	-	10750	6250	2378	2378
10			ВИ	105000	105000	-	-	-	-	-	-	-	35000	35000	35000
11			ВИ*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12			ВИ**	12000	12000	-	12000	-	-	-	-	-	-	-	-
Реконструкция (модернизация)															
13	Модернизация оборудования ЦТП-14/2	2016	ВИ	561	561	561									
14	Модернизация оборудования ЦТП-5	2017	ВИ	741	741		241					500			
15	Модернизация оборудования ЦТП Димитрова	2016	ВИ	153	153	153									
16	Модернизация оборудования ЦТП 14/1	2020	ВИ	253	253				253						
17	Реконструкция тепловой сети ТЭЦ-Заречный район	2020-2025	ВИ	481000	481000			11000		70000	100000	100000	100000	100000	100000
18	Замена секционирующей арматуры в тепловой камере ТК-3.6 магистральной тепловой сети ТЭЦ-МКР5	2017	ВИ	5350	5350		5350								
19	Установка секционирующей арматуры в тепловых камерах ТК-4.4Б, ТК-4.8А, ТК-4.13 магистральной тепловой сети ТЭЦ-МКР14	2017	ВИ	23000	23000		23000								
20	Модернизация и техперевооружение оборудования котельной КБ-50 (модернизация узла учёта ГРП, установка частотных преобразователей на сетевые насосы и дутьевые вентиляторы)	2017	ВИ	1063	1063		569	494							
21	Реконструкция участка тепловой сети к дому ул. Ушакова,8 ПИР	2018	ВИ	100	100			100							
22	Реконструкция тепловой сети ввода в жилой дом по адресу Ушакова, 8 СМР	2018	ВИ	1000	1000			1000							
23	Разработка ПСД на модернизацию тепловой сети квартала № 5 и капитальный ремонт кв. № 2 (участок через пр. Мира)	2018	ВИ*	644,9	644,9			644,9							

24	Разработка ПСД на модернизацию тепловой сети квартала № 19 (участок 1 и участок 2)	2019	ВИ*	3800	3800			3800							
25	Разработка ПСД на модернизацию тепловой сети квартала № 25	2021	ВИ*	1000	1000					1000					
26	Модернизация тепловой сети квартала № 5 и капитальный ремонт кв.№ 2 (участок через пр. Мира)	2019	ВИ*	8777	8777				8777						
27	Модернизация тепловой сети квартала № 25 (участок 1: К-26-К-25-7)	2024	ВИ*	8000	8000							8000			
28	Модернизация тепловой сети квартала № 25 (участок 2: К-25-1-К-25-13)	2025	ВИ*	10000	10000									10000	
29	Модернизация тепловых узлов в зданиях детских садов (СМР)	2016-2018	МБ	2853,3	2853,3			2853,3							
30	Модернизация тепловых узлов в зданиях детских садов (ПСД)	2018	МБ	296,7	296,7			296,7							
31	Модернизация оборудования ЦТП-15 по ул. Курчатова д.6, стр.3	2017	МБ	900	900		900								
32	Капитальный ремонт систем тепло-водоснабжения и водоотведения в МБОУДО "ООЦ "Березка" ПСД	2018	МБ	300	300			300							
33	Модернизация оборудования ЦТП Промышленного района	2023	МБ	900	900							900			
34	Реконструкция тепловой сети квартала № 21	2016	ВИ*	7901	7901	7901									
35	Реконструкция тепловой сети квартала № 18	2017-2018	ВИ*	19450	19450		9500	9950							
36	Реконструкция тепловой сети квартала № 19,19А	2021-2023	ВИ*	30000	30000					10000	10000	10000			
37	Разработка ПСД на модернизацию тепловой сети квартала № 20	2024	ВИ*	1500	1500								1500		
38	Итого по реконструкции (модернизации):		Всего	609543,9	609543,9	8615	39560	15638,9	14800	9030	81000	110500	110900	109500	110000
39			МБ	5250	5250	-	900	3450	-	-	-	900	-	-	-
40			ВИ	513211	513211	714	29160	1594	11000	253	70000	100500	100000	100000	100000
41			ВИ*	91072,9	91072,9	7901	9500	10594,9	3800	8777	11000	10000	10000	9500	10000

42	Итого по теплоснабжению:		Всего	843541,9	843541,9	8615	51560	15638	14800	9030	81000	122150	151250	194499	194999
43			ФБ	90478	90478	-	-	-	-	-	-	-	-	45239	45239
44			ОБ	4764	4764	-	-	-	-	-	-	-	-	2382	2382
45			МБ	27006	27006	-	900	3450	-	-	-	11650	6250	2378	2378
46			ВИ	618221	618221	714	29160	1594	11000	253	70000	100500	135000	135000	135000
47			ВИ*	91072,9	91072,9	7901	9500	10594,9	3800	8777	11000	10000	10000	9500	10000
48			ВИ**	12000	12000	-	12000	-	-	-	-	-	-	-	-

Принятые сокращения:

ФБ - федеральный бюджет

ОБ - областной бюджет

МБ - местный бюджет

ВИ – внебюджетные источники, в т.ч. средства ОАО «Обеспечение РЯЦ-ВНИИЭФ»

ВИ* - внебюджетные источники (средства ФГУП «РЯЦ-ВНИИЭФ»)

ВИ** - внебюджетные источники, за исключением средств ОАО «Обеспечение РЯЦ-ВНИИЭФ» (средства ГК "Росатом")

АКТУАЛИЗИРОВАННАЯ СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА САРОВА

НА ПЕРИОД ДО 2028 ГОДА

(ПО СОСТОЯНИЮ НА 2021 ГОД)

Раздел 2. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей

г.Саров

2020 г.

СОДЕРЖАНИЕ

- 1. Радиус эффективного теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности, определяемой для зоны действия каждого источника тепловой энергии**
- 2. Обоснование вывода из эксплуатации теплосети до п. Сатис.**
Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии
- 4. Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии**
- 5. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе**

Список используемой литературы

1. ФЗ РФ от 27.07.2010г. №190-ФЗ «О теплоснабжении»
2. Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 N 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»
3. В.Н. Папушкин. Радиус теплоснабжения. Хорошо забытое старое // Новости теплоснабжения, № 9 (сентябрь), 2010 г. с. 44-49
4. Экспресс-анализ зависимости эффективности транспорта тепла от удаленности потребителей. Новости теплоснабжения N 6.2006 г.с. 36-38

1. Радиус эффективного теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности, определяемой для зоны действия каждого источника тепловой энергии.

В ФЗ РФ от 27.07.2010г. №190-ФЗ «О теплоснабжении» [1] появилось определение радиуса эффективного теплоснабжения, который представляет собой максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

В ПП РФ от 22.02.2012г. «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» [2] в п. 41 (м) после слов «расчет радиусов эффективного теплоснабжения» стоят в скобках слова «зоны действия источников тепловой энергии». Это означает тождественность радиуса эффективного теплоснабжения и зоны действия источника тепловой энергии. Данное обстоятельство подтверждается в статье В.Н. Папушкина «Радиус теплоснабжения. Хорошо забытое старое» [3], где сказано, что в практике разработки перспективных схем теплоснабжения используется вполне адекватное радиусу эффективного теплоснабжения понятие зоны действия источника тепловой энергии.

В [2] дается понятие зоны действия источника тепловой энергии, под которой подразумевается территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения.

Решение задачи о том, нужно или не нужно трансформировать зону действия источника тепловой энергии, является базовой задачей построения эффективных схем теплоснабжения. В [3] также указано, что критерием выбора

решения о трансформации зоны является не просто увеличение совокупных затрат, а анализ возникающих в связи с этим действием эффектов и необходимых для осуществления этого действия затрат.

Для оценки затрат применяется методика, изложенная в статье «Экспресс-анализ зависимости эффективности транспорта тепла от удаленности потребителя» журнала «Новости теплоснабжения» №9-2010г.[4], которая основывается на допущении, что в среднем по системе централизованного теплоснабжения, состоящей из источника тепловой энергии, тепловых сетей и потребителей затраты на транспорт тепловой энергии для каждого конкретного потребителя пропорциональны расстоянию до источника и мощности потребления.

Среднечасовые затраты на транспорт тепловой энергии от источника до потребителя определяются по формуле:

$$C=ZxQxL, \quad (1)$$

где Q - мощность потребления;

L - протяженность тепловой сети от источника до потребителя;

Z - коэффициент пропорциональности, который представляет собой удельные затраты в системе на транспорт тепловой энергии (на единицу протяженности тепловой сети от источника до потребителя и на единицу присоединенной мощности потребителя).

Для упрощения расчетов зону действия централизованного теплоснабжения рассматриваемого источника тепловой энергии будем условно разбивать на несколько крупных зон нагрузок. Для каждой из этих зон рассчитаем усредненное расстояние от источника до условного центра присоединенной нагрузки (Li) по формуле:

$$Li = \Sigma(Q_{зд} \times L_{зд}) / Qi \quad (2)$$

где i - номер зоны нагрузок;

$L_{зд}$ - расстояние по трассе (либо эквивалентное расстояние) от каждого здания зоны до источника тепловой энергии;

$Q_{зд}$ - присоединенная нагрузка здания;

Q_i - суммарная присоединенная нагрузка рассматриваемой зоны, $Q_i = \sum Q_{зд}$;

Присоединенная нагрузка к источнику тепловой энергии:

$$Q = \sum Q_i \quad (3)$$

Средний радиус теплоснабжения по системе определяется по формуле:

$$L_{ср} = \sum(Q_i \times L_i) / Q \quad (4)$$

Определяется годовой отпуск тепла от источника тепловой энергии (A), Гкал. При этом:

$$A = \sum A_i \quad (5)$$

где A - годовой отпуск тепла по каждой зоне нагрузок. Среднюю себестоимость транспорта тепла в зоне действия источника тепловой энергии принимаем равной тарифу на транспорт T (руб./Гкал).

Годовые затраты на транспорт тепла в зоне действия источника тепловой энергии, (руб./год):

$$B = A \times T \quad (6)$$

Среднечасовые затраты на транспорт тепла по зоне источника тепловой энергии:

$$C = B / Ч, \quad (7)$$

где $Ч$ - число часов работы системы теплоснабжения в год.

Удельные затраты в зоне действия источника тепловой энергии на транспорт тепла рассчитываются по формуле:

$$Z = C / (Q \times L_{\text{ср}}) = B / (Q \times L_{\text{ср}}) \times Ч \quad (8)$$

Величина Z остается одинаковой для всей зоны действия источника тепловой энергии.

Среднечасовые затраты на транспорт тепла от источника тепловой энергии до выделенных зон, (руб./ч):

$$C_i = Z \times Q_i \times L_i \quad (9)$$

Вычислив C_i и Z , можно рассчитать для каждой выделенной зоны нагрузок в зоне действия источника тепловой энергии разницу в затратах на транспорт тепла с учетом и без учета удаленности потребителей от источника.

Подход к расчету радиуса эффективного теплоснабжения источника тепловой энергии.

На электронной схеме наносится зона действия источника тепловой энергии с определением площади территории тепловой сети от данного источника и присоединенной тепловой нагрузки.

Определяется средняя плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии (Гкал/ч/Га, Гкал/ч/км²).

Зона действия источника тепловой энергии условно разбивается на зоны крупных нагрузок с определением их мощности Q_i и усредненного расстояния от источника до условного центра присоединенной нагрузки (L_i).

Определяется максимальный радиус теплоснабжения, как длина главной магистрали от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя, присоединенного к этой магистрали L_{max} (км) [4].

Определяется средний радиус теплоснабжения по системе $L_{\text{ср}}$.

Определяются удельные затраты в зоне действия источника тепловой энергии на транспорт тепла $Z = C / (Q \times L_{cp}) = B / (Q \times L_{cp}) \times Ч$

Определяются среднечасовые затраты на транспорт тепла от источника тепловой энергии до выделенных зон C_i , руб./ч.

Определяются годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне с учетом расстояния до источника B_i , млн. руб.

Определяются годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне без учета расстояния до источника $B_i^0 = A_i \times T$, млн. руб.

Для каждой выделенной зоны нагрузок в зоне действия источника тепловой энергии рассчитывается разница в затратах на транспорт тепла с учетом и без учета удаленности потребителей от источника и делаются выводы об эффективности транспорта тепла в ту или иную зону в зависимости от расстояния, о перспективе подключения новой нагрузки, расположенной ближе к источнику тепловой энергии или о строительстве нового источника для покрытия нагрузок.

1.1 Определение радиусов эффективного теплоснабжения ТЭЦ

Плотность тепловой нагрузки по ТЭЦ составляет 2,998 (Гкал/ч)/га.

На рисунке 1 показана расчетная схема ТЭЦ.

Для определения радиуса действия ТЭЦ зона ее действия разбита на 2 зоны с определением расстояния от центра зоны до ТЭЦ.

В таблице 1 приведены результаты расчета эффективности теплоснабжения в зоне ТЭЦ с определением радиуса эффективного теплоснабжения.

Таблица 1 – Результаты расчета эффективности теплоснабжения в зоне ТЭЦ с определением радиуса эффективного теплоснабжения

Показатель	зоны теплоснабжения		Сумма
	1 система	2 система	
Исходные данные			
Расстояние L_i , км	7,021	6,468	13,489
Мощность Q_i , Гкал/ч	369,47	237,91	607,38
Годовой отпуск A_i , тыс. Гкал	868,21	237,21	1105,42
Расчет с учетом расстояния до источника			
$L_i \times Q_i$, км x Гкал/ч	2594,05	1538,80	4132,85
Средний радиус теплоснабжения $L_{ср}$, км	6,80		
Эффективный радиус теплоснабжения $L_{эф}$, км	8,51	3,92	
Годовые затраты на выработку и транспорт тепла B , тыс. руб.			1719116,95
Годовые затраты на выработку и транспорт тепла по каждой зоне B_i , тыс. руб.	1079030,83	640086,12	1719116,95
Удельные затраты на выработку и транспорт тепла Z , руб./ч /((Гкал/ч)хкм)			48,82
Среднечасовые затраты на выработку и транспорт тепла в каждой зоне C_i , руб./ч	126646,81	75127,48	201774,29
Удельные на единицу отпуска тепла среднечасовые затраты на выработку и транспорт тепла в каждой зоне S_i , руб./ч/Гкал	0,146	0,317	
Себестоимость выработки и транспорта тепла S_i^0 , руб./Гкал	1242,82	2698,42	
Расчет без учета расстояния			
Годовые затраты на транспорт тепла B_i^0 , тыс. руб.	1350218,81	368898,14	1719116,95

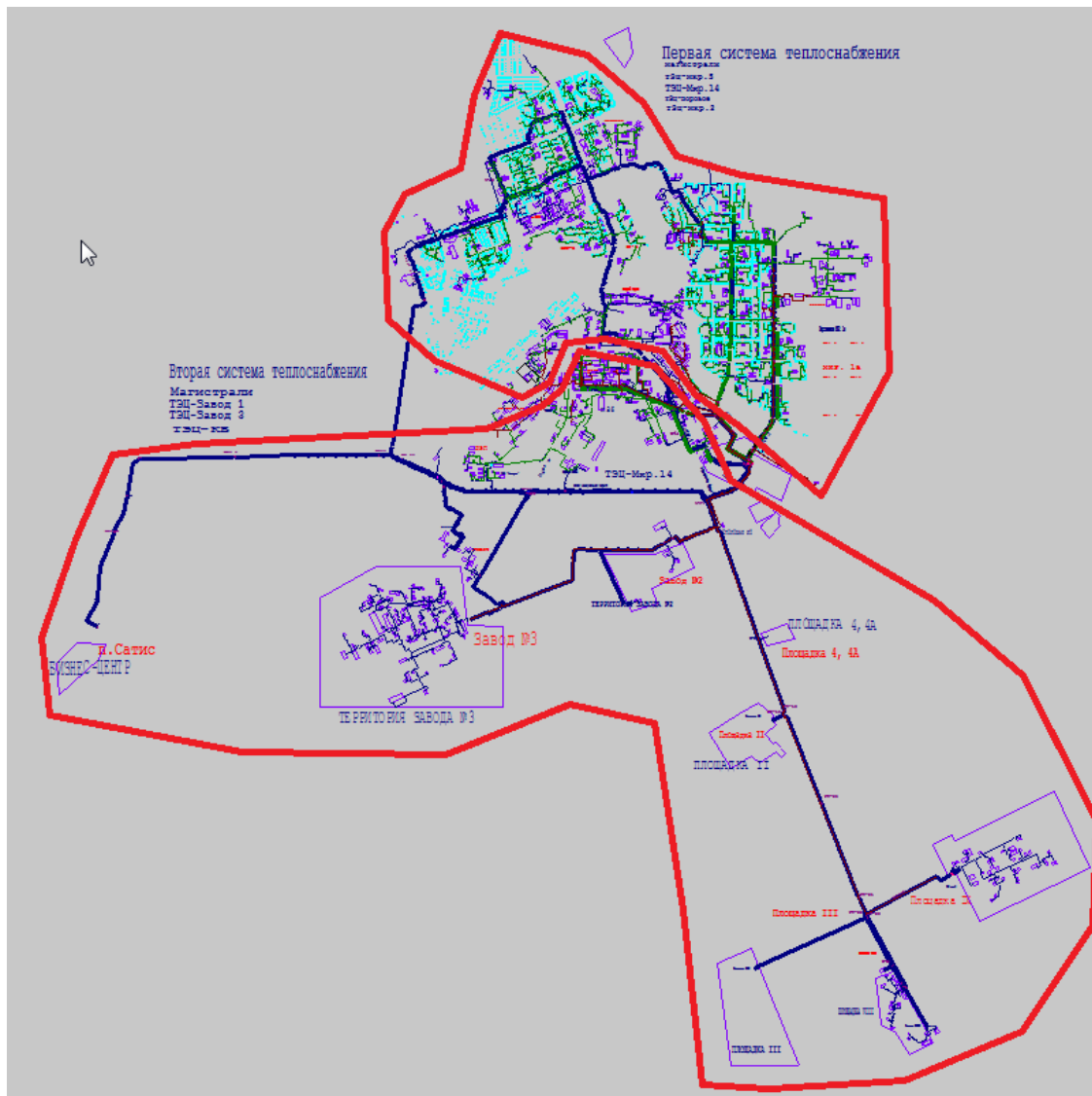


Рис.1 зоны теплоснабжения ТЭЦ

Анализ зоны теплоснабжения ТЭЦ

Максимальный радиус теплоснабжения зоны ТЭЦ составляет 11,919 км (расстояние от ТЭЦ до п. Сатис). Радиус эффективного теплоснабжения составляет по зоне «1 система» - 8,4 км, по зоне «2 система» - 4,11 км

При расчете с учетом расстояния до источника, себестоимость транспорта тепла в зоне 2 системы превышает принятую себестоимость.

Вывод:

1.Существующие и перспективные тепловые мощности объектов 1-й системы теплоснабжения находятся в зоне эффективного радиуса теплоснабжения.

2.П. Сатис и объекты бывшей в/ч «Барракуда» находятся вне зоны эффективного радиуса теплоснабжения.

«Правила вывода в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей» (утверждены постановлением Правительства РФ от 06.09.2012 №889) предусматривают, что если продолжение эксплуатации объектов по требованию органа местного самоуправления ведет к некомпенсируемым финансовым убыткам, собственникам или иным законным владельцам указанных объектов должна быть обеспечена компенсация в соответствии с бюджетным законодательством Российской Федерации.

АО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ» в 2016 году начало реализовывать процедуру вывода теплосети до п. Сатис из эксплуатации. Соответствующие уведомления за №201/048 от 14.01.2016 г. направлены Главе Администрации Дивеевского района, Главе Администрации Сатисского сельсовета, Директору МП «Сатисское ЖКХ» (см. раздел 1).

Обоснование вывода из эксплуатации теплосети до п. Сатис.

Предполагаемый срок вывода из эксплуатации тепловой сети до п. Сатис – **декабрь 2020** согласно утвержденной схеме теплоснабжения Сатисского поселения Дивеевского муниципального района Нижегородской области (см. раздел 1 утверждаемой части) . Уведомление о выводе направлено Главе Администрации Дивеевского района письмом за №201/413 от 11.02.2016г.

Причиной вывода сети из эксплуатации является то обстоятельство, что ее эксплуатация убыточна (убытки около 10 млн. руб. в год):

-данная теплосеть выработала нормативный срок службы, источника финансирования на реконструкцию нет, поскольку период окупаемости свыше 10 лет;

-потребители п.Сатис и объекты бывшей в/ч «Барракуда» находятся вне зоны эффективного радиуса теплоснабжения;

-основная часть этой сети находится за пределами охраняемого периметра ЗАТО г. Саров, что существенно усложняет обслуживание, кроме этого часто происходит хищение покровного и теплоизоляционного слоя трубопроводов, порча изоляции при сжигании сухой травы в весенний период;

-фактические тепловые потери в теплосети за пределами охраняемого периметра ЗАТО г. Саров до ЦТП поселка Сатис превышают размеры потребления тепловой энергии объектами МП « Сатисское ЖКХ»;

-для соблюдения температурного режима в объектах МП « Сатисское ЖКХ» вынуждено потреблять повышенный расход теплоносителя из-за большой протяженности теплосети, что приводит к дополнительному потреблению электроэнергии насосного оборудования источника и нерациональному гидравлическому режиму работы теплосети.

В 2019 году блочные котельные смонтированы.



ПРЕДПРИЯТИЕ ГОСКОРПОРАЦИИ РОСАТОМ

Акционерное общество
«Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ»
(АО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ»)
607188, г. Саров, Нижегородская обл.
пр. Мира, 6
тел.(83130)7-45-00, факс (83130)7-45-75
www.obespechenie-vniief.ru
e-mail: direktorat@obespechenie-vniief.ru

11.06.2016 № 201/48
Уведомление о выводе из эксплуатации
тепловых сетей до п. Сатис

Главе Администрации Дивеевского
района В.И. Лопаткину
Нижегородская обл., Дивеевский район,
с. Дивеево, ул. Октябрьская, д.10.

Главе Администрации Сатисского
сельсовета А.В. Чукину
607328, Нижегородская обл., Дивеевский
район, п.Сатис, ул. Первомайская, 26Б.

Копия:
Директору МП «Сатисское ЖКХ»
Т.П. Грушкиной
607328, Нижегородская обл., Дивеевский
район, п. Сатис, ул. Первомайская, д.41.

Уважаемые Руководители!

В соответствии с п. 16 Правил вывода в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей, утвержденных постановлением Правительства РФ от 06.09.2012 №889 (далее - Правила) уведомляем Вас о принятом решении вывести из эксплуатации тепловую сеть до п. Сатис.

Срок вывода из эксплуатации тепловой сети – истечение 8 месячного срока получения Вами настоящего уведомления (ориентировочный срок вывода из эксплуатации – октябрь 2016г.). Причины вывода из эксплуатации тепловой сети изложены ниже.

Единственным потребителем тепловой энергии посредством присоединения к тепловой сети до п. Сатис является МП «Сатисское ЖКХ». Указанная тепловая сеть находится в собственности АО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ» и передана в аренду АО «СТСК». Которое, в свою очередь, является теплоснабжающей и теплосетевой организацией.

Процедура согласования вывода сети из эксплуатации с потребителем МП «Сатисское ЖКХ», предусмотренная п. 17 Правил соблюдена. Копия письма в адрес МП «Сатисское ЖКХ» о выводе сети из эксплуатации от 14.01.2016 № 201/048 и копию почтового уведомления о вручении данного письма прилагаются (письмо вручено 21.01.2015).

В связи с тем, что нами не получено от МП «Сатисское ЖКХ» ответа на уведомление о планируемом выводе сети из эксплуатации, вывод их из эксплуатации считаем согласованным (п. 17 Правил).

Причиной вывода сети из эксплуатации является то обстоятельство, что ее эксплуатация убыточна (убытки около 10 млн. руб. в год):

- данная теплосеть выработала нормативный срок службы, источника финансирования на реконструкцию нет, поскольку период окупаемости свыше 10 лет;
- потребители п.Сатис и объекты бывшей в/ч «Барракуда» находятся вне зоны эффективного радиуса теплоснабжения;

-основная часть этой сети находится за пределами охраняемого периметра ЗАТО г. Саров, что существенно усложняет обслуживание, кроме этого часто происходит хищение кровельного и теплоизоляционного слоя трубопроводов, порча изоляции при сжигании сухой травы в весенний период;

-фактические тепловые потери в теплосети за пределами охраняемого периметра ЗАТО г. Саров до ЦТП поселка Сатис превышают размеры потребления тепловой энергии объектами МП «Сатисское ЖКХ»;

-для соблюдения температурного режима в объектах МП «Сатисское ЖКХ» вынуждено потреблять повышенный расход теплоносителя из-за большой протяженности теплосети, что приводит к дополнительному потреблению электроэнергии насосного оборудования источника и нерациональному гидравлическому режиму работы теплосети.

АО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ» ранее неоднократно направляло в адрес Администрации Дивеевского района запросы о планируемых сроках строительства в п. Сатис котельных (переписка прилагалась к направляемому в Ваш адрес письму 14.01.2016 № 201/048). Однако до настоящего времени ситуация со стороны Администрации Дивеевского района не разрешена.

Более того, обращаю Ваше внимание, что актуализированной в 2015 году постановлением Администрации г. Сарова №1414 от 08.04.2015г. схемой теплоснабжения г. Саров, предварительно запланирован вывод из эксплуатации данной теплосети.

В связи с изложенным, прошу Вас в соответствии с п. 18 Правил в течение 30 дней с момента получения настоящего уведомления:

- рассмотреть и согласовать его;
- или потребовать приостановить вывод тепловой сети из эксплуатации не более чем на 3 года в случае наличия угрозы возникновения дефицита тепловой энергии, выявленного на основании анализа схемы теплоснабжения.

При этом обращаю Ваше внимание, что в случае принятия решения о приостановлении вывода тепловой сети из эксплуатации, оставляем за собой право требовать возмещения из бюджета Дивеевского района и/или бюджета поселка Сатис некомпенсируемых финансовых убытков согласно нормам Правил и положений бюджетного законодательства.

Приложения (в копиях):

- 1.Уведомления в адрес МП «Сатисское ЖКХ» о выводе сети из эксплуатации от 14.01.2016 № 201/048.
- 2.Уведомления о вручении почтового отправления письма от 14.01.16 №201/048.

Генеральный директор
АО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ»

С.Н.Ковалев

(действующий за АО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ»
и за АО «СТСК» на основании договора о передаче
полномочий единоличного исполнительного органа
от 01.01.2009 № 105-д)

Ботячков И.Н.
(83130) 7-45-92
Пыршев А.В. (83130) 31158, 74530
a.pyrshov@obespechenie-vniief.ru

Таблица 2* Анализ отпуска и реализации тепловой энергии по тепловой сети ТЭЦ-п. Сатис на основании фактических показаний приборов в павильоне №3 и у абонентов в отопительном сезоне 2016г. (тарифы 2019 г)

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	январь	февраль	март	апрель	октябрь	ноябрь	декабрь	ИТОГО
1	Отпуск т/э от Пав.№3	Гкал	6380,746	4095,168	4073,112	2116,765	3033,483	4388,614	6047,950	30135,836
2	Потребление т/э в/ч Барракуда (ЦТП2)	Гкал	297,790	167,800	181,050	95,830	134,200	197,470	264,150	1338,290
	Потери		32,751	30,638	32,751	28,525	32,751	31,694	32,751	221,861
3	Потребление т/э п. Сатис (ЦТП1)	Гкал	1836,600	1103,280	1175,460	619,500	811,800	1257,240	1665,640	8469,520
	Потери		25,656	24,001	25,656	22,346	25,656	24,828	25,656	173,799
4	Всего потребления т/э	Гкал	2134,390	1271,080	1356,510	715,330	946,000	1454,710	1929,790	9807,810
5	Всего тепловые потери по т/с потребителя	Гкал	58,407	54,639	58,407	50,871	58,407	56,523	58,407	395,660
6	Всего потребление и тепловые потери потребителя	Гкал/мес	2192,797	1325,719	1414,917	766,201	1004,407	1511,233	1988,197	10203,470
6	факт. потери по т/с АО "СТСК"	Гкал	4187,949	2769,449	2658,195	1350,564	2029,076	2877,381	4059,753	19932,366
7	нормативные потери по т/с АО "СТСК"	Гкал	1234,600	942,444	985,900	765,823	712,298	1032,794	1197,330	6871,188

8	сверхнормативные потери по т/с АО "СТСК"	Гкал	2953,349	1827,005	1672,295	584,742	1316,777	1844,587	2862,423	13061,178
9	температура наружного воздуха	град.С	-10,45	-1,01	0,08	8,34	4,68	-2,97	-8,04	-0,62
10	Стоимость покупки тепловой энергии АО "СТСК" с ТЭЦ	руб.	6738578,55	4324824,6	4301531,91	2235472,97	3298760,65	4772397,75	6576842,79	32248409,23
11	Стоимость покупки топлива АО "СГК"	руб.	4285181,6	2750232,66	2735420,42	1421576,9	2065740,98	2988558,02	4118532,72	20365243,3
12	Стоимость реализации тепла АО "СТСК"	руб.	3360000,88	2031385,64	2168063,13	1174041,51	1569827,84	2361966,32	3107432,58	15772717,89
13	Убыток АО "СТСК"	руб.	3378577,67	2293438,96	2133468,78	1061431,46	1728932,81	2410431,43	3469410,21	16475691,34
14	Убыток холдинга	руб.	925180,75	718847,02	567357,29	247535,4	495913,14	626591,7	1011100,14	4592525,41

Из приведенного анализа следует:

1. Фактические тепловые потери в теплосети за пределами охраняемого периметра ЗАТО г. Саров до ЦТП поселка Сатис в 1,9 раза превышают размеры потребления тепловой энергии объектами МП « Сатисское ЖКХ» (19932 Гкал/год и 10203 Гкал/год соответственно).
2. АО «СТСК» в 2016 году понес затраты на покупку тепловой энергии для п. Сатис в количестве 30135 Гкал на сумму 31,248 млн. руб., реализация тепловой энергии составила 10203 Гкал/год (15,772 млн. руб. в тарифах 2019г.).
3. Фактические потери тепловой энергии превышают нормативные в 2.92 раза.

12.2 Определение радиусов эффективного теплоснабжения котельной КБ-50

Плотность тепловой нагрузки по котельной Больничного городка составляет 1,072 (Гкал/ч)/га.

На рисунке 2 показана расчетная схема котельной Больничного городка.

Для определения радиуса действия котельной Больничного городка зона ее действия разбита на 4 зоны с определением расстояния от центра зоны до котельной.

В таблице 2 приведены результаты расчета эффективности теплоснабжения в зоне котельной Больничного городка с определением радиуса эффективного теплоснабжения.

Таблица 2 – Результаты расчета эффективности теплоснабжения в зоне котельной КБ-50 с определением радиуса эффективного теплоснабжения

Показатель	зоны теплоснабжения				Сумма
	А	Б	В	Г	
<i>Исходные данные</i>					
Расстояние L_i , км	0,229	0,407	0,715	0,83	0,636
Мощность Q_i , Гкал/ч	0,552	1,189	1,962	1,661	5,364
Годовой отпуск A_i , тыс. Гкал	1,30	2,80	4,61	3,91	12,61
<i>Расчет с учетом расстояния до источника</i>					
$L_i \times Q_i$, км x Гкал/ч	0,13	0,48	1,40	1,38	3,39
Средний радиус теплоснабжения $L_{ср}$, км	0,63				
Эффективный радиус теплоснабжения $L_{эф}$, км	1,75	0,98	0,56	0,48	
Годовые затраты на выработку и транспорт тепла B , тыс. руб.					19617,54
Годовые затраты на выработку и транспорт тепла по каждой зоне B_i , тыс. руб.	731,12	2798,93	8113,73	7973,76	19617,54
Удельные затраты на выработку и транспорт тепла Z ,					678,85

руб./ч /((Гкал/ч)хкм)					
Среднечасовые затраты на выработку и транспорт тепла в каждой зоне S_i , руб./ч	85,81	328,51	952,32	935,89	2302,53
Удельные на единицу отпуска тепла среднечасовые затраты на выработку и транспорт тепла в каждой зоне S_i , руб./ч/Гкал	0,066	0,117	0,206	0,240	
Себестоимость выработки и транспорта тепла S_{i0} , руб./Гкал	563,21	1001,00	1758,51	2041,34	
<i>Расчет без учета расстояния</i>					
Годовые затраты на выработку и транспорт тепла V_i^0 , тыс. руб.	2018,81	4348,48	7175,54	6074,71	19617,54

Анализ зоны теплоснабжения котельной Больничного городка(резервный источник теплоснабжения зданий КБ-50)

Максимальный радиус теплоснабжения зоны котельной Больничного городка составляет 0,83 км.

Радиус эффективного теплоснабжения составляет

По зоне «А» - 1,75 км, по зоне «Б» - 0,98 км, по зоне «В» - 0,56, по зоне «Б» - 0,48

При расчете с учетом расстояния до источника, себестоимость транспорта тепла в зонах В и Г превышает принятую себестоимость.

2. Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии.

На территории города Саров в настоящее время имеются 2 источника тепловой энергии - ТЭЦ АО «Саровская Генерирующая Компания» и отопительно-производственная котельная Больничного городка КБ-50, находящаяся на балансе ОАО «Саровская Теплосетевая Компания».

2.1. Зона действия котельной КБ-50 АО «СТСК».

Отопительно – производственная Котельная КБ-50 установленной тепловой мощностью 9,12 Гкал/ч обеспечивает теплоснабжение зданий и сооружений больничного городка ФГУЗ КБ-50 ФМБА России горячей водой на нужды отопления, вентиляции и ГВС в качестве резервного источника (основной источник – ТЭЦ АО «СГК»), а также паром на технологические нужды прачечной в качестве основного источника.

Включение оборудования котельной производится в период профилактических ремонтов сетей ГВС и в межотопительный период до включения 1-й системы теплоснабжения.

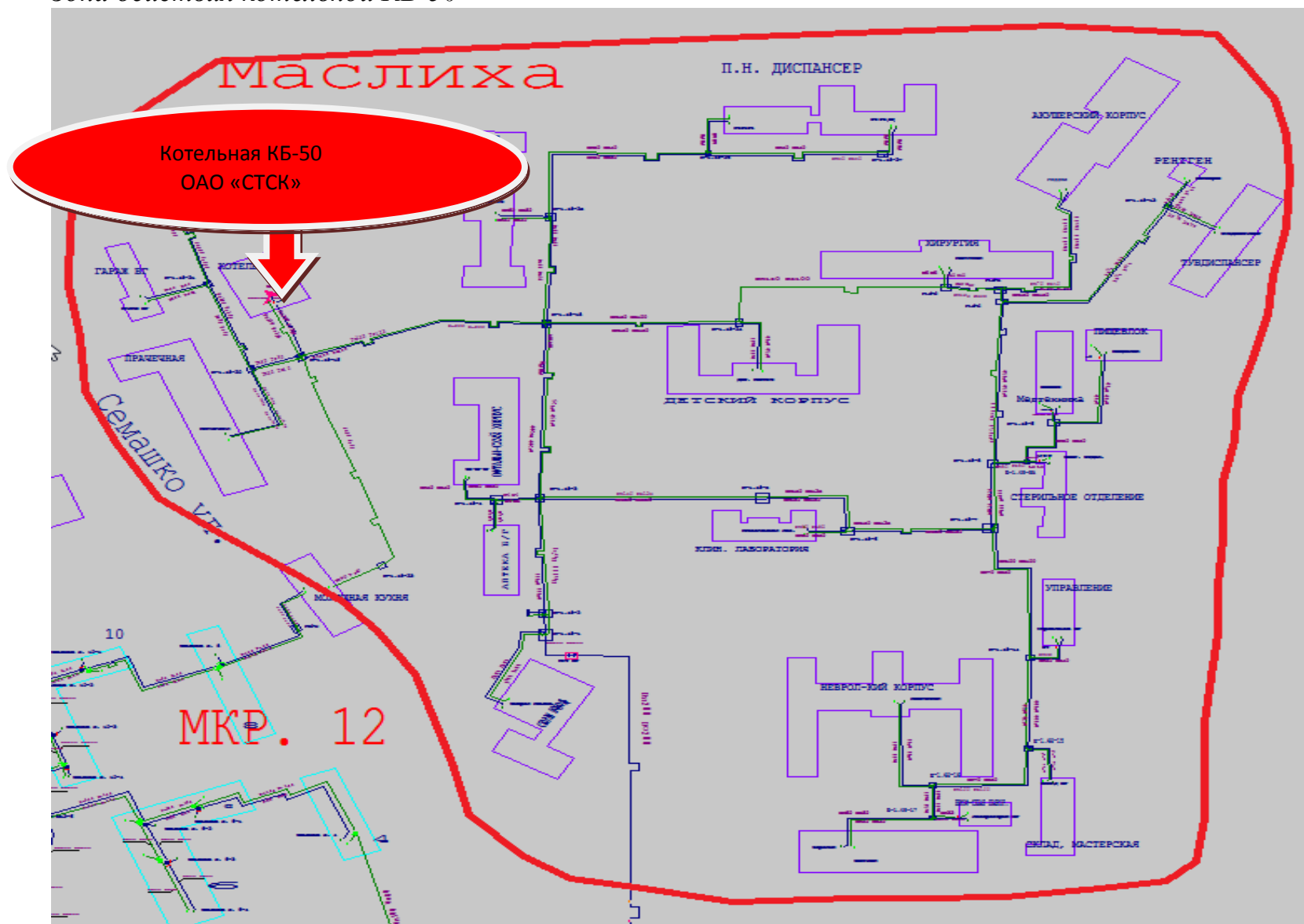
Дальнейшее развитие территории больничного городка, подключение новых объектов и изменение тепловых нагрузок программами развития города не предусмотрено. Зона действия котельной в перспективе сохранится без изменений.

Расчетная присоединенная нагрузка котельной КБ-50 на 31.12.2017:

- На отопление и вентиляцию 5,409 Гкал/ч
 - На ГВС 1,960 Гкал/ч - На технологические нужды(пар) 0,389 Гкал/ч
- Всего 7,758 Гкал/ч**



Зона действия котельной КБ-50



2.2. Зона действия ТЭЦ АО «СГК».

Саровская ТЭЦ установленной тепловой мощностью на 01.01.2019г. 715 Гкал/ч обеспечивает теплоснабжение селитебной и промышленной частей г.Саров. В перспективе до 2028 года в зону действия ТЭЦ будут включены все вновь строящиеся объекты кроме застройки Северного района города и зон индивидуального теплоснабжения.

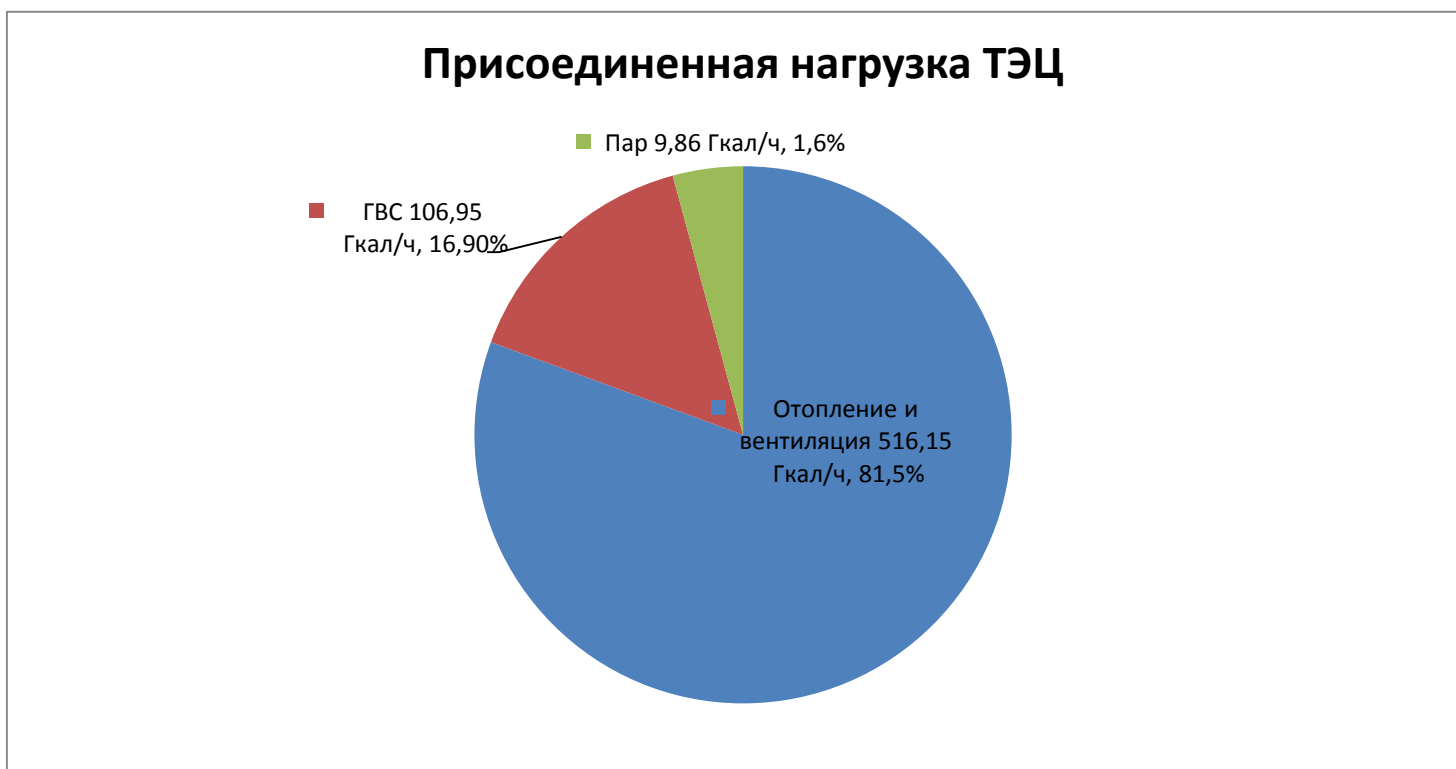
Присоединенная нагрузка ТЭЦ АО «СГК» по состоянию на 01.01.2020 г.:

- На отопление и вентиляцию 516,150218 Гкал/ч (в т.ч. вентиляция 190,460235 Гкал/ч)

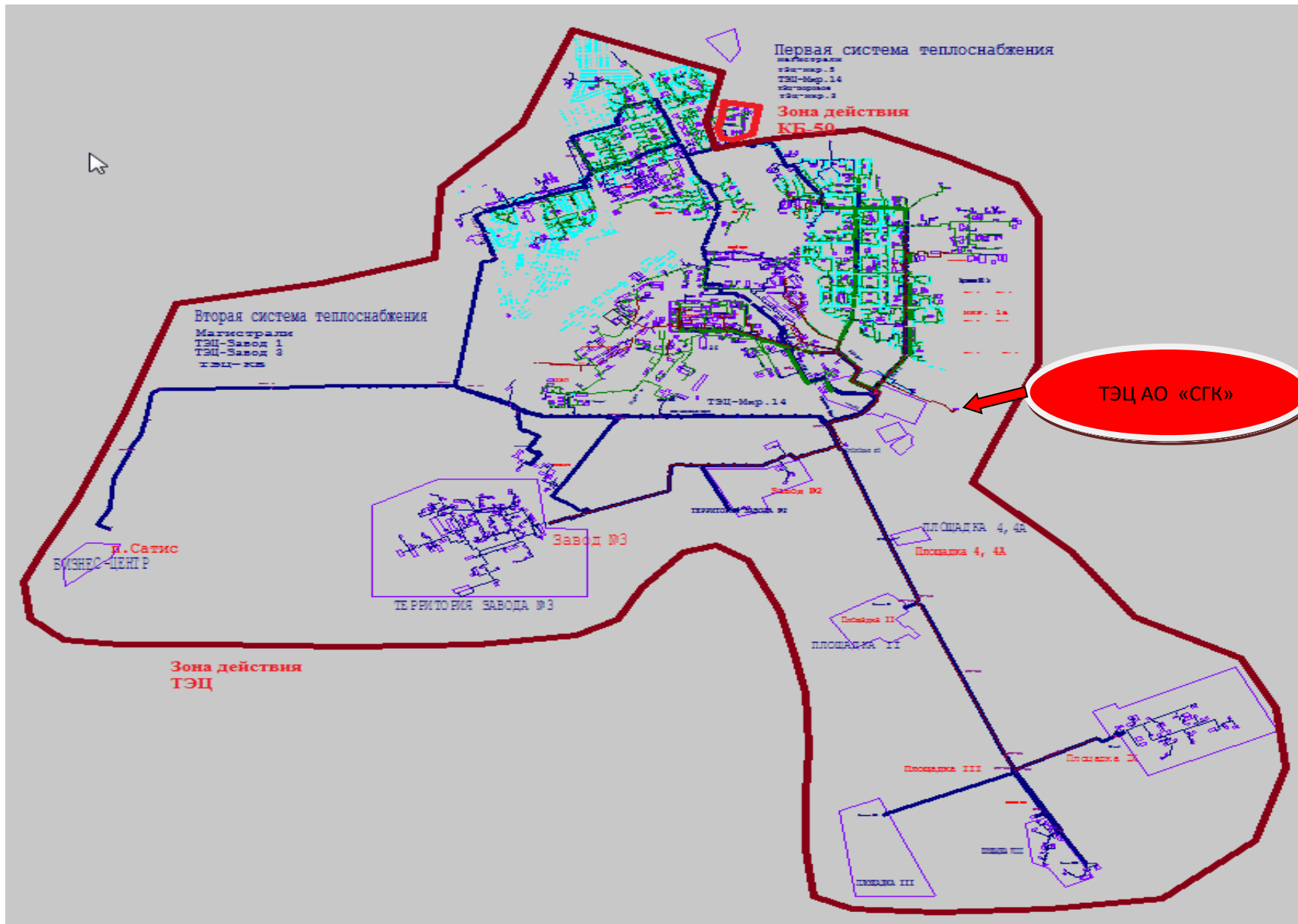
- На ГВС 95,174646 Гкал/ч, на циркуляцию 11,7806 Гкал/ч)

- На технологические нужды(пар) 9,86358 Гкал/ч

Всего 632,969044 Гкал/ч (при подключении зданий КБ-50 640,338044 Гкал/ч)



Зона ТЭЦ



3. Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии

Зоны децентрализованного теплоснабжения располагаются, прежде всего, в кварталах застройки одно-двухквартирными жилыми домами с приусадебными земельными участками с плотностью тепловой нагрузки 0,12 – 0,25 Гкал/час на 1 га.

Теплоснабжение данных жилых домов осуществляется бытовыми газовыми котлами.

Указанные существующие области децентрализованного теплоснабжения расположены в следующих районах:

Центральный район:

- в западной части города: ул. Димитрова, Южная, Заводская, Речная, Гайдара, переулки Речной, Заводской;
- в южной части города: ул. Ключевая, ул. Родниковая.

Заречный район:

- в северной части города: ул. Дорожная, ТИЗ (ул. Энтузиастов, проезды Ореховый, Ясневый, Земляничный, Сиреневый, Солнечный, Осенний, Дружбы, Цветочный, Светлый, Радужный, ул. Нижегородская, Тенистая, Новая, Рябиновая, Товарищеская), Балакирева, Котовского, Разина, Осипенко, Полевая, Московская, Строительная, Красногвардейская, 8 Марта, Гоголя, Герцена, Мичурина, Горького, Маяковского;

- в западной части города: ул. Кирова, Чехова, Тургенева, Буденного, Садовая, Озерная, Чкалова, Лесная, Менделеева, Озерная, Кутузова, Ломоносова, Володарского, Комсомольская, Западная, Зорге, Комсомольский проезд.

Администрацией города Сарова с учетом планируемых темпов строительства предполагается, что объемы жилищного строительства к концу **2021 года** в зонах действия индивидуальных источников тепловой энергии составят:

Градостроительные направления развития города Сарова в зонах действия индивидуальных источников тепловой энергии		Объемы жилищного строительства (тыс. кв.м)	Численность населения (чел.)	Сроки освоения территории строительством объектов
Западное направление развития	МКР 20 кварталы 1, 2, 3 (коттеджное строительство)	15	345	2010 - 2012
	МКР-22 квартал 7 (коттеджное строительство)	3,7	90	2012 - 2013
	Территория между техническим кварталом 23 и территорией садоводческого товарищества им.Гагарина (коттеджное строительство)	11	260	2014 - 2016
	Район поймы реки Сатис (смешанная жилая застройка)	65,7	1 500	2012 - 2020
Северное направление развития	ТИЗ-1 (индивидуальное жилищное строительство)	90,6	1 800	2010 - 2020
	Кварталы 1, 2А, 2Б, 3 Северного жилого района (коттеджное строительство)	37,5	850	2010 - 2022
Северное направление развития (резервные территории)	ТИЗ-2 (индивидуальное жилищное строительство)	96,6	1 930	2016 - 2022

4.Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки потребителей в зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе

4.1 Существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источников тепловой энергии.

Таблица 4.1.1 Перспективная тепловая мощность котельной КБ-50 ОАО «СТСК»

Марка установленных котлов	Производительность парового котла, т/час	Установленная тепловая мощность котла, Гкал	КПД котла, %	Год ввода в эксплуатацию
КВГМ-4-150	-	4	89,8	2000
КВГМ-4-150	-	4	89,1	2000
Е-1,0-0,9Г-Д	1	0,56	86,3	2002
Е-1,0-0,9Г-Д	1	0,56	86,5	2002
ИТОГО		9,12		

Общая установленная мощность теплофикационного оборудования котельной составляет **9,12 Гкал/ч**

Техническое освидетельствование оборудования, поднадзорного Ростехнадзору РФ, проводится в сроки установленные нормативными документами в области промышленной безопасности.

Оборудование с продленным сроком эксплуатации отсутствует. Предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной не имеется.

Значения установленной тепловой мощности основного оборудования отопительно-производственной котельной КБ-50 в перспективе до 2028 года изменяться не будут.

Включение оборудования котельной производится в период профилактических ремонтов сетей ГВС и в межотопительный период до включения 1-й системы теплоснабжения.

Таблица 4.1.2 Существующая и перспективная тепловая мощность ТЭЦ АО «СГК»

Состав основного оборудования	ст.№	Тип	31.12.2013-31.12.2016		01.01.2017		01.01.2018		01.01.2019		2020		2021-2023	
			МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч
Паровые турбины	1	П-4-35/5 "Лаваль"	4	23,6	4	23,6	4	23,6	4	23,6				
	2	П-4-35/5 "Лаваль"	4	17,5	4	17,5	4	17,5	4	17,5				
	3	П-4-35/5 "Лаваль"	4	17,5	4	17,5	4	17,5	4	17,5				
	4	П-4-35/5 "Лаваль"	4	23,6	4	23,6	4	23,6	4	23,6				
	6	ВПТ-25-4	30	105,9	30	105,8	30	105,8	30	105,8	30	105,8	30	105,8
	7	ПР-25-90/10/0,9	25	85,7	25	85,7	25	85,7	25	85,7	25	85,7	25	85,7
	8	ПТ-25-90/10	-	-	-	-	-	71	-	71	25,83	71	25,83	71
	9	ПТ-25-90/10	-	-	-	-	-	-	-	-	25,743	71	25,743	71
	Паровые котлоагрегаты	1	ТС-35	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2		ТС-35	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
3		ТС-35	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
4		ТС-35	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
5		ТС-35	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
6		ТП-170	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
7		БКЗ-160-100ФБ	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
8		БКЗ-160-100ФЖШ	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
9		Е-220-100	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
10		Е-220-100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+
б/н		РОУ	-	20	-	20	-	70	-	70	-	91	-	91
Пиковые водогрейные котлы	1	ПТВМ-100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100
	2	ПТВМ-100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100
	3	ПТВМ-100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100
Итого Саровская ТЭЦ			71	594	71	594	71	715	71	715	106,573	725	106,573	725
в том числе отборов паровых турбин			-	274	-	274	-	345	-	345		334	-	334
РОУ			-	20	-	20	-	70	-	70		91	-	91

Общая установленная мощность теплофикационного оборудования ТЭЦ по состоянию на 01.01.2020 года составляет **725,0 Гкал/ч.**

4.2. Технические ограничения на использование установленной тепловой мощности и значения располагаемой мощности основного оборудования источников тепловой энергии

Располагаемая тепловая мощность станции на **01.01.2020 г.** составляет:

Наименование оборудования (турбины)	Стационарный номер	тип	Мощность отборов	Установленная мощность источника по пару, Гкал/час	Установленная мощность источника по горячей воде, Гкал/час	Располагаемая мощность источника по пару, Гкал/час	Располагаемая мощность источника по горячей воде, Гкал/час
Турбина	6	ПТ-30-90/10/1,2	мощность производственного отбора	86,4	86,4	86,4	86,4
			мощность теплофикационного отбора	19,4	19,4	19,4	19,4
Турбина	7	ПР-25-90/110/0,9	мощность регулируемого отбора	58,6	58,6	58,6	58,6
			мощность противодавления	27,1	27,1	27,1	27,1
Турбина	8	ПТ-25-90/10/1,2	мощность производственного отбора	43,2	43,2	43,2	43,2
			мощность теплофикационного отбора	27,8	27,8	27,8	27,8
Турбина	9	ПТ-25-90/10/1,2	мощность производственного отбора	43,2	43,2	43,2	43,2
			мощность теплофикационного отбора	27,8	27,8	27,8	27,8
Установленная мощность турбоагрегатов				334	334	334	334
ПВК	3			0	300	0	300
РОУ				91	91	91	91

ИТОГО ТЭЦ		425	725	425	725
-----------	--	-----	-----	-----	-----

Ограничений тепловой мощности оборудования станции нет.

Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии ТЭЦ АО «СГК»

№	Наименование	Максимальные (договорные) нагрузки на 31.12.2019 г.				
		Пар (макс.)	ГВС (макс)	Цирк.	Отопл.(макс)	Вент.(макс)
1.	ТЭЦ АО «СГК»	9,86358 Гкал/ч	97,134646 Гкал/ч	11,7806 Гкал/ч	329,109983 Гкал/ч	192,449235 Гкал/ч
			ГВС (макс) без учета КБ-50		Отопл.(макс) без учета КБ-50	Вент.(макс) без учета КБ-50
			95,174646		325,689983	190,460235
	Всего		640,338044 Гкал/ч с учетом КБ-50		632,969044 без учета КБ-50	

4.3 Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды в отношении источников тепловой энергии.

Расчет расхода тепла на собственные нужды оборудования турбинного цеха в 2019 г.и на перспективу 2020-23г.г.

Показатели	Обозна-чение	Един. Изм.	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
БСД														
Температура наружного воздуха	$t_{н.в.}$	°С	-9,00	-3,83	-0,3	7,17	17,29	20,57	18,84	16,93	11,54	8,62	-0,68	-1,99
Количество пусков турбин БСД	n_T							3	2			1		1
Коэффициент простоя котлов	β_k		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Коэффициент использования номин. теплопроизводительности котлов	γ_k		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расход тепла на с.н. при пусках турбин	$Q_{пуск}$	Гкал						9,3	6,2			3,1		3,1
Часовой расход тепла на отопление	\bar{Q}_o	Гкал/час	0,3	0,23								0,05		
Часовой расход тепла на вентиляцию	$\bar{Q}_в.$	Гкал/час												
Расход тепла на с.н. Турбинного цеха БСД	$Q_{с.н.т}$	Гкал	260,4	154,56				9,3	6,2			40,3		3,1
БВД			—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Количество пусков турбин БВД	n_T			1		1	1	1	3		2	4	2	1
Расход тепла на с.н. при пусках турбин	$Q_{пуск}$	Гкал	0	4	0	4	4	4	12	0	8	36	8	4

Коэффициент простоя котлов	β_T		0	0	0,21	0,39	0,72	0,8	0,8	0,75	0,68	0,48	0,17	0,058
Коэффициент использования номин. теплопроизводительности котлов	γ_T		0,8	0,75	0,66	0,48	0,2	0,2	0,2	0,16	0,26	0,44	0,66	0,713
Часовой расход тепла на отопление главного корпуса	$\bar{Q}_{o.}$	Гкал/час	0,1	0,07	0,1	0,04					0,05	0,04	0,07	0,08
Часовой расход тепла на вентиляцию главного корпуса	$\bar{Q}_{в.}$	Гкал/час	0,4	0,3	0,2	0,12					0,11	0,1	0,22	0,26
Температура холодного воздуха БВД	$t_{х.в.БВД}$	°С	15	15	15	15						15	15	15
Часовой расход на отопление и вентиляцию помещений 2 категории	$\bar{Q}_{o+в.2}$	Гкал/час	0,31	0,25	0,2	0,1					0,1	0,09	0,2	0,24
Время отопления	$t_{отоп}$	час	744	672	744	720					330	744	720	744
Расход тепла на с.н. Турбинного цеха БВД	$Q_{с.н.тбвд}$	Гкал	602,6	420,6	372	191,2	4	4	12	0	93,8	187,1	368	435,52
В перспектива на 2020-2023гг.			700	650	600	300					100	240	600	700

Расхода тепла на собственные нужды оборудования котельного цеха в 2019 г. и на перспективу 2020-23г.г.

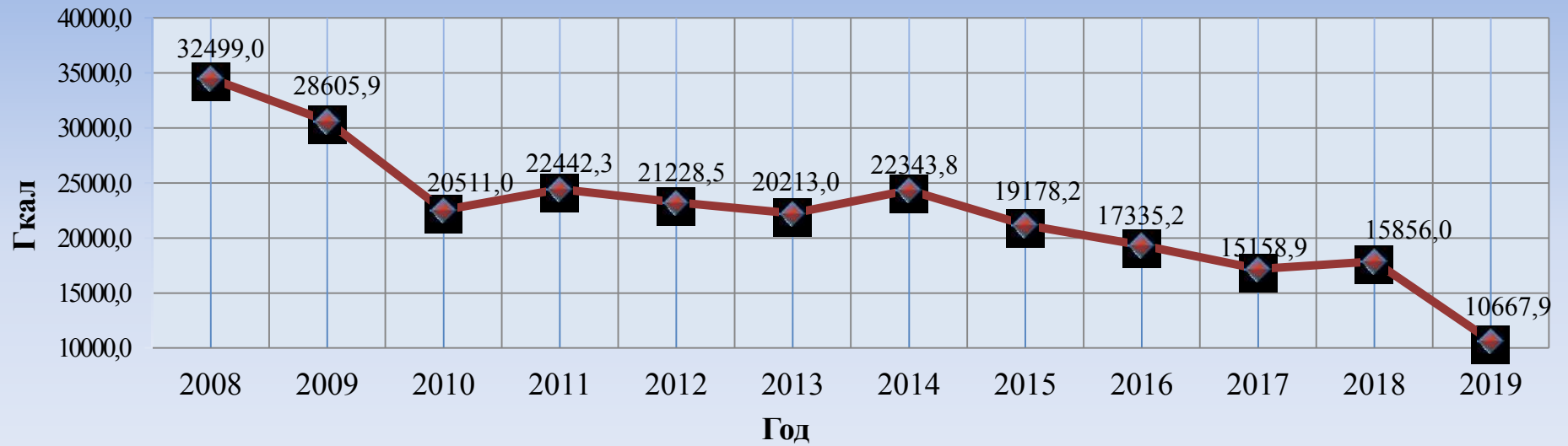
Показатели	Обоз-на-чение	Ед. Изм.	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
БВД														
Температура наружного воздуха	$t_{н.в.}$	°С	-9,00	-3,83	-0,3	7,17	17,29	20,57	18,84	16,93	11,54	8,62	-0,68	-1,99
температура при отоплении			1	1	1							1	1	1
Время работы котлов	τ		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество пусков котлов БВД	n_k		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Расход тепла на с.н. при пусках котлов	$Q_{\text{пуск}}$	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расход глубокооумягченной воды на восполнение пароводянных потерь в цикле	$G_{\text{гув}}$	тыс. т.												
Выработка перегретого пара котлами	$G_{\text{к}}$	тыс. т.												
Часовой расход тепла	$Q_{\text{бр}}$													
Коэффициент простоя котлов	$\beta_{\text{к}}$		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Коэффициент использования номин. теплопроизводительности котлов	$\gamma_{\text{к}}$		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расход тепла на восполнение паровод. потерь в цикле БСД	$Q_{\text{впу}}$	Гкал	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Потери тепла с непрерывной и периодической продувкой	$Q_{\text{нпп}}$	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Часовой расход тепла на отопление главного корпуса	$\bar{Q}_{\text{о.}}$	Гкал / час												
Часовой расход тепла на вентиляцию главного корпуса	$\bar{Q}_{\text{в.}}$	Гкал / час												
Номинальный расход тепла на общеобменную вентиляцию главного корпуса														
Температура холодного воздуха БСД	$t_{\text{х.в.БСД}}$	0С												
Время отопления	$\tau_{\text{отоп}}$	час												
Расход тепла на с.н.	$Q_{\text{с.н.К}}$	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

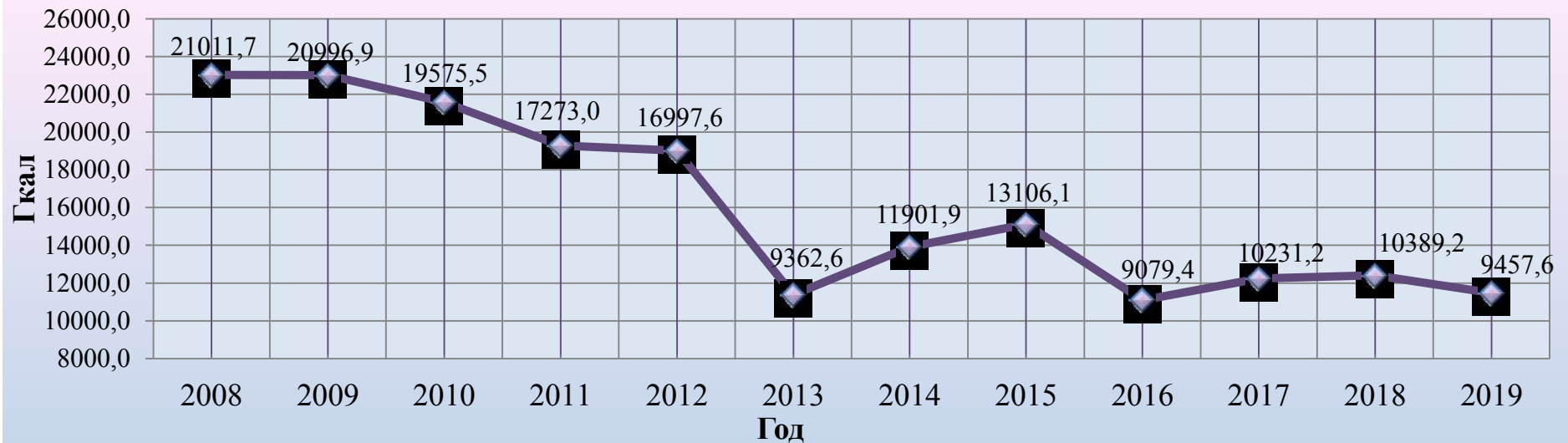
Котельного цеха БСД														
БВД			—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Количество пусков котлов	n_k					4			1	1	3	1	3	1
Время работы котлов	τ		2976	2688	2352,3	1761,4	826,5	720	741,4	744	920,4	1547	2389,5	2803
Расход тепла на с.н. при пусках котлов	$Q_{\text{пуск}}$	Гкал	0	0	0	71,6	0	0	17,9	17,9	53,7	17,9	53,7	17,9
Расход глубокоумягченной воды на восполнение пароводянных потерь в цикле	$G_{\text{гув}}$	тыс. т.	58	56	52	49	44	48	46	46	49	50	56	58
Невозврат конденсата пара от потребителей	$G_{\text{нев}}$	тыс. т.	7,63	6,81	7,96	6,94	5,47	4,74	5,07	5,59	5,82	6,75	7,03	6,253
Выработка перегретого пара котлами	G_k	тыс. т.	422,5	356,9	345,1	245,5	105,1	85,6	84,6	83,5	129,8	232,5	337,3	374,8
Часовой расход тепла	$\bar{Q}_{\text{бр}}$		349,8	327,2	285,7	210,	87,04	73,2	70,1	69,4	111,	192,5	288,6	310,29
Коэффициент простоя котлов	β_k		0	0	0,21	0,39	0,72	0,75	0,75	0,75	0,68	0,48	0,17	0,06
Коэффициент использования номин. теплопроизводительности котлов	γ_k		0,8	0,75	0,66	0,48	0,2	0,17	0,16	0,16	0,26	0,44	0,66	0,71
Расход тепла на восполнение паровод. Потерь в цикле БСД	$Q_{\text{впу}}$	Гкал	6,72	6,7	5,94	5,87	5,67	6,44	6,08	6,01	6,32	6,08	6,71	7,05
Потери тепла с непрерывной и периодической продувкой	$Q_{\text{ппп}}$	Гкал	1,48	1,25	1,21	0,86	0,37	0,3	0,3	0,29	0,46	0,82	1,18	1,32
Часовой расход тепла на отопление главного корпуса	\bar{Q}_o	Гкал / час	0,38	0,3	0,3	0,15					0,15	0,15	0,25	0,3
Часовой расход тепла на вентиляцию главного корпуса	$\bar{Q}_в$	Гкал / час	0,6	0,47	0,35	0,17					0,15	0,14	0,35	0,4

Температура холодного воздуха БВД	$t_{х.в.БВД}$	0С	15	15	15	15	17	17	17	17	15	15	15	15
Часовой расход тепла на технологическую вентиляцию	$\bar{Q}_{обш.}$	Гкал / час	0,6	0,47	0,41	0,24					0,35	0,45	0,35	0,4
Часовой расход на отопление и вентиляцию помещений 2 категории	$\bar{Q}_{отв.2}$	Гкал / час	0,62	0,44	0,33	0,1					0	0,05	0,34	0,4
Время отопления	$t_{отоп}$	час	744	672	744	720	0	0	0	0	330	744	720	744
Количество сожженного мазута	$V_{маз}$	тонн												
Время сжигания мазута	$t_{маз}$	час												
Удельный расход тепла на слив мазута	$\bar{m}_{q_{сл}}$	Гкал / т												
Расход тепла на потери в окружающую среду	$\bar{Q}_{пот.}$	Гкал / час	0,196	0,193	0,191						0,186	0,187	0,192	0,193
Расход тепла на нагрев мазута	$\bar{Q}_{сж.}$	Гкал / час												
Суммарный расход тепла на мазутное хозяйство	$Q_{мх}$	Гкал	147,3	131	143,5						135,3	140,5	139,6	145,03
Расход тепла с паром на мазутные форсунки	$Q_{мф}$	Гкал												
Расход тепла на с.н. Котельного цеха БВД	$Q_{с.н.К}$	Гкал	1345,9	952,1	924,1	434,4	6,04	6,74	24,28	24,2	360,7	648,9	878	989,7
Номинальный расход тепла на отопление и вентиляцию ПВК часовой			0,27	0,215	0,181	0,11						0,09	0,185	0,2
Расход тепла на отопление ПВК			200,9	144,5	134,7	79,2						67	133,2	148,8
Расход тепла на с.н. Котельного цеха БВД и ПВК	$Q_{с.н.К}$	Гкал	1346,8	1096,5	1058,7	513,6	6,04	6,74	24,28	24,2	360,7	715,9	1011,2	1138,5
В перспективе 2020-23гг			1650	1540	1620	600						1000	1550	1650

Расход тепла на собственные нужды ТЭЦ



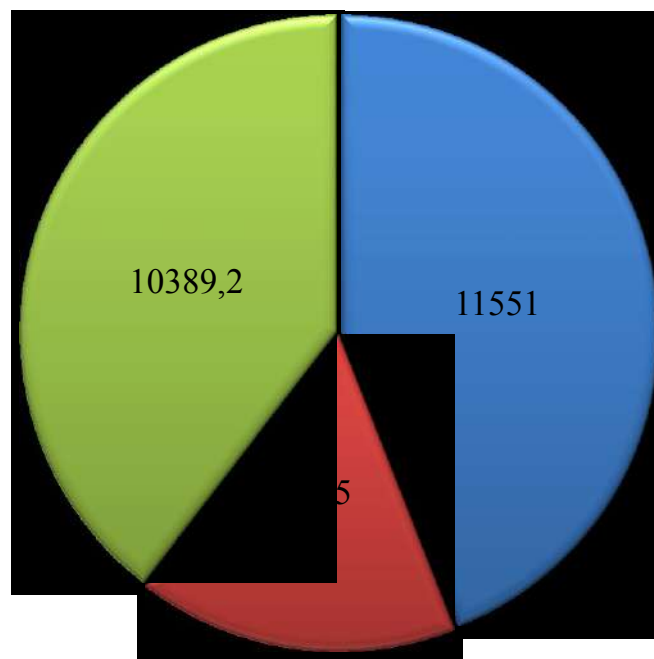
Расход тепла на хозяйственные нужды ТЭЦ



Расхода тепла на собственные и хозяйственные нужды (факт 2019 года и перспектива 2020-23г.г.)

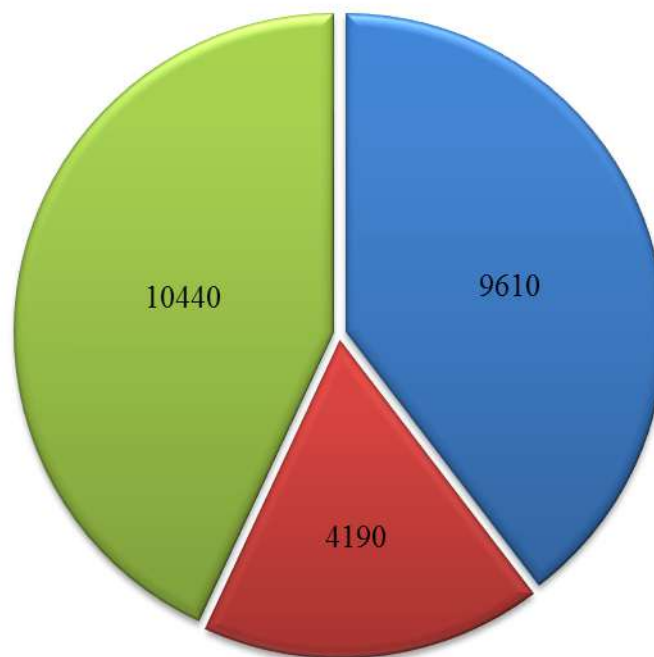
Показатели	Един. Изм.	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Итого за год
Расход тепла на с.н. Котельного цеха БСД	Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расход тепла на с.н. Котельного цеха БВД	Гкал	1346,8	1096,5	1058,7	513,6	6,04	6,74	24,28	24,2	360,7	715,9	1011,2	1138,5	7503,2
ИТОГО собственные нужды котельный цех	Гкал	1346,8	1096,5	1058,7	513,6	6,04	6,74	24,28	24,2	360,7	715,9	1011,2	1138,5	7503,2
В перспективе 2020-23гг котельный цех		1650	1540	1620	600						1000	1550	1650	9610
Расход тепла на с.н. Турбинного цеха БСД	Гкал	260,4	154,56				9,3	6,2			40,3		3,1	473,86
Расход тепла на с.н. Турбинного цеха БВД	Гкал	602,6	420,6	372	191,2	4	4	12	0	93,8	187,1	368	435,52	2690,92
ИТОГО собственные нужды турбинный цех	Гкал	863,0	575,2	372	191,2	4	13,2	18,2	0	93,8	227,42	368,0	438,62	3164,78
В перспективе 2020-23гг турбинный цех		700	650	600	300						340	600	700	4190
Расход тепла на хоз. нужды	Гкал	1707,8	1312,3	1097,0	570,5	393,9	333,7	336,8	395,9	420,9	441,7	1108,2	1339,03	9457,59
В перспективе 2020-23гг хоз. нужды		1750	1340	1450	630	470	400	400	400	470	540	1240	1550	10640
ИТОГО факт расхода тепла на собственные и хозяйственные нужды 2019 год (Гкал)														20125,6
В перспективе на 2020-2023 гг														24700

Расход тепла на собственные и хозяйственные нужды ТЭЦ в 2019 году



- Расход тепла на собственные нужды котельного цеха ТЭЦ (Гкал)
- Расход тепла на собственные нужды турбинного цеха ТЭЦ (Гкал)
- Расход тепла на хозяйственные нужды ТЭЦ (Гкал)

Перспективный расход тепла на собственные и хозяйственные нужды ТЭЦ



- Расход тепла на собственные нужды котельного цеха ТЭЦ (Гкал)
- Расход тепла на собственные нужды турбинного цеха ТЭЦ (Гкал)
- Расход тепла на хозяйственные нужды ТЭЦ (Гкал)

4.4 Значения тепловой мощности источников тепловой энергии нетто на 01.01.2020г.

Наименование оборудования (турбины)	Стационарный номер	тип	Мощность отборов	Установленная мощность источника по пару, Гкал/час	Установленная мощность источника по горячей воде, Гкал/час	Располагаемая мощность источника по пару, Гкал/час	Располагаемая мощность источника по горячей воде, Гкал/час
Турбина	6	ПТ-30-90/10/1,2	мощность производственного отбора	86,4	86,4	86,4	86,4
			мощность теплофикационного отбора	19,4	19,4	19,4	19,4
Турбина	7	ПР-25-90/110/0,9	мощность регулируемого отбора	58,6	58,6	58,6	58,6
			мощность противодавления	27,1	27,1	27,1	27,1
Турбина	8	ПТ-25-90/10/1,2	мощность производственного отбора	43,2	43,2	43,2	43,2
			мощность теплофикационного отбора	27,8	27,8	27,8	27,8
Турбина	9	ПТ-25-90/10/1,2	мощность производственного отбора	43,2	43,2	43,2	43,2
			мощность теплофикационного отбора	27,8	27,9	27,8	27,8
Установленная мощность турбоагрегатов				334	334	334	334
ПВК	3			0	300	0	300
РОУ				91	91	91	91
ИТОГО ТЭЦ				425	725	425	725
Тепловые нагрузки на собственные и хозяйственные нужды							26,2
Существующая тепловая мощность станции нетто							688,8
Перспективная тепловая мощность станции нетто на 2021г.(с турбиной №9 и выводом турбин№1-4							698,8

4.5 Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям, включая потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и потери теплоносителя, с указанием затрат теплоносителя на компенсацию этих потерь

Показатели существующих тепловых потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям приведены в таблицах №1,2.

Таблица №1 Потери и затраты теплоносителя:

Наименование системы централизованного теплоснабжения	2017		2018		2019		
	норматив, м ³ (т)	отчет, м ³ (т)	норматив, м ³ (т)	отчет, м ³ (т)	норматив, м ³ (т)	отчет, м ³ (т)	% к среднегод. объему тепловой сети
1	2	3	4	5	6	7	8
1-ая система СЦТ-1	Теплоноситель – вода (м3)						
	319827,3	-	319827,3	-	319827,3		2418,9
	Теплоноситель – пар (т)						
	-	-		-			
2-ая система СЦТ-1	Теплоноситель – вода (м3)						
	113309,1	-	113309,1	-	113309,1		2461,0

	Теплоноситель – пар (т)						
	46,1	-	46,1	-	46,1		9,7
Система теплоснабжения г.Саров от котельной КБ-50	Теплоноситель – вода (м3)						
	1797,8	-	1797,8	-	1797,8		2459
	Теплоноситель – пар (т)						
	0,0042	-	0,0042	-	0,0042		1,6
	Теплоноситель – конденсат (м3)						
	0,62	-	0,62	-	0,62		606,3

Таблица №2 Потери тепловой энергии:

Наименование системы	2017				2018				2019			
	норматив, тыс.Гкал	отчет, тыс.Гкал	Отпуск тепловой энергии в сеть, тыс. Гкал	% потерь к отпуску	норматив, тыс.Гкал	отчет, тыс.Гкал	Отпуск тепловой энергии в сеть, тыс. Гкал	% потерь к отпуску	Норматив (сети СТСК), тыс.Гкал	Отчет(все потери), тыс.Гкал	Отпуск тепловой энергии в сеть, тыс. Гкал	% потерь к отпуску
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Теплоноситель – вода											

1-ая система СЦТ-1	106,37	142,56	831,092	17,15	105,15	197,159	923,41	17,15	105,15	149,873	859,776	17,43
	Теплоноситель – пар											
2-ая система СЦТ-1	Теплоноситель – вода											
	33,14	28,943	220,641	13,11	31,94	16,578	219,826	7,5	31,94	10,2663	189,662	5,41
	Теплоноситель – пар											
	9,7784	9,044	59,1	15,3	9,7761	3,362	57,129	5,9	9,7761	0,877	52,531	1,67
Система теплоснабжения г.Саров от котельной КБ-50	Теплоноситель – вода											
	1,23	1,234	12,683	9,7	1,18	0,588	5,556	10,6	1,18	0,1293	1,262	10,24
	Теплоноситель - пар											
	0,0044	0,0044	0,546	1,23	0,0044	0,00659	0,589	1,1	0,0044	0,00666	0,6153	1,08
	Теплоноситель - конденсат											
0,0023		-	-	0,00233		-	-	0,00233		-	-	

Всего за 2019г:

Нормативные тепловые потери – 182,621 тыс.Гкал

Фактические тепловые потери СТСК – 161,726 тыс.Гкал, фактические тепловые потери ниже нормативных, поскольку в 2019г. наблюдалась более высокая среднемесячная температура наружного воздуха по отношению к расчетной.

График

тепловых потерь в сетях за 2019г.

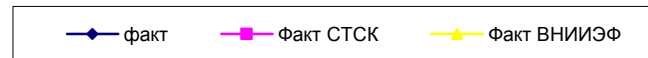
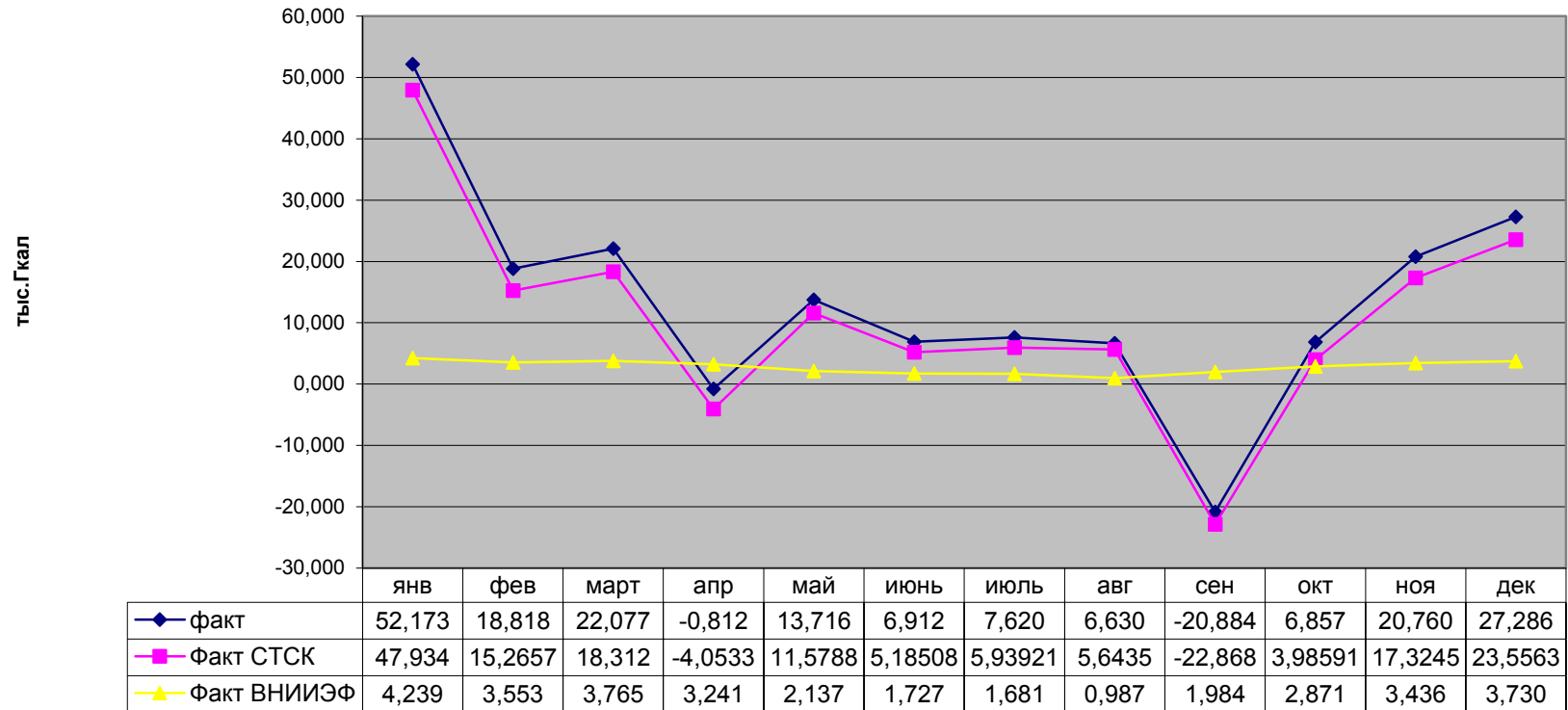


Таблица 3.

Значения существующих и перспективных нормативных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям

N п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1 система теплоснабжения								
1.	<i>Отопление</i>							
1.1	<i>Тепловые потери</i>	Гкал	83344	81888	81494	80718	80718	80718
1.2	<i>в т.ч. с ПСВ</i>	Гкал	13995	13657	13600	13438	13438	13438
1.3	<i>В т.ч. через изоляцию</i>	Гкал	69349	68231	67894	67280	67280	67280
2.	<i>ГВС</i>							
2.1	<i>Тепловые потери</i>	Гкал	59478	59251	59064	59005	59005	59005
2.2	<i>в т.ч. с ПСВ</i>	Гкал	4924	4920	4920	4920	4920	4920
2.3	<i>В т.ч. через изоляцию</i>	Гкал	54554	54331	54144	54085	54085	54085
2 система теплоснабжения								
1.	<i>Отопление</i>							
1.1	<i>Тепловые потери</i>	Гкал	31827,6	30824,8	29987,7	29625,1	29625,1	29625,1
1.2	<i>в т.ч. с ПСВ</i>	Гкал	6080	5921	5763,9	5791,6	5791,6	5791,6
1.3	<i>В т.ч. через изоляцию</i>	Гкал	25748	24903,8	24223,8	23833	23833	23833
N п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021
2.	<i>ГВС</i>							

2.1	Тепловые потери	Гкал	2316	2320	2311,9	2313	2313	2313
2.2	в т.ч. с ПСВ	Гкал	115	115	115,1	115	115	115
2.3	В т.ч. через изоляцию	Гкал	2200	2205	2196,8	2198	2198	2198
3.	Пар							
3.1	Тепловые потери	Гкал	9804	9778	9777,1	9776	9776	9776
3.2	в т.ч. с ПСВ	Гкал	31,3	31,3	30,9	31	31	31
3.3	В т.ч. через изоляцию	Гкал	9773	9746,7	9746,2	9745	9745	9745
Итого по системе теплоснабжения от ТЭЦ								
1.	Т/потери в сетях от ТЭЦ всего, в т.ч.	Гкал	182634,6	181436,9	182634,6	181436,9	181436,9	181436,9
1.1	по ГВ	Гкал	172857,5	171660,9	172857,5	171660,9	171660,9	171660,9
1.2	по пару	Гкал	9777,1	9776	9777,1	9776	9776	9776
Тепловые сети от котельной КБ-50								
1.	Отопление							
1.1	Тепловые потери	Гкал	602	592	591,41	572,93	572,93	572,93
1.2	в т.ч. с ПСВ	Гкал	61	60	59,04	58,71	58,71	58,71
1.3	В т.ч. через изоляцию	Гкал	542	532	532,37	514,22	514,22	514,22
2.	ГВС							
2.1	Тепловые потери	Гкал	603	635	635,09	604,9	604,9	604,9
2.2	в т.ч. с ПСВ	Гкал	35	35	34,5	33,6	33,6	33,6
2.3	В т.ч. через изоляцию	Гкал	569	600	600,59	571,3	571,3	571,3
№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021
3.	Пар							

3.1	Тепловые потери	Гкал	6,7	6,7	6,69	6,69	6,69	6,69
3.2	в т.ч. с ПСВ	Гкал	0,069	0,069	0,069	0,069	0,069	0,069
3.3	В т.ч. через изоляцию	Гкал	6,631	6,631	6,621	6,621	6,621	6,621
Итого по тепловым сетям котельной КБ-50								
1.	Т/потери в сетях от котельной КБ-50 всего, в т.ч.	Гкал	1212,4	1234	1233,2	1184,5	1184,5	1184,5
1.1	по ГВ	Гкал	1205,7	1227,3	1226,5	1177,8	1177,8	1177,8
1.2	по пару	Гкал	6,7	6,7	6,7	6,69	6,69	6,69
Всего по системе теплоснабжения г.Саров								
1.	Т/потери в сетях всего, в т.ч.	Гкал	187981	185296,8	183867,8	182621,5	182621,5	182621,5
1.1	по ГВ	Гкал	178170,3	175511,7	174084	172838,8	172838,8	172838,8
1.2	по пару	Гкал	9810,7	9785,1	9783,8	9782,7	9782,7	9782,7

4.6 Затраты существующей и перспективной тепловой мощности на хозяйственные нужды в отношении тепловых сетей.

В существующей и перспективной схеме теплоснабжения затраты тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей отсутствуют.

Все затраты учитываются в расчетах нормативных технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям и приведены п.4.5 настоящего раздела.

4.7 Значения существующей и перспективной резервной тепловой мощности источников теплоснабжения, в том числе источников тепловой энергии, принадлежащих потребителям, и источников тепловой энергии теплоснабжающих организаций, с выделением аварийного резерва и резерва по договорам на поддержание резервной тепловой мощности.

Перспективная тепловая мощность и перспективная тепловая нагрузка потребителей в зоне действия ТЭЦ АО «СГК» (с вводом 3-й очереди):

ТЭЦ АО «Саровская генерирующая компания» г. Саров	2017 (факт)	2018 (факт)	2019 (факт)	2020	2021	2022	2023	2024-2028	Примечания
	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	
Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в т.ч.	715	715	715	725	725	725	725	725	
Тепловая мощность на собственные нужды	22	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	
Тепловые потери	25	25	25	25	25	25	25	25	
Прогнозная присоединяемая тепловая нагрузка	7.893			6.105			23,733	49,812(с учетом)	Прогнозные величины рассчитаны на базе выданных условий подключения. Фактическая величина подключаемых мощностей зависит от наличия

		1.612	1,124		15,996	8,839		ввода МКР-1А)	финансовых источников застройщиков на момент реализации и фактических тепловых нагрузок вводимых объектов
Расчетная присоединенная договорная тепловая нагрузка	629,966	633,051	640,338(с КБ-50 без пара)	646.436	662,432	671,271	695.004	744,816	Договорные нагрузки потребителей и расчетных нагрузок в условиях подключения с 2019года с учетом подключения нагрузки КБ-50 от ТЭЦ (7,369Гкал/час без пара)
Расчетный резерв(+)/дефицит (-) тепловой мощности	38.034	30,749	23.462	27.364	11,368	2.529	-21.204	-71.016	Величины резерва и дефицита указаны исходя из договорных нагрузок потребителей и расчетных нагрузок в условиях подключения с 2019года с учетом подключения нагрузки КБ-50 от ТЭЦ (7,369Гкал/час без пара)

В договорах теплоснабжения на момент актуализации схемы теплоснабжения отсутствуют значения резервной тепловой мощности.

4.8 Значения существующей и перспективной резервной тепловой нагрузки потребителей, устанавливаемые с учетом расчетных тепловых нагрузок.

ТЭЦ АО «Саровская генерирующая компания» г. Саров	2017 (факт)	2018 (факт)	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2028	Примечания
	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	
Прогнозная присоединяемая тепловая нагрузка потребителей по тепловой энергии в горячей воде	7.893	1.612	1,124	6.105	15,996	8.839	22.213	49,812(с учетом ввода МКР-1А)	Прогнозные величины рассчитаны на базе выданных условий подключения. Фактическая величина подключаемых мощностей зависит от наличия финансовых источников застройщиков на момент реализации.
Прогнозная присоединяемая тепловая нагрузка потребителей по тепловой энергии в паре	0	0	0	0	0	0	0	0	
Присоединенная договорная тепловая нагрузка, включая пар	629,966	633,051	640,338(с КБ-50 без пара)	646.436	662,432	671,271	695.004	744,816	

Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	12,86	12,57	9.86	9.86	9.86	9.86	9.86	9.86	
--	-------	-------	------	------	------	------	------	------	--

Котельная КБ-50 АО «СТСК».

Отопительно – производственная Котельная КБ-50 установленной тепловой мощностью 9,12 Гкал/ч обеспечивает теплоснабжение зданий и сооружений больничного городка ФГУЗ КБ-50 ФМБА России горячей водой на нужды отопления, вентиляции и ГВС в качестве резервного источника (основной источник – ТЭЦ АО «СГК»), а также паром на технологические нужды прачечной в качестве основного источника.

Включение оборудования котельной производится в период профилактических ремонтов сетей ГВС и в межотопительный период до включения 1-й системы теплоснабжения.

Расчетная присоединенная нагрузка котельной КБ-50:

- На отопление и вентиляцию 5,409 Гкал/ч
- На ГВС 1,960 Гкал/ч
- На технологические нужды(пар) 0,389 Гкал/ч

Всего 7,758 Гкал/ч

Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии представлены в таблицах.

**Перспективная тепловая мощность и перспективная тепловая нагрузка
в зоне действия в зоне действия резервного источника котельной КБ-50:**

Котельная КБ-50 ОАО «СТСК» г. Саров	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020- 2022	2023- 2028	Примечания
	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	
Установленная тепловая мощность , в т.ч.	9,12	9,12	9,12	9,12	9,12	9,12	9,12	9,12	
Тепловая мощность на собственные нужды	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	
Тепловые потери	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	
Прогнозная присоединяемая тепловая нагрузка	-	-	-	-	-	-	-	-	
Присоединенная договорная тепловая нагрузка	7,758	7,758	7,758	7,758	7,758	7,758	7,758	7,758	
Резерв(+)/дефицит (-) тепловой мощности	1,172	1,172	1,172	1,172	1,172	1,172	1,172	1,172	

В договорах теплоснабжения на момент разработки схемы теплоснабжения отсутствуют значения резервной тепловой мощности.

Значения существующей и перспективной тепловой нагрузки потребителей, устанавливаемые по договорам теплоснабжения, договорам на поддержание резервной тепловой мощности, долгосрочным договорам теплоснабжения, в соответствии с которыми цена определяется по соглашению сторон, и по долгосрочным договорам, в отношении которых установлен долгосрочный тариф.

Таблица 4.8.1 Значения существующей нагрузки потребителей, установленной по договорам теплоснабжения в зонах действия существующих источников тепловой энергии

№	Наименование	Дог.	Дог.	Дог.	Дог.	Дог.
		Пар (макс.)	ГВС (макс)	Цирк.	Отопл.(макс)	Вент.(макс)
1	2	3	4	5	6	7
	Ед. измерения	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч
1.	ТЭЦ АО «СГК»	9,86358	95,174646	11,7806	325,689983	190,460235
2.	Котельная КБ-50 ОАО «СТСК»	0,389	1,739	0,221	3,420	1,989
3.	Всего по ТЭЦ АО «СГК»	632,969044				
4.	Всего по АО«СТСК»	7,758				
5.	Суммарная по 2-м источникам	640,727044				

Значения перспективной присоединенной тепловой нагрузки потребителей в зонах действия существующих и перспективных источников тепловой энергии в городе Саров:

Таблица 4.8.2.

	2017 (факт)	2018 (факт)	2019 (факт)	2020 (прогноз)	2021 (прогноз)	2022 (прогноз)	2023 (прогноз)	2024- 2028 (прогноз)	Примечания
	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	
ТЭЦ АО	629,966	633.0518							Прогнозные величины рассчитаны на базе

«СГК»			640,338(с КБ-50 без пара)	646.436	662,432	671,271	695.004	744,816	выданных условий подключения. Фактическая величина подключаемых мощностей зависит от наличия финансовых источников застройщиков на момент реализации с 2019 года с учетом нагрузок КБ-50 без пара
Котельная КБ-50 ОАО «СТСК»	7,758	7,758	0.389(пар)	0,389(пар)	0.389(пар)	0,389(пар)	0.389(пар)	0,389(пар)	С 2019 года котельная в резерве
Всего:	637,724	640.8	640,72(с КБ-50)	646.825	662,821	671,66	695.393	745,205	

На момент разработки схемы теплоснабжения у АО «СТСК» отсутствуют договоры на поддержание резервной тепловой мощности, долгосрочные договоры в отношении которых установлен долгосрочный тариф.

Согласно п.5(2) и п.5(1) основ ценообразования в сфере теплоснабжения утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» с 1 января 2018 года цена (тариф) на тепловую энергию (мощность), теплоноситель, поставляемые АО «СТСК» потребителям с использованием теплоносителя в виде пара не подлежит регулированию. Указанная цена определена АО «СТСК» на 2019 год соглашением сторон с потребителями (ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ» и ФГБУЗ КБ № 50 ФМБА России).

***АКТУАЛИЗИРОВАННАЯ СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА САРОВА
НА ПЕРИОД ДО 2028 ГОДА
(ПО СОСТОЯНИЮ НА 2021 ГОД)***

Раздел 3. Существующие и перспективные балансы теплоносителя

г.Саров

2020 г.

СОДЕРЖАНИЕ:

1.	Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей.	стр. 3
2.	Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения.	стр. 14

1. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей

При реализации проекта II этапа строительства III очереди ТЭЦ выполнены следующие мероприятия:

1. Объединение бойлерных установок № 1, № 2 БВД с целью подогрева сетевой воды и подачи ее в систему отопления города во время отопительного сезона (I система теплоснабжения).
2. Монтаж и ввод в эксплуатацию сетевой установки основных и пиковых подогревателей турбоагрегатов ст. №№ 8, 9 (II система теплоснабжения).

Основными задачами эксплуатации бойлерных установок являются:

- обеспечение бесперебойной работы бойлеров с расчетными параметрами теплоносителей в течении всего срока эксплуатации;
- обеспечение наиболее экономичной работы бойлеров с максимальным использованием тепла греющей среды.

Установка сетевой воды I системы теплоснабжения

Установка сетевой воды I системы теплоснабжения в осях турбинного отделения 1...16 с наружными трубопроводами тепловых потребителей.

Тепловая нагрузка – 330 Гкал/час.

Расход сетевой воды – 3900 т/ч.

Температура прямой сетевой воды:

- max - 150°C;
- min – 60°C.

Температура обратной сетевой воды:

- max – 60°C;
- min – 37,8°C.

Давление прямой сетевой воды - max – 1,1 МПа (рабочий режим).

Давление обратной сетевой воды - min – 0,3 МПа (рабочий режим).

Расход подпитки ГВС max – 700 т/ч; рабочий режим

Аварийная подпитка технической водой max расход ≈ 200 т/ч.

Установка сетевой воды I системы теплоснабжения включает следующий состав основного оборудования:

БОЙЛЕРНАЯ УСТАНОВКА №1

Основные бойлера:

Количество – 2шт., включены параллельно.

Тип: ПСВ–500–3–23, (ст. № 1 рег. № 69445, № 2 рег. № 69457).

Поверхность нагрева – 500м².

Максимальное давление воды – 23ата.

Максимальное давление пара – 3ата.

Максимальная температура воды на выходе плюс 120°С.

Максимальная температура пара при входе в бойлер плюс 400°С.

Расчетный расход воды – 1500 т/час.

Гидравлическое сопротивление – 5,5м.в.ст.

Отключение бойлеров № 1, № 2 по воде и пару от повышения уровня конденсата в них 4/4 (полный), производится вручную после загорания сигнала.

Пиковые бойлера:

Количество – 2шт., включены параллельно.

Тип: ПСВ– 500–14–23, (ст. № 3 рег. № 69458, № 4 рег. № 69447).

Поверхность нагрева – 500м².

Максимальное давление воды – 23ата.

Максимальное давление пара – 14ата.

Максимальная температура воды на выходе плюс 150°С.

Максимальная температура пара на входе в бойлер плюс 400°С.

Расчетный расход воды – 1500 т/час.

Гидравлическое сопротивление – 6м.в.ст.

Отключение бойлеров № 3, № 4 по воде и пару от повышения уровня конденсата в них 4/4 (полный), производится вручную после загорания сигнала.

Сетевые насосы:

Количество – 5шт., №№ 1а, 1б, 1, 2, 3.

Тип: 10НМКх2, ЦН-1000, АЦН 1000-180-3.

Производительность – 1000м³/час.

Напор – 18,0 кг/см².

Число оборотов – 1470 об/мин.

КПД – 83%.

Допустимая температура подшипников до плюс 80°С.

Включение резервного насоса от давления сетевой воды в подающем трубопроводе – 9кгс/см².

Допустимая вибрация – не более 4,5мм/с-1, (среднеквадратичное значение виброскорости).

Электродвигатели имеют систему частотного привода:

СЭН № 1, № 3 – 1 комплект.

СЭН № 2 – свой комплект.

СЭН № 1А, № 1Б – 1 комплект.

Мощность электродвигателей насосов №№ 1а, 1б, 1, 2, 3 – 630 кВт.

Напряжение – 6000 В.

Число оборотов – 1480 об/мин.

Номинальный ток – 71,5 А (№№ 1а, 1б, 1, 2, 3).

Конденсатные насосы:

Количество – 3шт.

Тип:

№ 1, № 2 – 8КСД 5х3,

№ 2а – КС 50-110.

Производительность:

№ 1, № 2 – 100м³/час,

№ 2а – 50м³/час.

Напор:

№ 1, № 2 – 10,1 кг/см²,

№ 2а – 11,0 кг/см².

Электродвигатели типа:

№ 1, № 2 – А-92-7,

№ 2а – ВЗ-4.

Мощность:

№ 1, № 2 – 100кВт,

№ 2а – 30кВт.

Напряжение – 380 В.

Число оборотов – 1460 об/мин.

Допустимая температура подшипников до плюс 80°С.

Включение резервного насоса от давления в напорной линии 5кгс/см².

БОЙЛЕРНАЯ УСТАНОВКА №2

Основные бойлера:

Количество: 2шт., включены параллельно.

Тип: ПСВ–500–3–23, (ст. № 5 рег. № 69448, № 10 рег. № 69435).

Поверхность нагрева – 500м².

Максимальное давление воды – 23ата.

Максимальное давление пара – 3ата.

Максимальная температура воды на выходе плюс 120°С.

Максимальная температура пара на входе в бойлер плюс 400°С.

Расчетный расход воды – 1500 т/час.

Гидравлическое сопротивление – 5,5м.в.ст.

Отключение бойлеров № 5, № 10 по воде и пару от повышения уровня конденсата в них 4/4 (полный), производится вручную после загорания сигнала.

Пиковые бойлера:

Количество – 2шт., включены параллельно.

Тип: ПСВ–500–14–23, (ст. № 8 рег. № 69449, № 9 рег. № 68718).

Поверхность нагрева – 500м².

Максимальное давление воды – 23атм.

Максимальное давление пара – 14атм.

Максимальная температура воды на выходе плюс 150°С.

Максимальная температура пара на входе в бойлер плюс 400°С.

Расчетный расход воды – 1500 т/час.

Гидравлическое сопротивление – 6м.в.ст.

Отключение бойлеров № 8, № 9 по воде и пару от повышения уровня конденсата в них 4/4 (полный), производится вручную после загорания сигнала.

Сетевые насосы:

Количество: 4шт., №№ 4, 5, 7, 8,

Тип: АЦН 1000-180-3,

Производительность: 1000м³/час,

Напор: 18,0 кг/см²,

Число оборотов: 1480 об/мин,

КПД: 83%.

Допустимая температура подшипников до плюс 80°С.

Включение резервного насоса от давления сетевой воды: 9кгс/см².

Допустимая вибрация – не более 4,5мм/с-1, (среднеквадратичное значение виброскорости).

Электродвигатели:

Мощность: электродвигателей насосов №№ 4, 5, 7, 8: 630 кВт.

Напряжение: 6000 В.

Число оборотов: 1480 об/мин.

Номинальный ток: 71,5 А.

Конденсатные насосы:

Количество – 5шт.

Тип:

№ 3 – 5КСД 5х4,

№ 4,5 – КС 50 – 110,

№ 6,7 – КСД – 140 – 140/3.

Производительность:

№ 3 – 60м³/час,

№ 4,5 – 50м³/час,

№ 6,7 – 140 м³/час.

Напор:

№ 3 – 10,1 кг/см²,

№ 4,5 – 11,0 кг/см²,

№ 6,7 – 14,0 кг/см².

Электродвигатели типа:

№ 3 – А-81-4,

№ 4,5 – А2-92-4,

№ 6,7 – А02-92-4.

Мощность:

№ 3 – 40кВт,

№ 4,5 – 30кВт,

№ 6,7 – 100кВт.

Напряжение – 220/380 В.

Число оборотов – 1460 об/мин.

Допустимая температура подшипников до плюс 80°С.

Включение резервных насосов № 6, № 7 от давления в напорной линии – 5кгс/см².

Установка сетевой воды II системы теплоснабжения

Бойлерная установка основных и пиковых подогревателей II – системы теплоснабжения предназначена для подогрева сетевой воды и подачи ее в систему отопления производственных площадок во время отопительного сезона.

Бойлерная установка предназначена для отопления промышленной части города (с закрытой системой водоразбора).

Тепловая нагрузка – 130 Гкал/час.

Расход сетевой воды – 1800 т/ч.

Температура прямой сетевой воды:

- max - 150°C;
- min – 60°C.

Температура обратной сетевой воды:

- max – 70°C;
- min – 40,6°C.

Давление прямой сетевой воды - max – 1,1 МПа (рабочий режим).

Давление обратной сетевой воды - min – 0,3 МПа (рабочий режим).

Расход подпитки ГВС max – 300 т/ч; min – 10 т/ч, рабочий режим

Аварийная подпитка технической водой max расход \approx 200 т/ч.

Установка сетевой воды II системы теплоснабжения включает следующий состав основного оборудования:

Основные бойлера:

Количество – 3 шт., включены параллельно.

Станционный № 11

Станционный № 12

Станционный № 13

Тип: ПСВ–500–3–23

Поверхность нагрева 500м²

Рабочее давление воды в трубной части 2,3 МПа (23,0 кгс/см²)

Рабочее давление пара в корпусе 0,3 МПа (3,0 кгс/см²)

Максимальная температура воды на выходе плюс 120°C

Максимальная температура пара при входе в бойлер плюс 400°C

Расчетный расход воды 1500 т/час

Гидравлическое сопротивление 5,5м.в.ст.

Отключение бойлеров по воде и пару от повышения уровня конденсата в них 4/4 (полный), производится вручную после загорания сигнала.

Пиковые бойлера:

Количество – 2шт., включены параллельно.

Станционный № 14

Станционный № 16

Тип: ПСВ–500–14–23

Поверхность нагрева 500м²

Рабочее давление воды в трубной части 2,3 МПа (23,0 кгс/см²)

Рабочее давление пара в корпусе 1,4 МПа (14,0 кгс/см²)

Максимальная температура воды на выходе плюс 150°С

Максимальная температура пара на входе в бойлер плюс 400°С

Расчетный расход воды 1500 т/час

Гидравлическое сопротивление 6 м.в.ст.

Отключение бойлеров по воде и пару от повышения уровня конденсата в них 4/4 (полный), производится вручную после загорания сигнала

Сетевые насосы:

Количество – 4 шт,

Станционные номера – № 9, № 10, № 11, № 12

Тип – СЭ 1250-140-11

Производительность 1250 м³/час

Напор 14,0 кгс/см²

Число оборотов 1500 об/мин

Давление на входе в насос 11,0 кгс/см²

Температура на входе в насос не более плюс 180 °С

Мощность насоса 510 кВт

Смазывающая жидкость на подшипники – масло турбинное Тп – 22с

Допустимая температура подшипников не более плюс 85 °С

Включение резервного насоса от давления сетевой воды в подающем трубопроводе – 9 кгс/см²,

Допустимая вибрация – не более 4,5 мм/с-1, (среднеквадратичное значение виброскорости).

Электродвигатели:

Сетевых насосов № 9, № 10, № 11, № 12 – однотипные

Тип электродвигателей – ДАЭО4-450Х-4МУ1

Мощность электродвигателей насосов 630 кВт

Напряжение – 6000 вольт

Номинальный ток 74,0 А

Число оборотов 1500 об/мин

На электродвигатели СЭН № 9, и СЭН № 11 установлен комплект частотного регулирования;

Конденсатные насосы:

Количество – 3 шт.

Станционный номер № 8:

Тип насоса – КСВ 200-130

Производительность насоса 200 м³/час

Напор насоса 13,0 кг/см²

Число оборотов 3940 об/мин

Электродвигатель 4А280

Напряжение 380 вольт

Мощность 110 кВт

Станционный номер № 9:

Тип насоса – КСВ 125-140

Производительность насоса 125 м³/час

Напор насоса 14,0 кг/см²

Число оборотов 3940 об/мин

Электродвигатель 4АМ250

Напряжение 380 вольт

Мощность 75 кВт

Станционный номер № 10:

Тип насоса КСВ 125-140

Производительность насоса 125 м³/час

Напор насоса 14,0 кг/см²

Число оборотов 3940 об/мин

Электродвигатель 4AM250

Напряжение 380 вольт

Мощность 75 кВт

Допустимая температура подшипников до +80°C.

Включение резервного насоса от давления в напорной линии 5 кгс/см².

Подпиточное устройство (установка ГВС)

Подпиточное устройство (установка ГВС) предназначено для подпитки тепловых сетей и обеспечения горячей водой бытовых нужд населения города и производственных площадок. Производительность подпиточного устройства по горячей воде составляет 1200т/ч.

Оборудование подпиточного устройства (насосы, теплообменники, бойлеры, трубопроводы и электрохозяйство) расположено в отдельно стоящем здании. Наиболее громоздкое оборудование (деаэраторы, аккумуляторные баки и бак сбора конденсата) расположены на открытой площадке, рядом со зданием подпиточного устройства.

Подпиточное устройство по технологической схеме через эстакаду связано с тепловой схемой машзала БСД и БВД.

Исходная вода в подпиточное устройство поступает по трубопроводу с ХВО.

Подпитка I-ой отопительной системы ведется по трубопроводу $D = 600$ мм, а II-ой отопительной системы - по трубопроводу $D = 150$ мм.

В части технологии подпиточное устройство работает в двух режимах:

Зимний режим (в отопительный период), когда подпиточное устройство снабжает потребителей горячей водой и обеспечивает подпитку отопительных сетей.

Летний режим, когда подпиточное устройство снабжает потребителей горячей водой, в том числе и через прямой водовод I-ой системы отопления.

Исходной водой для подпиточного устройства является декарбонизированная вода с температурой 25-35°C, поступающая с ХВО по наземному трубопроводу $D = 400$ мм. На входе декарбонизированной воды имеется регулирующий клапан типа РК-1, который является исполнительным органом регулятора уровня деаэраторов. После клапана декарбонизированная вода поступает в распределительный коллектор $D = 400$ мм.

Водоводяные пластинчатые теплообменники предназначены для охлаждения деаэрированной воды с температурой 102-1040С до температуры равной 65-700С. Охлаждение производится декарбонизированной водой, поступающей в теплообменники с температурой 25-350С. После нагрева температура декарбонизированной воды должна быть в пределах 75-900С. Всего установлено 4 пластинчатых теплообменника, включенных параллельно. Каждый имеет 173 пластины с общей площадью теплообмена 78,66м². Пакет пластин образует ряд параллельных каналов, в которых протекает, обычно в режиме противотока, теплоноситель. Схема течения организована таким образом, что две среды, участвующие в процессе теплообмена, движутся по разным сторонам одной пластины.

Номинальный расход декарбонизированной воды на 1 т/о – 270т/ч, номинальный расход деаэрированной воды – 320т/ч. Это требуется для обеспечения скоростей и уноса отложений с потоком воды.

Декарбонизированная вода от распределительного коллектора D=400мм поступает в верхние секции теплообменников по патрубкам D=200мм. Перед входом в секции установлены затворы Ду=200мм. и механические фильтры. После пластинчатых теплообменников вода поступает в выходной коллектор D=400мм.

Деаэрированная вода, поступающая от деаэраторов по трубопроводу D=400мм в пластинчатые теплообменники и охладившись с температуры 102-1040С до 65-700С по двум трубопроводам D=400мм подается в баки-аккумуляторы V = 10000 м³.

Охладители выпара типа ОВА-24 это поверхностные теплообменники, которые предназначены для использования тепла паровоздушной смеси, выходящей из колонок деаэратора. Поверхность нагрева каждого охладителя выпара 24м².

Подпиточное устройство имеет два деаэратора атмосферного типа, которые установлены на открытой площадке на специальных бетонных опорах высотой три метра. Деаэраторы имеют по две деаэрационные колонки:

Тип: ДСА-300;

Пропускная способность каждой колонки: 300т/ч;

Общая пропускная способность четырех колонок: 1200т/ч;

Диаметр корпуса колонки: D_к=2080мм;

Общая высота: H=3680мм.

Внутри каждой колонки имеется пять дырчатых водораспределительных щитов (тарелок) с отверстиями D=8мм. Три тарелки с центральным проходом пара и две с боковым.

Горячая декарбонизированная вода поступает через два ввода $D = 200$ мм в верхнюю часть колонки и через водораспределители разливается по верхней тарелке. Через отверстия верхней тарелки вода тонкими струйками сливается на вторую тарелку и т.д., а с нижней тарелки в бак-аккумулятор. Снизу в колонку поступает пар с давлением 1,2 ата по трубопроводу $D=600$ мм и через парораспределительное устройство постепенно проходит вверх, пересекая и равномерно прогревая водяные струйки. При этом из воды удаляется кислород и углекислый газ. Паровоздушная смесь отводится из верхней части колонки деаэраторов по трубопроводу $D=100$ мм в теплообменники выпара или в атмосферу.

Для перекачки деаэрированной воды из деаэраторов в баки-аккумуляторы $V=10000$ м³ установлено два перекачивающих насоса:

№1: Тип: 1Д 1250;

Производительность: 1250 м³/час;

Напор: 20-60 м.в.ст.;

Потребляемая мощность: 132 кВт;

Число оборотов: установлен частотный привод, позволяющий плавно изменять обороты от 0 до 1200 об/мин.

№2: Тип: 1Д 1250 ;

Производительность: 1250 м³/час,

Напор: 20-60 м.в.ст.;

Потребляемая мощность: 132 кВт,

В летний период горячая вода из баков-аккумуляторов $V=10000$ м³ поступает на всас ЛСЭН с характеристиками:

ЛСЭН № 1,2,3:

Тип: 1Д630-90;

Производительность: 630 м³/час;

Напор: 90 м.в.ст.;

Напряжение: 6 кВ,

Потребляемая мощность: 237 кВт, у ЛСЭН №3 –250 кВт,

Число оборотов: 1450 об/мин.

От ЛСЭН вода расходится по трем трубопроводам $D=600$ мм, $D=400$ мм и $D=250$ мм. На двух трубопроводах $D=600$ мм, $D=400$ мм установлены регулирующие клапаны и отключающие задвижки.

Вода на выходе из баков-аккумуляторов имеет температуру $65\pm 2^{\circ}\text{C}$. С этой же температурой вода поступает в трубопроводы после ЛСЭН.

Подача горячей воды в летний период по трубопроводу I-ой системы отопления для нужд города ведется от ЛСЭН. По трубопроводу $D=600\text{мм}$ от ЛСЭН вода поступает в районе ТК-19, где данный трубопровод врезан в линию $D=700\text{мм}$ прямой сетевой воды I-ой системы отопления через обратный клапан. По данной линии идет горячая вода на микрорайоны №5, №14 и №2.

По трубопроводу $D=400\text{мм}$ от ЛСЭН ведется горячее водоснабжение микрорайона №2 через задвижку 43Г. От этого трубопровода через задвижку 65"Г" отходит трубопровод $D=250\text{ мм}$ для подачи горячей воды потребителям в ТК-19. Там от распределительного коллектора горячая вода уходит на "КБ", "Боровое", завод №1. Там же, в ТК-19 имеется коллектор возврата линий ГВС с КБ, Боровое, завода №1. Затем возвратная вода приходит на ГВС по трубопроводу $D=250\text{мм}$.

В зимний период для подпитки I-ой системы отопления производится включение в работу зимних электронасосов:

Тип: 12 НДС:

Производительность: $720\text{м}^3/\text{ч}$;

Напор: 20м.в.ст. ;

Число оборотов: $1000\text{об}/\text{мин}$,

Потребляемая мощность: 55кВт .

Приложение № 1 «Схема сетевой установки основных и пиковых подогревателей I и II систем теплоснабжения»

2. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения.

В соответствии с технологией производства в системе теплоснабжения возможно снижение производительности водоподготовительных установок теплоносителя при аварийных режимах работы систем ВПУ.

Утечка воды из системы выражается в падении давления в системе отопления, а так же в усиленной подпитке системы. Падение давления в водяной системе представляет опасность, так как при этом может произойти вскипание воды, нагретой выше 100°C , возникнут гидравлические удары и повреждение оборудования.

При всех случаях падения давления в системе необходимо увеличить подпитку.

Если утечка настолько значительна, что идут гидравлические удары и срывается циркуляция воды в системе, необходимо немедленно закрыть пар на бойлера, начав с пиковых.

Прекращение циркуляции воды в системе.

Прекращение циркуляции приводит к перегреву и вскипанию воды в бойлерах и резкому возрастанию давления во всей системе. Циркуляция в системе может прекратиться при закрытии задвижек на магистралях, при завоздушивании, при вскипании воды и образовании паровых пробок и гидроударов, при прекращении работы сетевых насосов. Если циркуляция прекратилась вследствие отключения сетевого насоса, необходимо включить в работу резервный насос.

Повреждение трубок бойлеров.

При повреждении трубок бойлеров будет иметь место попадание сетевой воды в паровое пространство бойлеров, что скажется на качестве конденсата. При наличии повреждения трубок и повышения уровня в бойлере надлежит отключить поврежденный бойлер, включив в работу резервный.

Повреждения водяных линий, арматуры, фланцев, корпуса и крышек бойлеров.

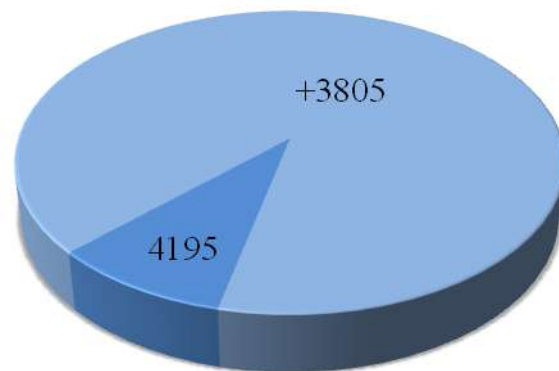
Существующий баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети I системы отопления в аварийных режимах системы (отключения одного или двух сетевых насосов).

№	Наименование	Ед. измерения	Значение
1.	Производительность ВПУ (производительность сетевых насосов)	Тонн/ч	9000
3.	Располагаемая производительность ВПУ	Тонн/ч	4500
3.1	Располагаемая производительность ВПУ (пропускная способность бойлеров)	Тонн/ч	6000
3.2	Располагаемая производительность ВПУ (по трубопроводу). Пропускная способность трубопровода 1 системы отопления Ду 800	Тонн/ч	4500
4.	Максимальные расходы сетевой воды 1 системы отопления	Тонн/ч	4195
5.	Производительность ВПУ при отключении одного сетевого насоса	Тонн/ч	8000
6.	Производительность ВПУ при отключении двух сетевых насосов	Тонн/ч	7000
7.	Резерв (+) ВПУ 1 системы отопления при отключении одного сетевого насоса	Тонн/ч	+3805
8.	Резерв (+) ВПУ 1 системы отопления при отключении двух сетевых насосов	Тонн/ч	+2805
9.	Доля резерва (+) ВПУ 1 системы отопления при отключении одного сетевого насоса	%	+90,7%
10.	Доля резерва (+) ВПУ 1 системы отопления при отключении двух сетевых насосов	%	+66,86%

Перспективный баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети I системы отопления в аварийных режимах системы (отключения одного или двух сетевых насосов) на 2021 г.

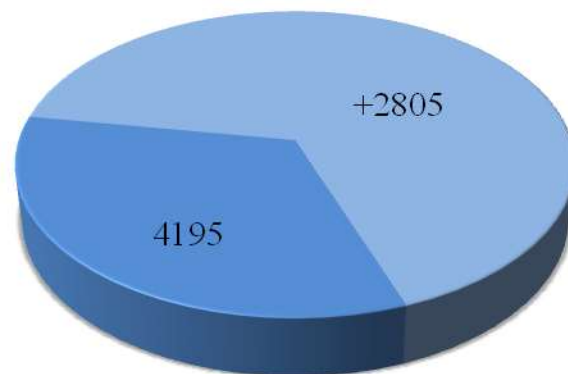
№	Наименование	Ед. измерения	Значение
1.	Производительность ВПУ (производительность сетевых насосов)	Тонн/ч	9000
3.	Располагаемая производительность ВПУ	Тонн/ч	4500
3.1	Располагаемая производительность ВПУ (пропускная способность бойлеров)	Тонн/ч	6000
3.2	Располагаемая производительность ВПУ (по трубопроводу). Пропускная способность трубопровода 1 системы отопления Ду 800	Тонн/ч	4500
4.	Максимальные расходы сетевой воды 1 системы отопления	Тонн/ч	4195
5.	Производительность ВПУ при отключении одного сетевого насоса	Тонн/ч	8000
6.	Производительность ВПУ при отключении двух сетевых насосов	Тонн/ч	7000
7.	Резерв (+) ВПУ 1 системы отопления при отключении одного сетевого насоса	Тонн/ч	+3805
8.	Резерв (+) ВПУ 1 системы отопления при отключении двух сетевых насосов	Тонн/ч	+2805
9.	Доля резерва (+) ВПУ 1 системы отопления при отключении одного сетевого насоса	%	+90,7%
10.	Доля резерва (+) ВПУ 1 системы отопления при отключении двух сетевых насосов	%	+66,86%

Производительность 1 системы отопления при отключении одного сетевого насоса



- Максимальные расходы сетевой воды 1 системы отопления (Тонн/ч.)
- Резерв (+) ВПУ 1 системы отопления при отключении одного сетевого насоса (Тонн/ч.)

Производительность 1 системы отопления при отключении двух сетевых насосов



- Максимальные расходы сетевой воды 1 системы отопления (Тонн/ч.)
- Резерв (+) ВПУ 1 системы отопления при отключении двух сетевых насосов (Тонн/ч.)

Существующий баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети II системы отопления в аварийных режимах системы (отключения одного или двух сетевых насосов)

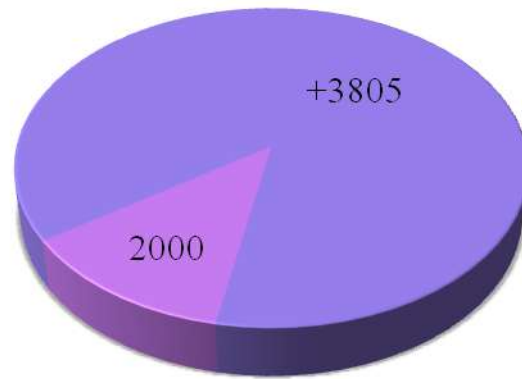
№	Наименование	Ед. измерения	Значение
1.	Производительность ВПУ (производительность сетевых насосов)	Тонн/ч	5000
3.	Располагаемая производительность ВПУ	Тонн/ч	2600
3.1	Располагаемая производительность ВПУ (пропускная способность бойлеров)	Тонн/ч	4500
3.2	Располагаемая производительность ВПУ (по трубопроводу). Пропускная способность трубопровода 2 системы отопления Ду 600	Тонн/ч	2600
4.	Максимальные расходы сетевой воды 2 системы отопления	Тонн/ч	2000
5.	Производительность ВПУ при отключении одного сетевого насоса	Тонн/ч	3750
6.	Производительность ВПУ при отключении двух сетевых насосов	Тонн/ч	2500
7.	Резерв (+) ВПУ 2 системы отопления при отключении одного сетевого насоса	Тонн/ч	+1750
8.	Резерв (+) ВПУ 2 системы отопления при отключении двух сетевых насосов	Тонн/ч	+500
9.	Доля резерва (+) ВПУ 2 системы отопления при отключении одного сетевого насоса	%	+87,5%
10.	Доля резерва (+) ВПУ 2 системы отопления при отключении двух сетевых насосов	%	+25,0%

Перспективный баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети II системы отопления в аварийных режимах системы (отключения одного или двух сетевых насосов) на 2021г.

№	Наименование	Ед. измерения	Значение
---	--------------	---------------	----------

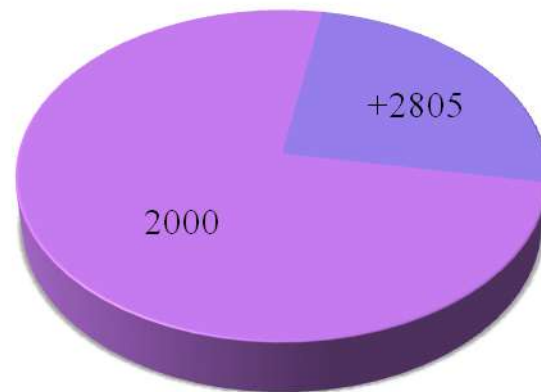
1.	Производительность ВПУ (производительность сетевых насосов)	Тонн/ч	5000
3.	Располагаемая производительность ВПУ	Тонн/ч	2600
3.1	Располагаемая производительность ВПУ (пропускная способность бойлеров)	Тонн/ч	4500
3.2	Располагаемая производительность ВПУ (по трубопроводу). Пропускная способность трубопровода 2 системы отопления Ду 600	Тонн/ч	2600
4.	Максимальные расходы сетевой воды 2 системы отопления	Тонн/ч	2000
5.	Производительность ВПУ при отключении одного сетевого насоса	Тонн/ч	3750
6.	Производительность ВПУ при отключении двух сетевых насосов	Тонн/ч	2500
7.	Резерв (+) ВПУ 2 системы отопления при отключении одного сетевого насоса	Тонн/ч	+1750
8.	Резерв (+) ВПУ 2 системы отопления при отключении двух сетевых насосов	Тонн/ч	+500
9.	Доля резерва (+) ВПУ 2 системы отопления при отключении одного сетевого насоса	%	+87,5%
10.	Доля резерва (+) ВПУ 2 системы отопления при отключении двух сетевых насосов	%	+25,0%

Производительность 2 системы отопления при отключении одного сетевого насоса



- Максимальные расходы сетевой воды 2 системы отопления (Тонн/ч.)
- Резерв (+) ВПУ 2 системы отопления при отключении одного сетевого насоса (Тонн/ч.)

Производительность 2 системы отопления при отключении двух сетевых насосов

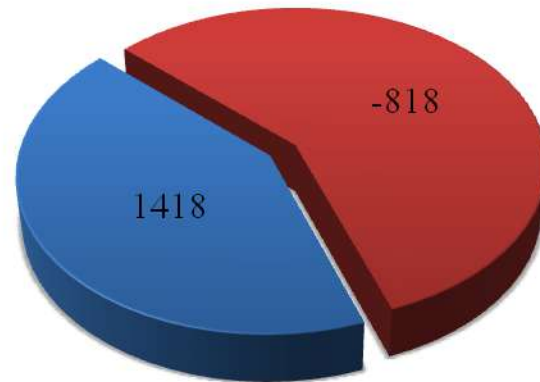


- Максимальные расходы сетевой воды 2 системы отопления (Тонн/ч.)
- Резерв (+) ВПУ 2 системы отопления при отключении двух сетевых насосов (Тонн/ч.)

Перспективный баланс производительности ВПУ подпиточного устройства (установка ГВС) в аварийных режимах системы (отключение одного деаэратора атмосферного типа)

№	Наименование	Ед. измерения	Значение
1.	Производительность подпиточного устройства по горячей воде	Тонн/ч	1200
3.	Располагаемая производительность ВПУ. Общая пропускная способность четырех деаэрационных колонок.	Тонн/ч	1200
4.	Потери располагаемой производительности	%	0%
5.	Собственные нужды	Тонн/ч	28
6.	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	2
7.	Емкость баков аккумуляторов	Тыс.м ³	20
8.	Всего подпитка теплосети, в т.ч.	Тонн/ч	839,5
7.	Максимальные подпитки тепловой сети	Тонн/ч	1418
8.	Производительность ВПУ при отключении одного деаэратора атмосферного типа	Тонн/ч	600
9.	Дефицит (-) ВПУ подпиточного устройства (установка ГВС) при отключении одного деаэратора атмосферного типа	Тонн/ч	-818
10.	Доля дефицита (-) ВПУ подпиточного устройства (установка ГВС) при отключении одного деаэратора атмосферного типа	%	-57,68%

Производительность системы ГВС при отключении одного деаэратора атмосферного типа



- Максимальные подпитки тепловой сети (Тонн/ч.)
- Дефицит (-) ВПУ подпиточного устройства (установка ГВС) при отключении одного деаэратора атмосферного типа (Тонн/ч.)

***АКТУАЛИЗИРОВАННАЯ СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА САРОВА
НА ПЕРИОД ДО 2028 ГОДА
(ПО СОСТОЯНИЮ НА 2021 ГОД)***

**Раздел 4. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению и
(или) модернизации источников тепловой энергии**

г.Саров

2020 г.

СОДЕРЖАНИЕ:

1.	Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях поселения, городского округа, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии.	стр. 4
2.	Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии.	стр.26
3.	Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения.	стр. 34
4.	Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных, меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае, если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно.	стр. 39
5.	Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для каждого этапа.	стр.53
6.	Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в пиковый режим работы для каждого этапа, в том числе график перевода.	стр.53
7.	Решения о загрузке источников тепловой энергии, распределении (перераспределении) тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии в каждой зоне действия системы теплоснабжения между источниками тепловой энергии, поставляющими тепловую энергию в данной системе теплоснабжения, на каждом этапе.	стр.55
8.	Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, устанавливаемый для каждого этапа, и оценку затрат при необходимости его изменения.	стр.60
9.	Анализ вопроса снижения проектного температурного графика регулирования систем теплоснабжения в масштабах страны.	Стр.75
10.	Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности с предложениями по утверждению срока ввода в эксплуатацию новых мощностей.	стр.101

1. Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях поселения, городского округа, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии. Обоснование отсутствия возможности передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии основывается на расчетах радиуса эффективного теплоснабжения.

Сведения о проекте «Строительство III очереди ТЭЦ»

Реализация проекта «Строительство III очереди ТЭЦ» должна обеспечить достижение следующих показателей:

- увеличение установленной тепловой и электрической мощности источника и ликвидация дефицита мощности;
- создание условий для обеспечения потребностей энергоснабжения ЗАТО г. Саров, в т.ч. ФГУП "РФЯЦ - ВНИИЭФ";
- создание условий для развития жилищного сектора и инфраструктуры г. Саров;
- повышение энергоэффективности производства тепловой и электрической энергии;
- повышение качества, надежности и безопасной эксплуатации оборудования опасного производственного объекта АО «Саровская Генерирующая Компания».

Начало проекту строительства III очереди расширения ТЭЦ было положено 13.09.1979 года утверждением заместителем Министра среднего машиностроения А.Д. Захаренковым задания на разработку технико-экономического обоснования расширения и реконструкции ТЭЦ. 29.01.1983 г. заместителем Министра А.Н. Усановым было утверждено задание на разработку проекта и рабочей документации основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ установленной мощности 50 МВт.

Проект III очереди расширения ТЭЦ заказа 0401 был выполнен институтом «ВНИПИЭНЕРГОПРОМ» г. Москва в 1984 году и утверждён Министерством среднего машиностроения протоколом от 10.01.85 г. № К-112.

Рабочая документация выполнялась Приволжским филиалом института «ВНИПИЭНЕРГОПРОМ» г. Казань в 1985 – 1989 годах.

Установленная тепловая мощность ТЭЦ составила в 2019 г. 715 Гкал/час до ввода турбины №9. В соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 27.06.2011 № 245 генерирующие мощности, выпущенные ранее 1952 года, не допускаются на оптовый рынок как не соответствующие требованиям оптового рынка. С учетом постепенного вывода из эксплуатации котлоагрегатов и турбин блока среднего давления I очереди тепловая мощность ТЭЦ составит 725 Гкал/час в 2020 году.

Основной проблемой Саровской ТЭЦ является старение основного оборудования и тепловых сетей, а также низкая эффективность использования топлива связанная с низким показателем удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении $\text{Эср} = 259 \text{ кВт.ч/Гкал}$ (причина убытков станции – потребление тепловой энергии выросло а новых мощностей не устанавливалось с 60 годов, не считая ПВК). На современных паротурбинных ТЭЦ этот показатель достигает величины $700 \div 800 \text{ кВт.ч/Гкал}$, а на парогазовых – $1\ 600 \text{ кВт.ч/Гкал}$. (Дополнительная выработка на тепловом потреблении 130 млн.квт-ч позволит увеличить данный показатель до 360 квт-ч/Гкал дополнительно вырабатывать– 100 квтч на каждую отпущенную Гкал. Можно надстроить БСД газовыми турбинами. Можно вторую очередь. Сегодня только выработка электроэнергии и ее реализация на оптовом рынке позволяет работать с положительной прибылью, так как тепловая энергия убыточна согласно показателям деятельности ТГК-5,6,7 и других теплоснабжающих компаний РФ.

Расчет дефицита тепловой установленной мощности ТЭЦ по состоянию на 01.01.2020 г. представлен в таблице № 1.

№	Наименование	Ед. изм.	Показатель	Примечание
При расчетной температуре $T_{нв} = -32^{\circ}\text{C}$ и максимальных договорных и фактических тепловых нагрузках				
1	Установленная тепловая мощность ТЭЦ	Гкал/час	736	энергетические котлы (4 шт.) – 436 Гкал/час, пиковые водогрейные котлы (3 шт.) – 300 Гкал/час
2	в том числе тепловая мощность на выработку электроэнергии	Гкал/час	130	
3	Тепловая мощность ТЭЦ на 2019	Гкал/час	715	
	в том числе нормативные потери тепла в теплосетях	Гкал/час	25,0	
	в том числе расход на собственные нужды ТЭЦ	Гкал/час	26,2	

4	Располагаемая тепловая мощность ТЭЦ	Гкал/час	663,8	$= (725 - 26,2 - 25)$
5	Договорная максимальная тепловая нагрузка абонентов, включая КБ-50 в том числе:	Гкал/час	640,338	при $T_{нв} = -32^{\circ}\text{C}$
	на отопление и вентиляцию	Гкал/час	521,558	
	на горячее водоснабжение	Гкал/час	108,914	
	на технологию (пар)	Гкал/час	9,86	
6	Текущий дефицит при работе в режиме максимальных договорных нагрузок	Гкал/час	+ 23,462	$= (663,8 - 640,338)$
7	Перспективный дефицит с учетом перспективных подключений до 2028г. (на 49.812 Гкал/час с учетом МКР-1А) с учетом ввода 3-й очереди ТЭЦ при максимальном договорном потреблении без учета энергосбережения	Гкал/час	- 71,016	см. Раздел 2

В соответствии с нормативными документами энергетическому оборудованию и его основным элементам устанавливается назначенный срок службы или парковый ресурс. За пределами назначенного срока службы и паркового ресурса оборудование подлежит экспертному обследованию, по результатам которого планируются технические мероприятия по восстановлению забракованных узлов, и назначается индивидуальный ресурс работы агрегата до следующего диагностирования.

В связи с исчерпанием паркового ресурса и окончанием назначенного срока службы в структуре затрат на поддержание оборудования в исправном состоянии значительную долю составляют сверхрегламентные работы (не предусмотренные типовыми объемами текущих и капитальных ремонтов оборудования). Выполнение этих работ не обеспечено собственными трудовыми ресурсами, поэтому для их выполнения привлекаются сторонние организации.

Векторы развития ЗАТО г. Саров:

- Резкое ускорение в развитии научно-промышленного комплекса ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ» в связи с увеличением Гособоронзаказа.
- Формирование территории опережающего развития в г. Сарове, включающего технопарк п. Сатис
- Развитие (жилищное строительство) Северной, Западной селитебных территорий г. Саров.

1. Резкий рост (удвоение) потребности в электрической мощности в размере 125.1 МВт, в том числе:

Развитие ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ» - 51,51 МВт (в соответствии с планом развития ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ» до 2025года);

Для ввода жилья и социальной инфраструктуры развиваемых территорий – 17,01 МВт (в соответствии с программой развития инженерной инфраструктуры г. Саров).

2. Рост потребления тепловой энергии в размере 104,487 Гкал/час (согласно выданным условиям на подключение с 2020 по 2028г.г. и с учетом перспективы ввода МКР-1А) в том числе:

Развитие ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ» - 45,35 Гкал/час;

Кластер и жилищное строительство – 21,35 Гкал/час.

Перспектива ввода МКР-1А – 36,422 Гкал/час.

3. Обеспечение энергобезопасности ядерного производства основного потребителя – ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ».

4. Дефицит тепловой и электрической мощности единственного источника ЗАТО г. Саров – Саровской ТЭЦ.

5. На фоне роста потребления электрической и тепловой энергии необходимость обновления основных фондов единственного источника тепловой энергии г. Саров – ТЭЦ АО «СГК».

Перспективный баланс электрической мощности ЗАТО г. Саров без ввода III очереди ТЭЦ представлен в таблице №2:

Перспективный максимум потребления до 2025 г.	185.1МВт (125,1 и 60 сущ)
Мощность ТЭЦ без ввода III очереди и выводом I очереди	55 МВт
Перспективный дефицит	130.1 МВт

При отключении линий связи с системой противоаварийной автоматикой отключается 47,5 % потребителей.

Перспективный баланс электрической мощности ЗАТО г. Саров с вводом III очереди ТЭЦ представлен в таблице №3:

Перспективный максимум потребления до 2025г.	185.1 МВт
Мощность ТЭЦ с вводом III очереди ТЭЦ и выводом I очереди	105 МВт
Перспективный дефицит	80.1МВт

При отключении линий связи с системой обеспечивается энергобезопасность ЗАТО г. Саров.

Проект «Строительство III очереди ТЭЦ» предусматривает ввод следующих мощностей:

- котлоагрегат Е-220-100 ст. № 9 (135 Гкал/час))-введен в 2014 году;
- котлоагрегат Е-220-100 ст. № 10 (135 Гкал/час) – **вводится в 2022 году**;
- турбоагрегат ПТ-25-90/10 ст. № 8 (25,0 МВт)-введен в 2018 году.;
- турбоагрегат ПТ-25-90/10 ст. № 9 (25,0 МВт) вводится в 2020 году.

Введение в эксплуатацию оборудования III очереди ТЭЦ позволит:

- увеличить электрическую мощность ТЭЦ на 50 МВт и выработанную электроэнергию на 40 млн. кВт/ч в год на тепловом потреблении.

- увеличить тепловую мощность ТЭЦ на 270 Гкал.

- обеспечить требуемую категорию надежности энергоснабжения Российского Федерального Ядерного Центра.

Установленная тепловая мощность с вводом двух котлоагрегатов Е-220-100 и двух турбоагрегатов ПТ-25-90/10 будет составлять 800 Гкал/ч без вывода первой очереди (с выводом энергетического оборудования 1 очереди **725 Гкал/час**), в т.ч.: турбоагрегатов –415,6 Гкал/ч, РОУ-84,5 Гкал/ч, пиковых водогрейных котлов – 300 Гкал/ч.

Перспективный тепловой баланс схемы теплоснабжения ЗАТО г. Саров с вводом III очереди ТЭЦ представлен в таблицах №4 и №5.

Таблица №4 . Перспективная тепловая мощность ТЭЦ АО «СГК».

Состав основного оборудования	ст.№	Тип	31.12.2013-31.12.2016		01.01.2017		01.01.2018		01.01.2019		2020		2021-2023	
			МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч
Паровые турбины	1	П-4-35/5 "Лаваль"	4	23,6	4	23,6	4	23,6	4	23,6				
	2	П-4-35/5 "Лаваль"	4	17,5	4	17,5	4	17,5	4	17,5				
	3	П-4-35/5 "Лаваль"	4	17,5	4	17,5	4	17,5	4	17,5				
	4	П-4-35/5 "Лаваль"	4	23,6	4	23,6	4	23,6	4	23,6				
	6	ВПТ-25-4	30	105,9	30	105,8	30	105,8	30	105,8	30	105,8	30	105,8
	7	ПР-25-90/10/0,9	25	85,7	25	85,7	25	85,7	25	85,7	25	85,7	25	85,7
	8	ПТ-25-90/10	-	-	-	-	-	71	-	71	25,83	71	25,83	71
	9	ПТ-25-90/10	-	-	-	-	-	-	-	-	25,743	71	25,743	71
Паровые котлоагрегаты	1	ТС-35	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	2	ТС-35	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

	3	ТС-35	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	4	ТС-35	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	5	ТС-35	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	6	ТП-170	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	7	БКЗ-160-100ФБ	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	8	БКЗ-160-100ФЖШ	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	9	Е-220-100	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	10	Е-220-100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	+
	б/н	РОУ	-	20	-	20	-	70	-	70	-	91	-	91
Пиковые водогрейные котлы	1	ПТВМ-100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100
	2	ПТВМ-100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100
	3	ПТВМ-100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100
Итого Саровская ТЭЦ			71	594	71	594	71	715	71	715	106,573	725	106,573	725
в том числе отборов паровых турбин			-	274	-	274	-	345	-	345		334	-	334
РОУ			-	20	-	20	-	70	-	70		91	-	91

Общая установленная мощность теплофикационного оборудования ТЭЦ по состоянию на 01.01.2020года составляет **725,0 Гкал/ч.**

Таблица №5 . Перспективная тепловая мощность и перспективная тепловая нагрузка потребителей в зоне действия ТЭЦ АО «СГК» (с вводом 3-й очереди):

ТЭЦ АО «Саровская генерирующая компания» г. Саров	2017 (факт)	2018 (факт)	2019 (факт)	2020	2021	2022	2023	2024- 2028	Примечания
	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	
Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в т.ч.	715	715	715	725	725	725	725	725	
Тепловая мощность на собственные нужды	22	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	

Тепловые потери	25	25	25	25	25	25	25	25	
Прогнозная присоединяемая тепловая нагрузка	7.893	1.612	1,124	6.105	15,996	8,839	23,733	49,812(с учетом ввода МКР-1А)	Прогнозные величины рассчитаны на базе выданных условий подключения. Фактическая величина подключаемых мощностей зависит от наличия финансовых источников застройщиков на момент реализации и фактических тепловых нагрузок вводимых объектов
Расчетная присоединенная договорная тепловая нагрузка	629,966	633,051	640,338(с КБ-50 без пара)	646.436	662,432	671,271	695.004	744,816	Договорные нагрузки потребителей и расчетных нагрузок в условиях подключения с 2019года с учетом подключения нагрузки КБ-50 от ТЭЦ (7,369Гкал/час без пара)
Расчетный резерв(+)/дефицит (-) тепловой мощности	38.034	30,749	23.462	27.364	11,368	2.529	-21.204	-71.016	Величины резерва и дефицита указаны исходя из договорных нагрузок потребителей и расчетных нагрузок в условиях подключения с 2019года с учетом подключения нагрузки КБ-50 от ТЭЦ (7,369Гкал/час без пара)

Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии

1. Надежность и безопасность эксплуатации оборудования III очереди ТЭЦ не может вызывать сомнений по следующим причинам:
 - В проекте III очереди применена классическая технологическая схема тепловой электростанции с типовым оборудованием, выпускаемым российскими заводами-изготовителями, имеющими разрешения на изготовление данного оборудования Ростехнадзора РФ. Аналогичное оборудование долгие годы безаварийно работает на тепловых электростанциях РФ, в том числе на действующей ТЭЦ АО «СГК».
 - Оборудование III очереди зарегистрировано в органах Ростехнадзора.
 - Основные разделы проектной документации получили положительное заключение Главгосэкспертизы РФ.
2. Дефицит тепловой и электрической мощности оборудования действующей ТЭЦ АО «СГК» определен с учетом текущих нагрузок и заявленных мощностей новых потребителей электрической и тепловой энергии, как промышленной, так и жилищно-коммунальной сфер экономики ЗАТО г. Саров. Учитывая, что практически все оборудование АО «СГК» выработало ресурс, проблема дефицита из-за возможного вывода из работы действующего оборудования может значительно обостриться.
3. Все альтернативные варианты строительству III очереди ТЭЦ ведут к значительному увеличению капитальных затрат по следующим причинам:
 - Потребуется поиск строительной площадки для новой котельной. В условиях сложившейся застройки ЗАТО г. Саров найти новую площадку практически невозможно.
 - Строительство новой котельной требуемой мощности 900 Гкал/час по капитальным затратам превышает стоимость строительства III очереди в три раза.
 - III очередь подключается к действующим энергетическим коммуникациям (газ, мазут, вода, канализация, тепловые и электрические сети, связь, железные и автомобильные дороги). Для новой котельной все перечисленные коммуникации потребуются строить заново.
 - Стоимость строительства новых высоковольтных линий электропередач вместо практически установленных генераторов III очереди ТЭЦ ориентировочно превысит стоимость строительства всей III очереди в три раза,

учитывая высокую стоимость технологического присоединения и удаленность ближайших подстанций ОАО «ФСК ЕЭС» (ПС «Радуга» - более 150 км и ПС «Арзамасская» более 100 км).

4. Статьей 3 190 – ФЗ «О теплоснабжении» оговаривается приоритетное использование комбинированной выработки электрической и тепловой энергии при организации теплоснабжения. Строительство котельной противоречит данному положению.
5. Основным и критическим недостатком варианта с применением парогазовых технологий является неоптимальное соотношение устанавливаемых тепловой и электрической мощностей применительно к площадке ТЭЦ АО «СГК». При установке ПГУ очень значительно увеличивается электрическая мощность и в значительно меньшей степени увеличивается тепловая мощность. Так применительно к III очереди ТЭЦ чтобы заместить 275 Гкал/час устанавливаемой тепловой мощности (два котла БКЗ-220) по существующему проекту вариантом с применением ПГУ, потребуется установка ориентировочно 300 МВт электрической мощности вместо 50 МВт. Это ведет к резкому росту затрат на реализацию проекта до 15 млрд. рублей вместо 1,319 млрд. рублей. Кроме этого, вписать данные мощности в уже построенное здание будет невозможно. А для выдачи мощности потребуется пересмотр схемы выдачи мощности (по существующему проекту она не меняется). Существующее открытое распреустройство ОРУ 110 кВ и 220 кВ ТЭЦ не позволяет столь значительное увеличение мощности. Кроме реконструкции ОРУ потребуется реконструкция, а возможно и строительство новых высоковольтных линий электропередач. Все это в комплексе делает вариант с применением ПГУ практически нереализуемым.

Таким образом, реализация существующего проекта III очереди ТЭЦ с вводом турбогенераторов №8,9 суммарной мощностью 50МВт является единственным безальтернативным вариантом решения проблем энергокомплекса ЗАТО г. Саров:

- морального и физического износа оборудования 1 и 2 очереди ТЭЦ;
- перспективного дефицита электрической мощности;
- дефицита тепловой мощности;
- финансовой устойчивости АО «СГК».



МИНИСТЕРСТВО РЕГИОНАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
(МИНРЕГИОН РОССИИ)
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АВТОНОМНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ»
(ФАУ «ГЛАВГОСЭКСПЕРТИЗА РОССИИ»)

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель начальника

В.М.Вернигор

« 09 » июля 2012 г.

**ПОЛОЖИТЕЛЬНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ
ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ № 626 -12/ГТЭ-7705/02**

(№ в Реестре 00-1-4-2 3 1 0-12)

Объект капитального строительства

Строительство III очереди ТЭЦ (корректировка проекта)
(ул. Варламовская дорога, д. 31, г. Саров, Нижегородская область)

Объект государственной экспертизы

проектная документация "Строительство III очереди ТЭЦ
(корректировка проекта)"

Проектная документация и результаты инженерных изысканий

Кузин/ГТЭ-7705

112

характера» разработан на основании пункта 32«б» Положения, по содержанию соответствует СП 11-107-98 «Порядок разработки и состав раздела «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций» проектов строительства». Принятые мероприятия по гражданской обороне, мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера разработаны в соответствии с требованиями законодательных, нормативных технических документов в области гражданской обороны и предупреждения чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

6.4. Общие выводы

Результаты инженерных изысканий соответствуют установленным требованиям.

Проектная документация «Строительство III очереди ТЭЦ (корректировка проекта)» соответствует результатам инженерных изысканий и установленным требованиям.

Начальник Отдела объектов
энергетического комплекса

Ю.В. Багутин

Главный специалист

А.Ф. Кузин

Начальник Отдела объектов
коммунального и водного хозяйства

В.И. Федоров

Главный специалист
Гидротехническая часть

А.А. Ниберг

Начальник отдела
строительных решений

Ю.В. Антипина

Главный специалист
Инженерно-геологические изыскания

В.И. Иванов

Главный специалист
Инженерно-геодезические изыскания

А.К. Косенко

Главный специалист
Инженерно-гидрометеорологические изыскания

Е.И. Тидеман

Главный специалист
Конструктивные решения, ОТС

А.М. Буров

Кузин/ГТЭ-7705

Начальник сметного отдела
(Организация строительства)

Т.В. Ржевская

Главный специалист
Организация строительства

П.П. Чаталбашев

Начальник отдела
инженерного обеспечения

В.А. Аллахвердянц

Главный специалист
Электроснабжение, электрооборудование
и электроосвещение

П.П. Шундрик

Главный специалист
Водоснабжение и водоотведение

Н.Б. Егунева

Главный специалист
Отопление, вентиляция и кондиционирование

И.А. Шibaева

Главный специалист
Теплоснабжение, газоснабжение

нач. отдела

В.А. Аллахвердянц
Г.И. Булахтин

Главный специалист
Системы связи и сигнализации

Е.В. Мещерская

Главный специалист
Автоматизация управления средствами
инженерного оборудования

Л.В. Наумова

Начальник отдела
экологической экспертизы

С.П. Балашова

Главный специалист
Экологическая экспертиза

В.А. Гаврилов

Главный специалист
Санитарно-эпидемиологическая экспертиза

Л.В. Синицына

Начальник отдела экспертизы
предупреждения чрезвычайных ситуаций

А.А. Пономарев

Главный специалист
Мероприятия ИТМ ГО ЧС

А.И. Чирков

Главный специалист
Мероприятия по обеспечению
пожарной безопасности

Н.А. Красильников

Начальник отдела экспертизы
промышленной безопасности

С.И. Морозов

Заместитель начальника отдела
Экспертиза промышленной безопасности

Е.Н. Кокорев

Главный специалист
Экспертиза промышленной безопасности

А.Ю. Компанейцев



Прошито и пронумеровано 114 стр.

Подпись *А.В. Кузин*



Администрация г. Сарова Нижегородской области

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

06.11.2012

№ 4343

О разрешении строительства объекта капитального строительства – строительство III очереди ТЭЦ, расположенного по адресу: Нижегородская область, город Саров, дорога Варламовская, дом 31

На основании заявления генерального директора Управляющей организации ОАО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ» С.Н.Ковалева от 23.10.2012 вх. № 1274/01.10-44, договора аренды земельного участка, находящегося в федеральной собственности от 08.12.2009 №0419/60, постановления администрации от 12.11.2007 № 2777 «Об утверждении градостроительного плана земельного участка, расположенного по адресу: Варламовская дорога, д. 31», проектной документации инв. № 043.2496-ПЗ1, положительного заключения государственной экспертизы от 09.07.2012 № 626-12/ГГЭ-7705/02, в соответствии со ст. 51 Градостроительного кодекса Российской Федерации, руководствуясь ст. 36 Устава города Сарова:

1. Разрешить Закрытому акционерному обществу «Саровская генерирующая компания» строительство объекта капитального строительства – строительство III очереди ТЭЦ, расположенного по адресу: Нижегородская область, город Саров, дорога Варламовская, дом 31.

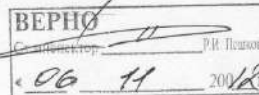
2. Управлению архитектуры, градостроительства и землеустройства подготовить разрешение на строительство объекта капитального строительства – строительство III очереди ТЭЦ, расположенного по адресу: Нижегородская область, город Саров, дорога Варламовская, дом 31.

3. Контроль за исполнением настоящего постановления возложить на заместителя главы администрации по архитектуре и градостроительству Р.М. Назмутдинова.

Глава администрации



В.Д.Димитров



Кому Закрытое акционерное общество
(наименование застройщика)
«Саровская генерирующая компания»
(фамилия, имя, отчество – для граждан,
проспект Мира, дом 6,
полное наименование организации – для юридических лиц),
город Саров Нижегородской области, 607188
его почтовый индекс и адрес)

**РАЗРЕШЕНИЕ
на строительство**

№ ru52304000-01-22/237

Администрация города Сарова Нижегородской области
(наименование уполномоченного федерального органа исполнительной власти,
или органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации, или органа местного

самоуправления, осуществляющих выдачу разрешения на строительство)
руководствуясь статьей 51 Градостроительного кодекса Российской Федерации, разрешает
строительство, реконструкцию, капитальный ремонт объекта капитального строительства
(ненужное зачеркнуть)

Строительство III очереди ТЭЦ.
(наименование объекта капитального строительства)

I этап строительства:
в соответствии с проектной документацией, краткие проектные характеристики,

- Здание блока высокого давления ТЭЦ в осях 13+28, А+Д
описание этапа строительства, реконструкции, если разрешение выдается на этап строительства, реконструкции)

- Здание дымососного отделения ТЭЦ в осях 14+21;

- Противопожарная насосная станция № 1 с резервуаром V=1000 куб.м;

- Наружные инженерные и технологические сети и коммуникации;


- Внутриплощадочные автодороги и площадки
расположенного по адресу Нижегородская область, город Саров, дорога Варламовская, дом 31
(полный адрес объекта капитального строительства с указанием

субъекта Российской Федерации, административного района и т.д. или строительный адрес)

Срок действия настоящего разрешения – до “ 30 ” апреля 2015 г.

Глава администрации
(подпись уполномоченного
сотрудника органа, осуществляющего
выдачу разрешения на строительство)

ПРОТОКОЛЬНАЯ 2012 г.


(подпись)

В.Д.Димитров
(расшифровка подписи)

Действие настоящего разрешения продлено до “ ” 20 г.

Реализованные мероприятия по проекту «Строительство III очереди ТЭЦ»

№	Реализованные мероприятия/ вехи	Дата	Описание полученного результата
1	Получение положительного заключения Государственной экспертизы на проектную документацию и результаты инженерных изысканий	09.07.2012г.	Положительное заключение получено, что подтвердило целесообразность реализации проекта
2	Подготовка конкурсной документации	Июль - август 2012г.	Эти мероприятия позволили организовать конкурентные процедуры
3	Проведение конкурентных процедур, заключение договоров на СМР по объектам I этапа строительства	Август -декабрь 2012г.	Эти мероприятия позволили определить подрядчиков для выполнения строительно-монтажных работ
4	Получение разрешения на строительство	06.12.2012г.	Это мероприятие позволяет начать строительно-монтажные работы на объектах I этапа строительства
5	Начало строительно-монтажных работ	ноябрь 2012 г.	
6	Пусконаладочные работы на к/а ст. № 9	март – июнь 2013г.	
7	Ввод в эксплуатацию котла № 9. Подписан акт приемки оборудования после комплексного опробования.	05.11.2013 г.	Мероприятие обеспечивает повышение надежности энергоснабжения
8	Ввод в эксплуатацию ГРП-1 с газопроводами высокого и среднего давления.	27.10.2014г.	Мероприятие обеспечивает повышение надежности газоснабжения ТЭЦ
9	Ввод в эксплуатацию турбоагрегата ПТ-25-90/10 ст. № 8	2018г.	Мероприятие позволяет увеличить выработку электроэнергии и обеспечить повышение надежности энергоснабжения
10	Правлением АО «АТС» принято решение о предоставлении права участия в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом турбоагрегата ПТ-25/30-90/10М ст.№ 8. (Уведомление № 01-02/18-45488 от 20.12.2018г.)	20.12.2018г.	Мероприятие позволяет увеличить выработку электроэнергии и обеспечить повышение надежности энергоснабжения
11	Ввод в эксплуатацию турбоагрегата ПТ-25-90/10 ст. № 9 Решением АО «АТС» предоставлено право участия в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке турбоагрегата ПТ-25-90/10 ст. № 9.	01.01.2020г.	Мероприятие позволяет увеличить выработку электроэнергии и обеспечить повышение надежности энергоснабжения

Предстоящие ключевые мероприятия проекта «Строительство III очереди ТЭЦ»

№	Предстоящие ключевые вехи/ события проекта	Плановая дата	Ожидаемая дата
1	Окончание строительного-монтажных работ котлоагрегата ст. № 10	2022г.	2022г.

**АКТ
ПРИЕМОЧНОЙ КОМИССИИ О ПРИЕМКЕ ОБОРУДОВАНИЯ
ПОСЛЕ КОМПЛЕКСНОГО ОПРОБОВАНИЯ**

г.Саров Нижегородской области

"05" ноября 2013 г.

Приемочная комиссия, назначенная

приказом от 08 октября 20 13 г. № 272/П

в составе:

председателя - представителя заказчика (застройщика):

Андропова Сергея Павловича, технического директор-главного инженера ЗАО «СГК»
(фамилия, имя, отчество, должность)

членов комиссии - представителей:

строительной организации ЗАО «СаровГидроМонтаж»
Киреева Николая Петровича, главного инженера
(фамилия, имя, отчество, должность)

проектной организации Нижегородский филиал ОАО «Институт ТеплоЭлектроПроект»

Гладикова Николая Николаевича, главного инженера проекта
(фамилия, имя, отчество, должность)

эксплуатационной организации ЗАО «СГК»
Разумова Павла Вячеславовича, начальника котельного цеха;
(фамилия, имя, отчество, должность)

Кузнецова Михаила Юрьевича, начальника электрического цеха;
(фамилия, имя, отчество, должность)

Авдошина Андрея Владимировича, начальника цеха тепловой автоматики и измерений;
(фамилия, имя, отчество, должность)

Шанина Сергея Евгеньевича, начальника отдела реконструкции и расширения производства;
(фамилия, имя, отчество, должность)

Воронцова Игоря Алексеевича, начальника химического цеха
(фамилия, имя, отчество, должность)

федерального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по контролю (надзору) в сфере промышленной безопасности Волжско-Окское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору

Горюнова Олега Николаевича, государственного инспектора отдела магистрального трубопроводного транспорта и газового надзора
(фамилия, имя, отчество, должность)

федерального органа исполнительной власти, осуществляющего государственный контроль в области охраны окружающей среды: не предусмотрено законодательством о градостроительной деятельности

не участвовал
(фамилия, имя, отчество, должность)

федерального органа исполнительной власти, уполномоченного на не предусмотрено законодательством о градостроительной деятельности

осуществление государственного строительного надзора:

не участвовал
(фамилия, имя, отчество, должность)

других заинтересованных организаций пусконаладочной организации ОАО «Инженерный центр энергетики Урала», предприятие «УралОРГРЭС»
(наименование организации)

Усова Геннадия Ивановича, старшего бригадного инженера;
(фамилия, имя, отчество, должность)
Курочкина Александра Витальевича, старшего бригадного инженера
(фамилия, имя, отчество, должность)

УСТАНОВИЛА:

1. Оборудование Паровой котел Е-220-9,8-540 ДЖ (модель БКЗ 220-100-9) ст.№9
(наименование оборудования, технологической линии, установки,

агрегата (при необходимости указывается в приложении к акту)) смонтированное в блок высокого давления (котельное отделение), котельный цех
(наименование здания, сооружения, цеха)

входящего в состав ЗАО «СГК» (Саровская ТЭЦ), 3-я очередь строительства ТЭЦ (1 этап)
(наименование предприятия, его очереди, пускового комплекса)

прошло комплексное опробование, включая необходимые пусконаладочные работы, совместно с коммуникациями

с 30 октября 20 13 г. по 2 ноября 20 13 г.

в течение 72 часов
(дни или часы)

в соответствии с установленным заказчиком порядком и по

Программе комплексного опробования котла ст. № 9 Саровской ТЭЦ
(наименование документа, по которому проводилось комплексное опробование)

2. Комплексное опробование, включая необходимые пусконаладочные работы, выполнены

пусконаладочной организацией ОАО «Инженерный центр энергетики Урала», «предприятие УралОРГРЭС»

(наименование организации-заказчика, пусконаладочной организации)

3. Дефекты проектирования, изготовления и монтажа оборудования (указанные в приложении № 1 к акту), выявленные в процессе комплексного опробования, а также недостатки устранены.

4. В процессе комплексного опробования выполнены дополнительные работы, указанные в приложении № 2 к акту.

РЕШЕНИЕ ПРИЕМОЧНОЙ КОМИССИИ:

Оборудование, прошедшее комплексное опробование, считать готовым к эксплуатации и выпуску продукции (оказанию услуг), предусмотренной проектом в объеме, соответствующем нормам освоения проектных мощностей в начальный период и принятым в эксплуатацию

с 02 ноября 20 13 г.

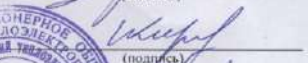
Председатель комиссии


(подпись)

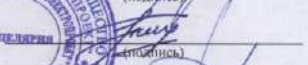
С.П. Андропов

Члены комиссии

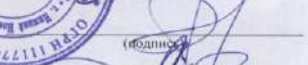



(подпись)

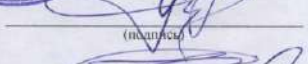
Н.П. Киреев


(подпись)

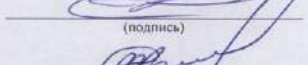
Н.Н. Гладиков


(подпись)

П.В. Разумов


(подпись)

А.В. Авдошин


(подпись)

М.Ю. Кузнецов


(подпись)

С.Е. Шанин


(подпись)

И.А. Воронцов


(подпись)

О.Н. Горюнов


(подпись)

Г.И. Усов


(подпись)

А.В. Курочкин

Характеристика оборудования III очереди ТЭЦ

Паровой котёл Е-220-9.8-540 ДЖ (модель БКЗ 220-100-9) однобарабанный, вертикально-водотрубный, с естественной циркуляцией, газоплотный с мембранными панелями предназначен для получения пара высокого давления при раздельном сжигании газа и донецкого АШ (резервное топливо) с жидким шлакоудалением.

Компоновка котла выполнена по П-образной схеме. Топка является первым (подъёмным) газоходом. Во втором (горизонтальном) газоходе расположен пароперегреватель. В третьем (опускном) газоходе расположены экономайзер и воздухоподогреватель, установленные «в рассечку».

Объём топки - 1068 м³

Водяной объём котла – 58 м³

Паровой объём котла – 32 м³

Технические характеристики котла.

Котёл спроектирован для работы со следующими номинальными параметрами:

Паропроизводительность – 220 т/ч

Давление пара в барабане – 11,1 МПа (114 кгс/см²)

Давление пара – 9,8 МПа (100 кгс/ см²)

Температура пара – 540°С

Температура питательной воды – 215°С

Вспомогательное оборудование котла

Тягодутьевая установка.

Котельная установка оборудована двумя дутьевыми вентиляторами типа ВДН-18 с характеристиками при рабочем режиме: производительность с запасом 10% - 121,2·10³ м³/ч, полный напор с запасом 20% при температуре рабочей среды 30°С и указанной производительности 2,49 кПа (254 кгс/м²), частота вращения 1000 об/мин. Регулирование производительности вентилятора осуществляется направляющим аппаратом осевого типа. Забор холодного воздуха производится из верхней части котельной и снаружи её. Для поддержания требуемой температуры воздуха (45°С) на входе в первую ступень воздухоподогревателя установлены водяные калориферы типа КВБ12Б-ПУЗ в количестве 8 штук.

Частичный подогрев воздуха может быть осуществлён путём рециркуляции части горячего воздуха на всас дутьевых

вентиляторов. Для отсоса газов на котле установлено два дымососа типа ДН-22х2-0,62 с характеристиками при рабочем режиме: производительность с запасом 10% - 170,7·103 м3/ч, полный напор с запасом 20% при температуре рабочей среды 84°С и указанной производительности 3,4 кПа (347 кгс/м2), частота вращения 742/595 об/мин.

Регулирование производительности дымососа осуществляется направляющим аппаратом осевого типа, а также изменением частоты вращения электродвигателя.

Для очистки дымовых газов от золы предусмотрены мокрые прутковые золоуловители типа МП-ВТИ.

Система пылеприготовления.

Котельный агрегат оборудован двумя индивидуальными системами пылеприготовления с промбункером. Топливо из бункера сырого угля скребковым питателем сырого угля типа ПС 700х1500 производительностью до 16 т/ч подается в мельницу. Регулирование подачи топлива осуществляется с помощью регулятора толщины слоя топлива (по месту), а также изменением частоты вращения электродвигателя (дистанционно и автоматически регулятором загрузки мельницы).

Размол и сушка угля осуществляется в двух шаровых барабанных мельницах типа ШБМ 287/410 производительностью по донецкому АШ 14,4 т/ч. Для сушки угля используется смесь горячего воздуха с рециркулирующим сушильным агентом.

Для транспортировки сушильного агента установлен мельничный вентилятор типа ВМ-17 с характеристикой при рабочем режиме: производительность с запасом 5% - 40,9·103 м3/ч, полный напор с запасом 25% - при температуре рабочей среды 700С и указанной производительности 10400 Па (1040 кгс/м2), частота вращения 1480 об/мин.

После мельницы аэросмесь поступает в сепаратор пыли типа СПЦ 3300/1000 диаметром 3300 мм. Сепараторе из потока аэросмеси отделяются крупные фракции пыли и возвращаются на домол в мельницу. Требуемая тонина помола достигается установкой в определенное положение лопаток сепаратора, которое уточняется при наладке пылесистемы. После сепаратора аэросмесь поступает в циклон типа ЦП-2 диаметром 2360 мм, где пыль отделяется от сушильного агента и по течке поступает в бункер пыли. Из бункера пыль подается в пылепроводы лопастными питателями пыли ППЛ-3,5 (каждый с максимальной производительностью 3,5 т/ч, частотой вращения электродвигателя 1000 об/мин). Производительность питателя регулируется изменением частоты вращения электродвигателя. Подача пыли в горелки осуществляется с помощью системы подачи пыли высокой концентрации под разрежением.

ПАСПОРТ

котла (пароперегревателя, экономайзера)

котел № 9

Регистрационный № *1804*

Заказчик *П. 384 № 2 Г-4665*

Госгортехнадзор России
Зарегистрирован № *1801*
2 сентября 1968 г.
Подпись

Госгортехнадзор России
5 Государственный инспектор
РГТИ-19

ПЕРЕРЕГИСТРИРОВАН
от *02* до *3009*
Подпись

ЗАРЕГИСТРИРОВАН
№ *68705*
в Управлении по техническому надзору Ростехнадзора
в Московской области
Дата *10.07.68*

68705

Этот паспорт передается вместе с котлом.

*РХЭС
БЭИ № 62009*

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ

106 - М - 1811

ТУРБИНА ПТ 25-90/10М
Заводский № *9164*



Начальник ОТК

Паспорт заполнен

Ю.И. Захаров

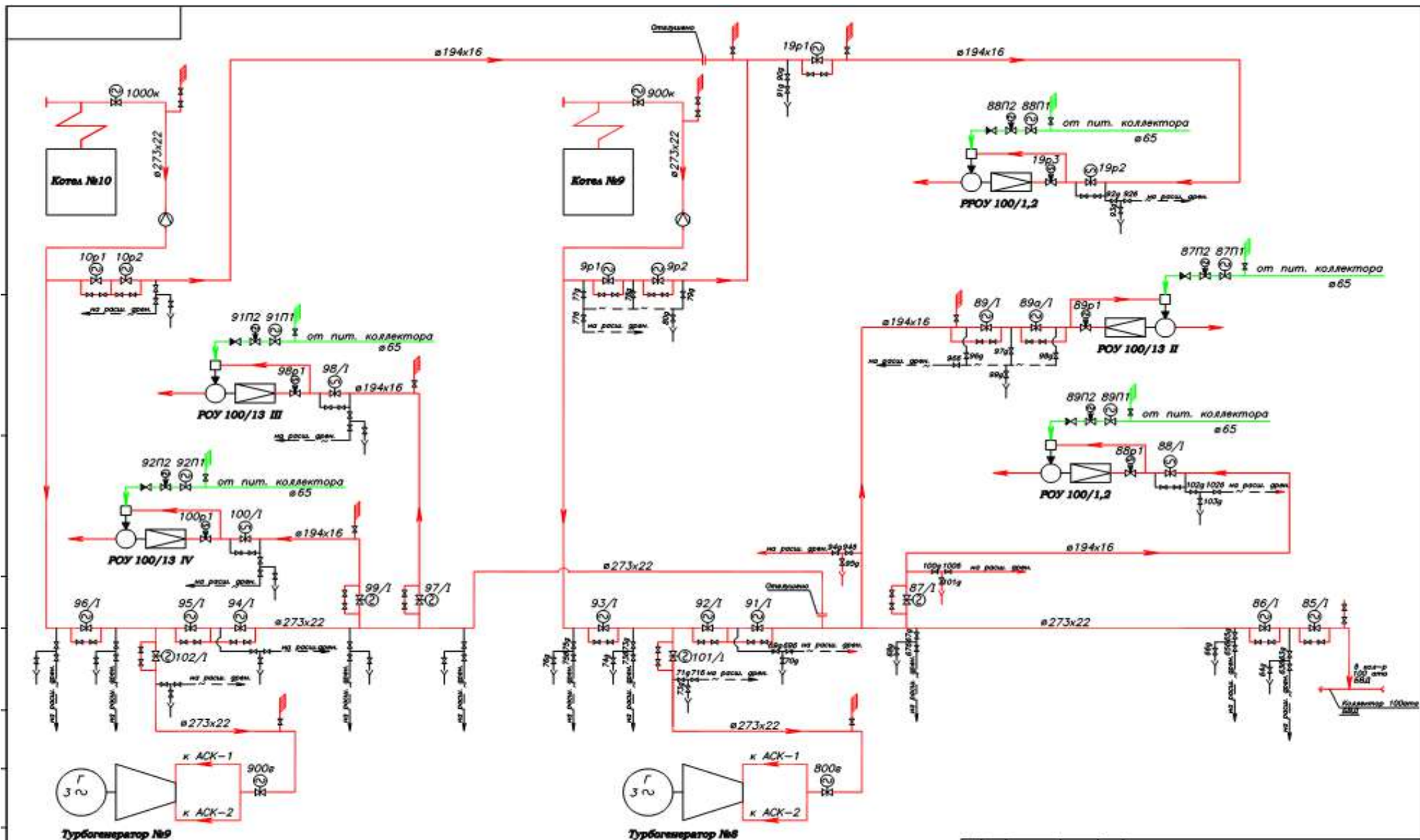
О.А. Бабинская

г. Калуга
1968 г.

1. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Турбина

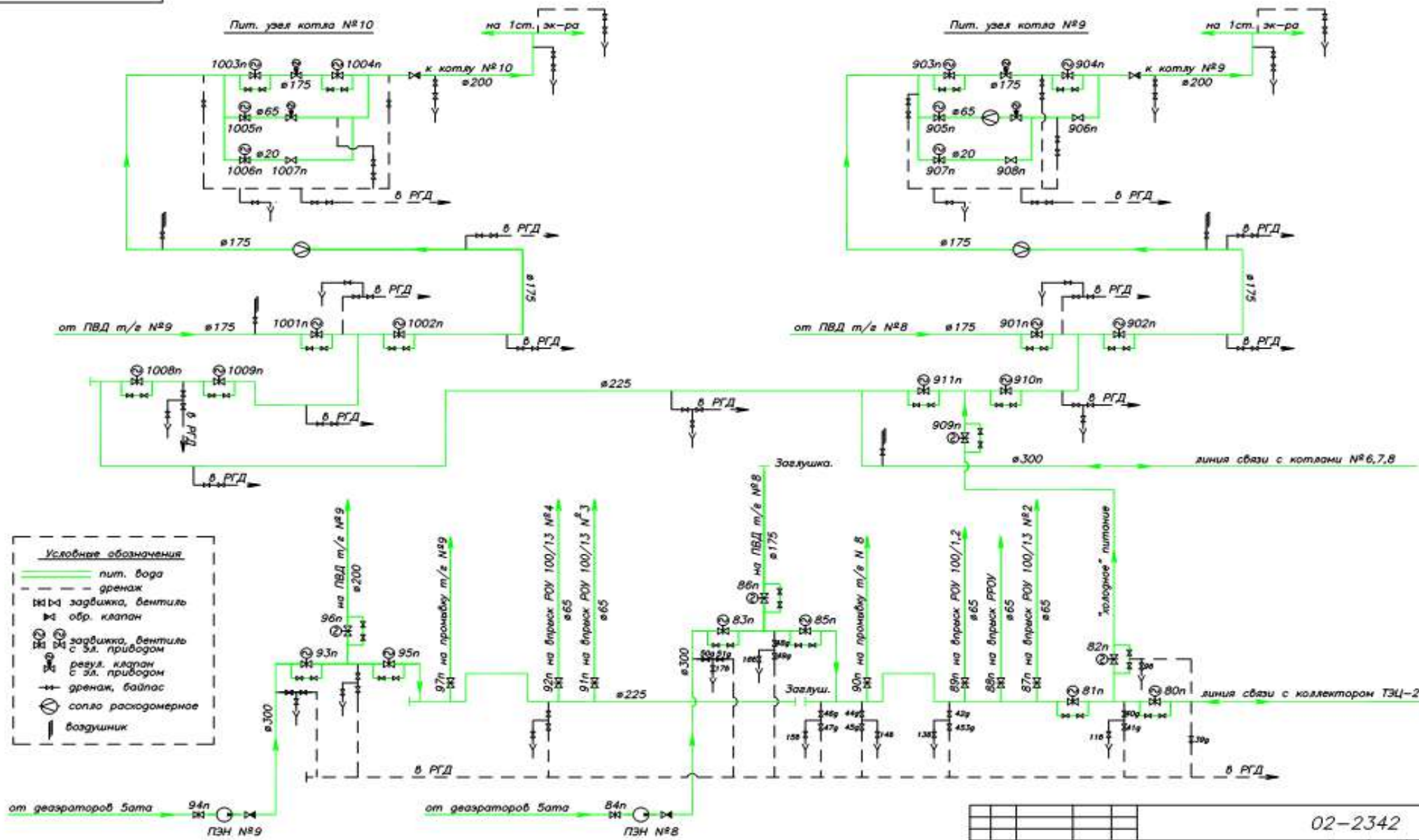
1. Номинальная мощность (на клеммах генератора), кВт 25000
 2. Номинальное число оборотов, об/мин 3000
 3. Направление вращения генератора - по часовой стрелке, если смотреть со стороны турбины на генератор.
 4. Номинальные параметры пара перед стопорным клапаном:
давление, ата 90
температура, °С 535.
 5. Номинальное давление пара в первом регулируемом отборе, ата 10
 6. Номинальное количество пара, поступающее из первого регулируемого отбора сверх расхода на эжекторы и деаэризатор повышенного давления, т/час 70
 7. Номинальное давление пара во втором регулируемом отборе, ата 1,2
 8. Номинальное количество пара, поступающее из второго регулируемого отбора, т/час 50
- ПРИМЕЧАНИЕ. В указанную величину отбора входит расход пара в количестве 9,1 т/час на подогрев до температуры 100°С конденсата с производства и добавки химически очищенной воды.
9. Количество нерегулируемых отборов пара в турбине 4
 10. Количество ступеней регенеративного подогрева питательной воды 7
 11. Расход пара из отборов на регенерацию предусмотрен с учетом:
а/ подогрева 10% питательной воды от расхода пара на турбину;
б/ возврата 70% конденсата с производства при температуре 60°С;
в/ возврата 100% конденсата бойлеров при температуре насыщения, соответствующей давлению пара в отборе;
г/ поступления добавочной, химически очищенной воды в необходимом по водному балансу количестве с температурой 20°С, но не более 8% расхода пара на турбину.
 12. Расчетная температура охлаждающей воды, °С 20
 13. Номинальная температура регенеративного подогрева питательной воды при номинальных начальных параметрах пара и давлении в отборах, номинальных величинах регулируемых отборов пара, номинальной мощности и при расходе питательной воды, составляющей 10% от расхода пара на турбину, °С . . . 215 ± 10



Условные обозначения:

- пар 100тн
- вода питательная
- клапан регулирующий с электроприводом
- клапан обратный
- воздушник
- воронка сливная
- вентиль, задвижка с электроприводом
- сопло расходомерное
- дренаж, байпас

				02-2344
Изм.	Лист	И др.	Лист	Схема паропроводов 100тн котла №9.
Разр.	Копей	М.А.	М.А.	
Проб.	Раунов			3-я очередь расширения ТЭЦ
Т. контр.	Макаров			
ПТО	Балаев			
И. контр.				ЗАО "СГК"
И.в.	Иванов			



- Условные обозначения**
- пит. вода
 - - - дренаж
 - ⊞ ⊞ задвижка, вентиль
 - ⊞ ⊞ обр. клапан
 - ⊞ ⊞ задвижка, вентиль с з.л. приводом
 - ⊞ ⊞ регул. клапан с з.л. приводом
 - дренаж, байпас
 - ⊙ сопло расходомерное
 - ⊞ ⊞ воздушник

				02-2342		
Изм. Лист	И. разраб.	Лист	Всего	Схема питательных трубопроводов котлов №9, 10		
Разраб.	Котлов В.А.	1/1	1/1			
Проф.	Монахов Е.В.					
Г. констр.	Рауфов П.В.					
И. констр.	Брицкий В.В.					
И. констр.	Иванов С.Г.			Лист	Листов	
ТЭЦ						

2. Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии.

С целью поддержания и развития источника тепловой и электрической энергии разработана Подпрограмма развития инженерной инфраструктуры г. Саров в части генерации (выработки тепло- и электроэнергии), являющейся составной частью Программы развития инженерных сетей г. Саров.

Для АО «Саровская Генерирующая Компания» на краткосрочный и долгосрочный период определены следующие стратегические задачи развития Общества:

- Создание условий для замещения генерирующих мощностей, выработавших свой парковый ресурс;
- Реализация программы энергосбережения и повышение энергоэффективности, разработанные в соответствии с Приказом № 1/676-п от 09.08.2011 г. Государственной Корпорации «Росатом», писем Департамента развития научно-производственной базы ЯОК №1-43/12117 от 03.04.2015г. и №1-43/51082 от 22.12.2015г. о ежегодном снижении потребления энергоресурсов на 3% по отношению к базовым показателям 2015г.

Основная цель – решение проблем обеспечения устойчивого функционирования и развития энергетического комплекса ЗАТО г. Саров, в том числе источника тепловой и электрической энергии.

Энергосбережение и повышении энергетической эффективности

В соответствии с Федеральным законом «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности» от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ в 2018 году в АО «Саровская Генерирующая Компания» проведено повторное энергетическое обследование предприятия.

Целью работы была оценка эффективности использования энергетических ресурсов и разработка мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности для снижения затрат стоимостных показателей покупных ТЭР в себестоимости выработанных энергетических ресурсов.

Разработаны мероприятия по экономии ТЭР, определена затратная часть и сроки окупаемости мероприятий;

В результате составлены следующие документы:

- Отчет об энергетическом обследовании предприятия;
- Энергетический паспорт;

- Программа энергосбережения и повышения энергоэффективности предприятия.

Текущее состояние в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организации

Первые и значимые мероприятия, направленные на обеспечение энергосбережения и повышения энергетической эффективности в АО «Саровская Генерирующая Компания», были реализованы в конце 90-х годов.

1. *Реконструкция сетевых насосов (обрезка колес).*

Полученный эффект:

- снижение потребления электроэнергии на собственные нужды;
- увеличение ресурса оборудования;
- улучшение гидравлического режима тракта подачи горячей воды;
- увеличение качества и надежности снабжения потребителей продукцией.

2. *Реконструкция градирни № 1.*

Реконструкция градирни была произведена в 1997 г. с заменой:

- безнапорной системы водораспределения на напорную с раструбными соплами Ø 50 мм (416 шт.);
- деревянного оросителя на ороситель ПР-50;
- деревянной обшивки на обшивку профилем ЭПЛ – 200 и алюминием;
- установкой вертикальных поворотных щитов.

3. *Реконструкция градирни № 3.*

Реконструкция градирни была произведена в 1997 г. с заменой:

- безнапорной системы водораспределения на напорную с тарельчатыми соплами Ø26 (620 шт.);
- деревянного оросителя на ороситель ПР-50;
- деревянной обшивки на обшивку профилем ЭПЛ – 200 и алюминием;
- установкой вертикальных поворотных щитов.

4. *Реконструкция ПЭН БВД № 5, № 6 со снятием рабочих ступеней.*

Полученный эффект:

- снижение потребления электроэнергии на собственные нужды;
- увеличение ресурса оборудования;
- увеличение качества и надежности снабжения потребителей продукцией.

5. Замена электродвигателей бкВ дымососов 6А, 6Б, 7Б, дутьевого вентилятора 6Б с уменьшением потребляемой мощности.

- снижению потребления электроэнергии на собственные нужды;
- улучшению энергетических показателей котельной установки;
- повышению надежности работы котлоагрегата в целом, за счет уменьшения вероятности выхода из строя тягодутьевых механизмов;
- уменьшению износа электрооборудования.

6. Мероприятия для снижения потерь тепла в конденсаторе турбины ПТ-25-90 ст. 6.

В 2000 году ОАО «ВТИ» г. Москва и НПЛ «ВятГТУ» г. Киров разработано и предложено внедрить комплекс мероприятий для снижения потерь тепла в конденсаторе турбины ПТ-25-90 ст. № 6.

Снижение потерь тепла в конденсаторе турбины осуществляется за счет уплотнения регулирующей диафрагмы ЧНД и увеличением, тем самым, отопительного отбора, и применения специальной кольцевой системы охлаждения (КСО), для поддержания допустимого теплового состояния проточной части и выхлопного патрубка.

Мероприятия для снижения потерь тепла в конденсаторе турбины включали в себя:

1. Модернизацию регулирующей диафрагмы (РД) части низкого давления (ЧНД);
2. Монтаж новой кольцевой системы охлаждения выхлопной части;
3. Модернизацию схемы и системы ввода в конденсатор пароводяных потоков (рециркуляции основного конденсата, химобессоленной воды, дренажей подогревателей).

В период ремонта турбоустановки в 2000 г. указанные мероприятия были реализованы.

После модернизации проведены исследования турбины для определения действительной пропускной способности закрытой модернизированной регулирующей диафрагмы и оценка надежности работы турбины с закрытой регулирующей диафрагмой и новой системой охлаждения выхлопной части.

Результат проведенной модернизации турбины ПТ-25-90 ст. № 6:

1. Пропускная способность закрытой регулирующей диафрагмы ЧНД турбины снижена в несколько раз и составляет 3,1 т см²/ч кгс. При давлениях пара в камере теплофикационного отбора, имеющих место в реальных условиях эксплуатации турбоустановки, расход пара в ЧНД и конденсатор через закрытую РД не превышает 5-5,5 т/ч.

2. Смонтированная схема ввода в конденсатор конденсата рециркуляции и других потоков обеспечивает необходимый расход конденсата для нормальной работы эжектора и эрозионную безопасность лопаток последней ступени.

3. Замена трубок конденсатора обеспечила его работу в конденсационных режимах в пределах нормативных значений по давлению и температурным напорам.

7. Замена фильтрующего материала и схеме подпитки ГВС и т/сети.

В 2003 году выполнена замена фильтрующего материала и схеме подпитки ГВС и т/сети (замена сульфогля на карбоксильный катионит).

Полученный эффект:

- сокращение потребления воды на собственные нужды в 2,5 раза;
- сокращение потребления серной кислоты;
- сокращение потребления едкого натра;
- снижение количества сточных вод.

8. Реконструкция деаэраторов № 1,2,3 БСД на центробежно-вихревые и капельные деаэраторы.

Полученный эффект:

- увеличение надежности работы оборудования;
- улучшение показателей работы деаэраторов.

9. Режимно-наладочные испытания котлоагрегатов.

Полученный эффект:

- уменьшение присосов воздуха после проведения капитальных и текущих ремонтов котлоагрегатов;
- улучшение энергетических показателей котельной установки;
- повышению надежности работы котлоагрегата.

10. Замены тепловой изоляции оборудования и трубопроводов.

Полученный эффект:

- уменьшение тепловых потерь;
- увеличение ресурса оборудования;
- увеличение качества и надежности снабжения потребителей продукцией.

11. Замена 3-х секционных водоводяных теплообменников 3В-200 на подпиточном устройстве (установка ГВС) на пластинчатые теплообменники (компоблоки).

Полученный эффект:

- увеличение надежности работы оборудования;
- уменьшение объема ремонта оборудования;
- увеличение отпуска тепловой и электрической энергии, связанное с уменьшением сроков ремонта.

12. Система автоматического управления АМАКС.

Установлена на котлоагрегате ст. № 6 в 1998 году, в 2010 году прошла модернизацию.

Система автоматического управления горелками обеспечивает:

- автоматический и дистанционный розжиг горелок;
- автоматический и дистанционный вывод горелок на минимальную тепловую мощность;
- автоматическое и дистанционное управление тепловой мощностью горелок от минимальной до номинальной;
- наличие нормативных защит и блокировок на перечисленных режимах работы горелок;
- заданное соотношение «газ-воздух» на горелках.

13. Системы виброизмерений и вибродиагностики СВВД.

Установлены на турбоагрегатах ст.№ 6 и № 7 в 1998-1999 годах. Система собирает информацию о вибрационном состоянии турбоагрегата с 15 датчиков вибрации, а так же производит измерение оборотов и осевого сдвига ротора турбины. Кроме контроля система имеет программу анализа спектров вибрации в контрольных точках агрегата и по запросу отображает результаты измерений в графическом виде за любой период времени работы.

14. Система сбора и передачи информации.

В 2010 году смонтирована и введена в эксплуатацию автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электрической энергии (АИИС КУЭ), которая включает в себя сбор информации с электронных счетчиков, её обработку, хранение и передачу. АСКУЭ установлена на ГЩУ.

В 2010 году смонтирована и введена в эксплуатацию система обмена технологической информацией с автоматизированной системой системного оператора (СОТИАССО), которая позволяет контролировать электрические параметры оборудования, положение коммутационных аппаратов, срабатывание релейной защиты и противоаварийной автоматики. Контроль осуществляет диспетчер Нижегородского РДУ и оперативный персонал станции АО СГК. СОТИАССО установлена на ГЩУ.

В 2011 году в составе СОТИАССО смонтирован и введён в эксплуатацию регистратор аварийных событий (РАС). В системе РАС заложены функции: измерителя основных электрических параметров электрооборудования; самописца электрических параметров; непосредственно регистратора аварийных событий. РАС установлен на ГЩУ.

Введена в эксплуатацию система коммерческого учета артезианской воды, добываемой на семи артезианских скважинах, расположенных на территории ТЭЦ.

Расход измеряется ультразвуковыми датчиками УРЖ-2КМ, температура и уровень в каждой скважине измеряется погружными датчиками. Кроме функции коммерческого учета система позволит осуществлять мониторинг запасов воды. Текущие, среднечасовые и среднесуточные значения измеряемых параметров будут передаваться в систему АСДУ.

Система учета расхода тепла на собственные нужды ТЭЦ.

Система разработана в рамках программы экономии энергоресурсов. Система состоит из четырех тепловых пунктов, на которых измеряется количество тепла расходуемого на отопление блока среднего давления (БСД), блока высокого давления (БВД), мазутонасосной станции и стройдвора. На прямой и обратной магистрали каждого теплового пункта установлены датчики расхода, температуры и давления сетевой воды. Данные с датчиков передаются на теплосчетчик СПТ-961 и далее в систему АСДУ. Текущие и архивные значения измеряемых параметров просматриваются на любом из АРМов локальной сети ТЭЦ.

Программа развития инженерной инфраструктуры г. Саров в части генерации (выработки тепло- и электроэнергии), являющейся составной частью Программы развития инженерных сетей г. Саров.

Одним из перспективных направлений в области автоматизации управления технологическими процессами является применение системы частотного регулирования на насосных агрегатах ТЭЦ. В рамках этой программы реализованы следующие мероприятия:

- введена в эксплуатацию система частотного регулирования агрегатов сетевых насосов бойлерной установки № 1;
- модернизация насосных агрегатов НКС №1,4,5,6 с применением частотного регулирования;
- модернизация насосных агрегатов артезианских скважин №1-4 с применением частотного регулирования;
- модернизация насосных агрегатов декарбонизированной воды №1,2,5,6 с применением частотного регулирования;
- система частотного регулирования перекачивающего насоса ГВС № 2;
- система частотного регулирования насосных агрегатов бойлерной 2-ой системы отопления;
- система частотного регулирования насосных агрегатов летних сетевых насосов № 1, 3;

- система частотного регулирования конденсатных насосных агрегатов № 6, № 7.

Полученный эффект:

- снижение потребления электроэнергии на собственные нужды;
- увеличение ресурса оборудования;
- улучшение гидравлического режима тракта подачи воды;
- увеличение качества и надежности снабжения потребителей продукцией.

В 2009 году ОАО «ВТИ» г. Москва выполнено обследование системы водопользования ТЭЦ с выдачей рекомендаций по приведению качества сточных вод к требованиям по нормативно-допустимому сбросу.

ОАО «ВТИ» рекомендованы мероприятия по совершенствованию ВХР, а именно:

- 1) Организовать подпитку оборотной системы охлаждения декарбонизированной водой.
- 2) Использовать воду после очистных сооружений для подпитки оборотной системы охлаждения.
- 3) Минимально использовать артезианскую воду для подпитки оборотной системы охлаждения.
- 4) Организовать сброс продувки энергетических котлов в оборотной системе охлаждения и отказаться от прямого ввода фосфатов в охлаждающую воду.
- 5) Отказаться от непрерывной продувки оборотной системы охлаждения. Реализовано частично

В рамках рекомендованных ОАО «ВТИ» мероприятий по совершенствованию ВХР реализовано следующие:

- в 2012 году организован сброс продувки энергетических котлов в оборотную систему охлаждения, отказ от прямого ввода фосфатов в оборотную воду.
- в 2013 году выполнен перевод открытой оборотной системы охлаждения на подпитку умягченной водой с целью сокращения количества продувочных вод оборотной системы охлаждения и сброса фосфатов.

Предложение по реконструкции в «Программу комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры города Сарова на 2016-2025 г.г.» в части «Генерация», утвержденной решением Городской думы .
(актуализированная на январь 2020г.)

№ п/п	Наименование мероприятия	Срок выполнения	Источник финансир.	Общая стоимость мероприятий на 2016-2025 г.г	Потребность в средствах на 2016-2025г.г	Сумма по годам, тыс. руб.									
						2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Генерация															
Строительство															
1	Строительство III очереди ТЭЦ	2016-2019	ВИ	664617,0	664617,0	300000	145000	140017	79600						
2	Итого по строительству:		ВИ	664617,0	664617,0	300000	145000	140017	79600						
Реконструкция (модернизация)															
1	Оснащение автоматической пожарной сигнализацией и системой оповещения и управления эвакуацией персонала при пожаре помещений ТЭЦ	2016	ВИ	4358	4358	3457	811								
2	Реконструкция питательного насоса ПЭ270-150-3 с заменой электродвигателя на турбопривод	2016	ВИ	75306	75306	75306									
3	Техпереворужение ГРУ, с заменой масляного выключателя СМВ-6 на вакуумный с заменой РЗА на микропроцессорную защиту	2017	ВИ	2719	2719		2719								
4	Техническое перевооружение оборудования систем частотного регулирования	2018	ВИ	4947	4947			4947							
5	Система частотного регулирования конденсатных насосных агрегатов №9(б), 10 (б)	2019	ВИ	4987	4987				4987						
6	Противоаварийная автоматика АЛАР-110	2020	ВИ	8425	8425					8425					
	Итого по реконструкции (модернизации)		ВИ	95795	95795	78853	3530	4947	4987	8425					
	Итого по генерации		ВИ	760412	760412	378853	148530	144964	84587	8425					

3. Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения.

Одним из перспективных направлений в области автоматизации управления технологическими процессами является применение системы частотного регулирования на насосных агрегатах ТЭЦ. В рамках программы энергосбережения и повышение энергоэффективности, разработанные в соответствии с Приказами №127 от 18.02.2010г. и №278 от 09.04.2010 г. Государственной Корпорации Росатом, реализованы следующие мероприятия:

- введена в эксплуатацию система частотного регулирования агрегатов сетевых насосов бойлерной установки № 1;
- модернизация насосных агрегатов НКС №1,4,5,6 с применением частотного регулирования;
- модернизация насосных агрегатов артезианских скважин №1-4 с применением частотного регулирования;
- модернизация насосных агрегатов декарбонизированной воды №1,2,5,6 с применением частотного регулирования;
- система частотного регулирования перекачивающего насоса ГВС № 2;
- система частотного регулирования насосных агрегатов бойлерной 2-ой системы отопления;
- система частотного регулирования насосных агрегатов летних сетевых насосов № 1, 3;
- система частотного регулирования конденсатных насосных агрегатов №6, №7;
- реконструкция питательного насоса ПЭ 270-150-3 с заменой электродвигателя на турбопривод.

В соответствии с Федеральным законом «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности» от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ в 2018 г. в АО «Саровская Генерирующая Компания» проведено повторное энергетическое обследование предприятия.

Целью работы была оценка эффективности использования энергетических ресурсов и разработка мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности для снижения затрат стоимостных показателей покупных ТЭР в себестоимости выработанных энергетических ресурсов.

Разработаны мероприятия по экономии ТЭР, определена затратная часть и сроки окупаемости мероприятий;

В результате составлены следующие документы:

- Отчет об энергетическом обследовании предприятия;
- Энергетический паспорт;

- Программа энергосбережения и повышения энергоэффективности предприятия.

Мероприятия по энергосбережению и повышению энергоэффективности

Автоматизация систем узлов отопления зданий и сооружений ТЭЦ

Автоматизация систем узлов отопления зданий и сооружений ТЭЦ, предполагает модернизировать и автоматизировать систему отопления ТЭЦ путем установки регулирующей арматуры «Navaltrim» Ду-15 ÷ Ду-150.

Данное мероприятие позволяет не только экономить тепловую энергию, но и создавать индивидуальный гидравлический режим необходимый для индивидуального потребителя.

Появляется возможность выравнивания гидравлического режима тепловой сети с последующим перераспределением тепловой энергии между потребителями.

В результате реализации указанного мероприятия предполагается снижение расхода теплоносителя в системе отопления зданий и сооружений ТЭЦ на 1,5-2,0 % от годового теплоснабжения на отопления зданий.

Замена оросителя градирни №1


Площадь орошения градирни №1 500 м², расчетная производительность 3000 м³/ч, система водораспределения напорная с раструбными соплами Ø50 мм (416 шт), ороситель ПР – 50 один ярус высотой 1 м.

Испытаниями проводимыми в 2007 г. филиалом ОАО «ИНЖЕНЕРИНГ ЦЕНТР ЕЭС» «Фирма ОРГРЭС» «Обследование и испытания системы технического водоснабжения» установлено, что температурный перепад при нынешнем оросителе для градирни №1 составляет τ 5,4 – 7,3 оС. Охлаждающая эффективность меньше расчетных значений: градирни № 1 на 4,5 оС, что вызвано несовершенством оросительного устройства, а так же его осаждением.

Для эффективной работы градирни по охлаждению циркуляционной воды толщина слоя оросителя градирни должна быть 1,1 м. Ороситель из призмы ПР-50, установленный в градирне в 1997 году, в соответствии с проектом концерна «Агростройсервис», по проведенным замерам имеет недостаточно толщину для охлаждения циркуляционной воды, особенно в летнее время. Недоохлаждение циркуляционной воды в летний период вызывает перерасход топлива и ограничение мощности ТЭЦ.

Замена осветительных устройств на светодиодные источники света

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 сентября 2016 г. № 971 « О внесении изменений в Правила установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности» необходимо обеспечить доведение осветительных устройств с использованием светодиодов до уровня: 2017 г. - 10%; 2018 г. - 30%; 2019 г. - 50%.Целевой показатель мероприятия - снижение расхода электроэнергии на собственные нужды.

УТВЕРЖДАЮ
 Генеральный директор
 АО «Обеспечение РЯЦ-ВНИИЭФ»

 А.В. Румянцев

**ПАСПОРТ
 ПРОГРАММА
 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
 АО «Саровская Генерирующая Компания» (АО "СГК")
 на 2020 - 2022 годы**

Основание для разработки программы		Федеральный закон от 23.11.2009 N 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации"					
Почтовый адрес							
Ответственный за формирование программы (Ф.И.О., контактный телефон, e-mail)		Начальник производственно-технического отдела АО "СГК" - Владимир Вячеславович Бурычев, email: v.burychev@obespechenie-vniief.ru					
Даты начала и окончания действия программы		2020 – 2022 гг.					
Год	Затраты на реализацию программы, млн. руб. без НДС		Доля затрат в инвестиционной программе на тэ, направленная на реализацию мероприятий программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности, %	Топливо-энергетические ресурсы (ТЭР)			
	всего	в т.ч. капитальные		При осуществлении регулируемого вида деятельности			
				Суммарные затраты ТЭР		Экономия ТЭР в результате реализации программы	
				т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды
базовый 2018 год	0,443	0,443	75,00	280 047,90	1 230,82	77,15	0,44
2020 год	2,130	2,130	40,96	270 197,10	1 187,53	64,49	0,36
2021 год	1,150	1,150	22,12	270 197,10	1 187,53	48,90	0,28
2022 год	0,620	0,620	11,92	270 197,10	1 187,53	34,30	0,21
ВСЕГО 2020-2022	3,90	3,90	75,00	810 591,30	3 562,58	147,69	0,86

Заместитель генерального директора по вопросам развития энергокомплекса – главный инженер
 АО «Обеспечение РЯЦ-ВНИИЭФ»

А.Ф. Беляев

Исполнительный директор
 АО «Саровская Генерирующая Компания»

С.А. Сафонов

Начальник производственно-технического отдела
 АО «Саровская Генерирующая Компания»

В.В. Бурычев



УТВЕРЖДАЮ
 Генеральный директор
 АО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ»


 А.В. Румянцев

ПЕРЕЧЕНЬ
 МЕРОПРИЯТИЙ, ОСНОВНОЙ ЦЕЛЬЮ КОТОРЫХ ЯВЛЯЕТСЯ
 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И (ИЛИ) ПОВЫШЕНИЕ
 ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

N п/п	Наименование мероприятия	Планоые численные значения экономии в обозначенной размерности с разбивкой по годам действия программы											Показатели экономической эффективности			Срок амортизации, лет	Затраты (план), млн. руб. (без НДС), с разбивкой по годам действия программы			Статья затрат	Источник финансирования
		ед. измерения	всего по годам экономии в указанной размерности	2020г.			2021г.			2022г.			дисконтированный срок окупаемости, лет	ВНД, %	ЧДД, млн. руб.		2020г.	2021г.	2022г.		
				численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т у т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т у т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т у т.	численное значение экономии, млн. руб.					2020г.	2021г.	2022г.		
1	Автоматизация систем узлов отопления зданий и сооружений ТЭЦ **	Гкал	330	95	11	0,086	132	22	0,137	132	22	0,142	3,62	16,51	0,03	5	0,120	0,120	0,120	Техническое обслуживание	тариф (амортизация)
2	Замена осветительных устройств на светодиодные источники света **	тыс. кВт.ч	425,955	244,55	53,48	0,283	123,005	26,905	0,148	58,4	12,3	0,070	-	-	-0,039	3	2,010	1,030	0,500	Содержание зданий	тариф

* Экономия ресурса сохраняется и в последующие годы.

** В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 сентября 2016г. № 971, доведение осветительных устройств с использованием светодиодов, от общго объема осветительных устройств, до уровня: 2020 г. - 75%.

Заместитель генерального директора по вопросам развития энергокомплеса – главный инженер АО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ»


 А.Ф. Белез

Исполнительный директор АО «Саровская Генерирующая Компания»


 С.А. Сафонов

Начальник производственно-технического отдела АО «Саровская Генерирующая Компания»


 В.В. Бурячев

4. Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных, меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае, если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно.

В соответствии с обосновывающими материалами Глава 6 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии», а также с учетом того, что источники тепловой энергии – ТЭЦ и КБ-50 работают на автономные зоны (т.е. на разные тепловые сети), разработка графиков совместной работы источников тепловой энергии не требуется. При переводе теплоснабжения потребителей Больничного городка от ТЭЦ используется график зависимости температуры теплоносителя от температуры наружного воздуха ТЭЦ 1-й системы теплоснабжения.

Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае, если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно.

В 2019 году выведено из работы оборудование Блока среднего давления. Блок среднего давления введён в эксплуатацию 1951÷1954 г.г.

В соответствии с Приложением № 19.3 к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент проведения конкурентных отборов мощности», НП «Совет рынка» в процедуру конкурентного отбора мощности с 2020 года не попадает все генерирующее оборудование I очереди ТЭЦ суммарной электрической мощностью 16 МВт (4 турбогенератора «Лаваль» ст. № 1, 2, 3, 4 установленной мощностью по 4 МВт каждый), как не соответствующее минимальным техническим требованиям.

Вывод из эксплуатации турбогенераторов «Лаваль» ст. № 1, 2, 3, 4 означает вывод 67 % единиц генерирующего оборудования. При этом в летнем режиме работы ТЭЦ в работе будет находиться 1 блок котел-турбина, в зимнем

режиме – 2 котла и 2 турбины по схеме с поперечными связями. По этой причине надежность электроснабжения основного предприятия, жилищного сектора и иных потребителей будет существенно снижена.

В связи с исчерпанием паркового ресурса и окончанием назначенного срока службы в структуре затрат на поддержание оборудования в исправном состоянии значительную долю составляют сверхрегламентные работы (не предусмотренные типовыми объемами текущих и капитальных ремонтов оборудования). Выполнение этих работ не обеспечено собственными трудовыми ресурсами, поэтому для их выполнения привлекаются сторонние организации.

С 1 января 2011 года АО «Саровская Генерирующая Компания» (ТЭЦ) является участником оптового рынка электроэнергии и мощности.

Продажа вырабатываемой электрической энергии производится по свободным нерегулируемым ценам. Продажа мощности производится по фиксированной цене, определяемой по результатам конкурентного отбора мощности на соответствующий год.

Неучастие указанного оборудования в процедуре конкурентного отбора мощности привело к потере источника финансирования затрат на эксплуатацию и ремонты.

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 26.07.07 № 484 «О выводе объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации» вывод из эксплуатации оборудования, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, должен быть согласован органами местного самоуправления.



Закрытое акционерное общество

“САРОВСКАЯ
ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ”

ПРЕДПРИЯТИЕ ГОСКОРПОРАЦИИ “РОСАТОМ”

ЗАО «СГК»

607188, г. Саров, Нижегородская обл.

пр. Мира, 6

тел(83130)7-45-00, факс(83130)7-45-75

тел(83130)3-09-59, факс(83130)6-66-67

e-mail: directorat@obespechenie-vniief.ru

e-mail: sarovgk@obespechenie-vniief.ru

14 МАЯ 2013

№ 083 от 14.05.13

О выводе из эксплуатации
генерирующего оборудования

Главе Администрации

г. Сарова

В.Д. Димитрову

Уважаемый Валерий Дмитриевич!

С 1 января 2011 года ЗАО «Саровская Генерирующая Компания» (ТЭЦ) является участником оптового рынка электроэнергии и мощности.

Продажа вырабатываемой электрической энергии производится по свободным нерегулируемым ценам. Продажа мощности производится по фиксированной цене, определяемой по результатам конкурентного отбора мощности на соответствующий год.

В соответствии с приказом Минэнерго России от 27.06.11 № 245 в процедуру конкурентного отбора мощности на 2012 и последующие годы не попадает все генерирующее оборудование 1 очереди ТЭЦ суммарной электрической мощностью 16 МВт (4 турбогенератора «Лаваль» ст. № 1, 2, 3, 4 установленной мощностью по 4 МВт каждый), как не соответствующее минимальным техническим требованиям.

Неучастие указанного оборудования в процедуре конкурентного отбора мощности привело к потере источника финансирования затрат на эксплуатацию и ремонта.

В связи с изложенным принято решение о выводе из эксплуатации турбогенераторов «Лаваль» ст. № 1, 2, 3, 4 суммарной мощностью 16 МВт с 01 января 2014 года.

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 26.07.07 № 484 «О выводе объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации» вывод из эксплуатации оборудования, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, должен быть согласован органами местного самоуправления.

Прошу Вас согласовать вывод из эксплуатации турбогенераторов «Лаваль» ст. № 1, 2, 3, 4 с 01 января 2014 года.

Генеральный директор
управляющей организации
ОАО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ»

С.Н. Ковалев

ВУ № 935/01
15.05.13



АДМИНИСТРАЦИЯ
г. Сарова

Пр-т Ленина, 30а, г. Саров Нижегородской области, 607188
Тел. (83130) 3-54-98. Факс (83130) 3-47-72.
E-mail: kuz@adm.sarov.ru

17.05.2013 № 01-12/1033

На № _____ от _____

Генеральному директору
ОАО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ»

С.Н.Ковалеву

На основании вышеизложенного Администрация г.Сарова считает недопустимым вывод из эксплуатации с 01.01.2014 года 4 турбогенераторов «Лаваль» ст. № 1, 2, 3, 4 и считает целесообразным продление срока эксплуатации данного оборудования до ввода замещающих мощностей.

Глава Администрации

В.Д.Димитров

Заключение

о невозможности вывода из эксплуатации генерирующего оборудования 1 очереди ТЭЦ - 4 турбогенераторов «Лаваль» ст. 1,2,3,4 установленной мощностью по 4 МВт каждый (далее - Заключение)

Настоящее заключение выдано: ЗАО «Саровская Генерирующая Компания»

Дата выдачи Заключения: 16 мая 2013 года

Основание для выдачи Заключения:

- Обращение ЗАО «Саровская Генерирующая компания» исх. № 083.01/128 от 14.05.2013 за подписью Генерального директора управляющей организации ОАО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ»;
- ст. 6 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;
- п. 27(1) «Правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации», утвержденных постановлением Правительства РФ от 26.07.2007 № 484.

В настоящее время в городе Сарове существует дефицит установленной тепловой и электрической мощности, необходимых как для обеспечения температурных режимов отпуска тепловой энергии и повышения надежности системы электроснабжения, так и для обеспечения возможности подключения новых потребителей:

- дефицит тепловой мощности составляет 110 Гкал/час;
- дефицит электрической мощности составляет 7 МВт зимой и 25 МВт летом (при существующих присоединенных потребителях);
- дефицит электрической мощности составляет 55,5 МВт зимой и 73,5 МВт летом (с учетом выданных ТУ на технологические присоединения к электрическим сетям в течение 2-х лет).

Дефицит установленной электрической мощности покрывается за счет перетоков по трем линиям связи с единой энергосистемой. При выделении ТЭЦ на изолированную работу с большим дефицитом генераторной мощности (при отключении всех линий связи) система автоматической частотной разгрузки отключит значительную часть потребителей, в том числе и потребителей с I категорией надежности электроснабжения. Отключение электроснабжения может угрожать безопасности уникального оборудования ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ», привести к неопределимым последствиям.

В случае вывода из эксплуатации 4 турбогенераторов «Лаваль» ст. 1,2,3,4 будет выведено из эксплуатации 67 % единиц генерирующего оборудования. При этом в летнем режиме работы ТЭЦ в работе будет находиться 1 блок - котел-турбина, в зимнем режиме - 2 котла и 2 турбины по схеме с поперечными связями. По этой причине надежность электро- и теплоснабжения ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ», многоквартирных жилых домов, потребителей социально-культурной сферы будет существенно снижена.

Щепикутнев Людмила Николаевна
(83130) 9-77-97



Закрытое акционерное общество
"САРОВСКАЯ
ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ"

ПРЕДПРИЯТИЕ ГОСУДАРСТВЕННОГО УЧРЕЖДЕНИЯ

ЗАО «СГК»
607188, г. Саров, Нижегородская обл.
пр. Мира, 6
тел(83130)7-45-00, факс(83130)7-45-75
тел(83130)3-09-59, факс(83130)6-66-67
e-mail: director@obespechenie-vniief.ru
e-mail: sarovgk@obespechenie-vniief.ru

18.06.2015 № 083/1018-1

О выводе объектов диспетчеризации
из эксплуатации

Заместителю Председателя
Правления ОАО «СО ЕЭС»
Н.Г. Шульгинову

109074, Россия г. Москва,
Китайгородский проезд,
д. 7, стр. 3

Уважаемый Николай Григорьевич!

ЗАО «Саровская Генерирующая Компания» с 2011 года является участником оптового рынка электроэнергии и мощности. Электростанция входит в операционную зону филиала ОАО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ.

Начиная с 01.01.2012 г., генерирующее оборудование I очереди (4 турбогенератора общей установленной мощностью 16 МВт) не участвует в конкурентном отборе мощности как не соответствующее минимальным техническим требованиям (по году выпуска паровой турбины). Соответственно, мощность указанных генерирующих объектов не оплачивается, источник финансирования затрат на содержание и эксплуатацию оборудования отсутствует.

В связи с изложенным, руководством компании принято решение о выводе указанных генерирующих объектов из эксплуатации с 01.01.2014 г.

В соответствии с Положением о порядке вывода из эксплуатации основного энергетического оборудования объектов по производству электрической энергии направляю Вам необходимый пакет документов.

- Приложение:
1. Заявление на вывод из эксплуатации паровой турбины П-4-35/5 «Laval» ст. № 1 от 18.06.2013 № 083/1018.
 2. Заявление на вывод из эксплуатации генератора паровой турбины типа 70Т76 ст. № 1 от 18.06.2013 № 083/1019.
 3. Заявление на вывод из эксплуатации паровой турбины П-4-35/5 «Laval» ст. № 2 от 18.06.2013 № 083/1020.
 4. Заявление на вывод из эксплуатации генератора паровой турбины типа 70Т76 ст. № 2 от 18.06.2013 № 083/1021.
 5. Заявление на вывод из эксплуатации паровой турбины П-4-35/5 «Laval» ст. № 3 от 18.06.2013 № 083/1022.
 6. Заявление на вывод из эксплуатации генератора паровой

- турбины типа 70Т76 ст. № 3 от 18.06.2013 № 083/1023.
7. Заявление на вывод из эксплуатации паровой турбины П-4-35/5 «Laval» ст. № 4 от 18.06.2013 № 083/1024.
8. Заявление на вывод из эксплуатации генератора паровой турбины типа 70Т76 ст. № 4 от 18.06.2013 № 083/1025.
9. Копия Заключения Администрации г. Сарова о невозможности вывода из эксплуатации генерирующего оборудования I очереди ТЭЦ – 4 турбогенераторов «Лаваль» ст. № 1, 2, 3, 4 установленной мощностью 4 МВт каждый от 17.05.2013 № 01-12/1033 на 2 л. в 1 экз.

Генеральный директор
управляющей организации
ОАО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ»

 С.Н. Ковалев

Климовский Дмитрий
Инженер (83130) 79200





Закрытое акционерное общество
"САРОВСКАЯ
ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ"

ПРЕДПРИЯТИЕ ГОСКОРПОРАЦИИ "САОВЭ"

ЗАО «СГК»
607188, г. Саров, Нижегородская обл.
пр. Мира, 6
тел:(83130)7-45-00, факс:(83130)7-45-75
тел:(83130)3-09-59, факс:(83130)6-66-67
e-mail: direction@obespechenie-vniief.ru
e-mail: sarovsk@obespechenie-vniief.ru

18.06.2013 № 013/1018

Заместителю Председателя
Правления ОАО «СО ЕЭС»
Н.Г. Шульгинову

109074, Россия, г. Москва,
Китайгородский проезд,
д. 7, стр. 3

ЗАЯВЛЕНИЕ

на вывод объекта диспетчеризации из эксплуатации

Прошу Вас согласовать вывод из эксплуатации паровой турбины П-4-35/5 «Laval» стационарный № 1 в связи с отсутствием источника финансирования затрат на содержание и эксплуатацию указанного оборудования.

Предполагаемая дата вывода оборудования из эксплуатации: 01.01.2014 г.

Основные технические сведения о выводимом из эксплуатации оборудовании:

№	Наименование	Технические данные и иная информация
1	Марка оборудования	Паровая турбина типа П-4-35/5 «Laval»
2	Год изготовления	1950
3	Завод-изготовитель	«De Laval», Швеция
4	Параметры оборудования	- электрическая мощность: <ul style="list-style-type: none"> • номинальная 4,0 МВт; • максимальная 4,0 МВт; - тепловая мощность 23,6 Гкал/ч; - расход свежего пара: <ul style="list-style-type: none"> • номинальный 38,5 т/ч; • максимальный 41 т/ч; - параметры свежего пара: <ul style="list-style-type: none"> • давление 35 кгс/см²; • температура 435 °С; - производственный отбор пара: <ul style="list-style-type: none"> • диапазон регулирования давления 4-5 кгс/см²; • количество 25 т/ч
5	Число часов работы (на дату представления)	378713

6	Число часов использования установленной мощности за последний год	5144
7	Число выслетовых остановов за последние 2 года, их причины и продолжительность	нет
8	Особые условия, связанные с демонтажем оборудования	требуется реконструкция технологической схемы системы теплоснабжения
9	Возможность замещения мощностей	нет

Приложение: «Заключение о техническом состоянии оборудования...» на 1 л.

Генеральный директор
управляющей организации
ОАО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ»

 С.Н. Ковалев



«ЗАРЕГИСТРИРОВАНО»

ОАО «АТС»

14 ОКТ 2011

(подпись, М.П.)

(дата)

Акт № 11/590 о согласовании групп точек поставки генерации субъекта оптового рынка, сформированных/измененных в результате разделения действующих ГТП генерации, и отнесении их к узлам расчетной модели (дополнительно к Акту №)

Наименование Заявителя:	ЗАО «Саровская Генерирующая Компания»
Регистрационный номер субъекта в Реестре субъектов оптового рынка:	

Таблица отнесения к узлам расчетной модели ГТП

№	Наименование ГТП генерации	Цифровой код Режимной генерирующей единицы	Тип группы точек поставки	Буквенный код объектов управления, входящих в ГТП потребная с регулируемой нагрузкой и номер узла (ов)	Узлы расчетной схемы ОЭС	Узлы расчетной модели	Нагрузка, относимая к узлам расчетной модели (для потребляющих объектов)	Ценовая зона и ОЭС, к которой относится данная ГТП	Буквенный код ГТП (присваивается КО)	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Перечень узлов	Находится на территории Нижегородской области			Узлы: 251110			Первая ценовая зона, ОЭС Средней Волги		
2.	Генерация ЗАО «СГК»									
2.1	Саровская Генерирующая Компания ПС-40А (ТЭЦ) (Г-6, Г-7)	2092	генерация		51110	251110			GSAROVPS	
2.2	Саровская Генерирующая Компания ПС-40А (ТЭЦ) (Г-1, Г-2, Г-3, Г-4)	2163	генерация		51110	251110			GSAROVPI	

Приложения: 1. Спецификации к однолинейной схеме присоединения электрооборудования, входящего в ГТП Заявителя, к внешней электрической сети, в части точек поставки генерации (Таблицы 1А) на ___ стр. в ___ экз

Заявитель:

 подпись, дата
 М.П. по доверенности
 № 083.01/98 от 01.08.2011

ОАО «СО ЕЭС»:

 подпись,
 М.П.

дата

ОАО «АТС»:

 подпись, дата
 М.П.

Вс

АКТ № 662 регистрации ГЕМ **ЗАО «Саровская Генерирующая Компания»**

Полное наименование субъекта оптового рынка:	ЗАО «Саровская Генерирующая Компания»
Регистрационный номер субъекта в Реестре субъектов оптового рынка:	1.1.0120


В отношении ЗАО «Саровская Генерирующая Компания» зарегистрированы:

1.		Электростанция	ЗАО «Саровская Генерирующая Компания» ПС-40А (ТЭЦ)/ SSAROVPS
		Адрес фактического местонахождения	607188, г.Саров
		Номер зоны свободного перетока	25
1.1.		РГЕ (Наименование/Код)	ЗАО «Саровская Генерирующая Компания» ПС-40А (ТЭЦ) (Г-6,Г-7) / 2092
		Код ГТП (справочно)	GSAROVPS
	1.1.1.	ГЕМ (Наименование/Тип/ Код)	ЗАО «Саровская Генерирующая Компания» ПС-40А (ТЭЦ) Г 6,7 / НБАЧ/MGSAROVPS209201
		Узел расчетной модели	251110
		1. Генератор (Ст. номер/Код)	Г-6/31033706
		2. Генератор (Ст. номер/Код)	Г-7/31033707
1.2.		РГЕ (Наименование/Код)	ЗАО «Саровская Генерирующая Компания» ПС-40А (ТЭЦ) (Г-1,Г-2,Г-3,Г-4)/ 2163
		Код ГТП (справочно)	GSAROVPI
	1.2.1.	ГЕМ (Наименование /Тип/Код)	ЗАО «Саровская Генерирующая Компания» ПС-40А (ТЭЦ) Г 1-4 / НБАЧ/ MGSAROVPI216301
		Узел расчетной модели	251110
		1. Генератор (Ст. номер/Код)	Г-1/31033701
		2. Генератор (Ст. номер/Код)	Г-2/31033702
		3. Генератор (Ст. номер/Код)	Г-3/31033703
		4. Генератор (Ст. номер/Код)	Г-4/31033704

Субъект оптового рынка:

Системный оператор

Коммерческий оператор оптового рынка:

 И.Г.Тихов / 10.10.2011
подпись, дата
М.П. по договоренности
№ 083.01/98 от 01.02.2011


подпись, М.П.
дата 02.10.11


подпись, М.П.
дата 10 ОКТ 2011



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

Китайгородский проезд, д. 7, стр. 3,
Москва, Россия, 109074
Тел: (495) 710-51 25 Факс: (495) 710-55-42
E-mail: oestr@ao-eps.ru

18.07.2013 № 646.72-19.0966
на № _____ от _____

О выводе из эксплуатации
энергетического оборудования

Уважаемый Сергей Николаевич!

В соответствии с Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 26.07.2007 № 484 (далее – Правила), по результатам рассмотрения заявления ОАО «Саровская Генерирующая Компания» представленного письмом от 18.06.2013 №083/1018-1, направляю Вам заключение о возможности вывода из эксплуатации турбоагрегатов №№ 1–4 Саровской ТЭЦ.

Указанное заключение сформировано:

- на основе проведенного ОАО «СО ЕЭС» анализа фактических и перспективных электроэнергетических режимов с целью выявления последствий, предусмотренных пунктом 21 Правил;
- с учётом решения о наличии (отсутствии) угрозы возникновения дефицита теплоснабжения, представленного органами местного самоуправления.

В соответствии с пунктом 31 Правил заключение направлено в Министерство энергетики Российской Федерации.

Приложение: на 1 л. в 1 экз.

Первый заместитель
Председателя Правления

Н.Г. Шульгинов

О.М. Матвеева,
(495)627-99-15

18.07.13
19.07.13

7

Генеральному директору
управляющей организации
ОАО «Обеспечение РЯЯЦ-ВНИИРОС»
С.П. Ковалеву

О.И. Ковалев

Приложение
к письму ОАО «СО ЕЭС»
от 18.07.2013 № 04672-19.0966

**Заключение о возможности вывода из эксплуатации турбоагрегатов
№ 1-4 Саровской ТЭЦ ЗАО «СТК»**

1. По результатам проведенного ОАО «СО ЕЭС» анализа схемно-режимной ситуации оснований для отказа в согласовании вывода из эксплуатации турбоагрегатов № 1–4 Саровской ТЭЦ в соответствии с пунктом 21 Правил не установлено.

2. В соответствии с заключением Главы Администрации г. Сарово, представленным письмом от 17.05.2013 №01-12/1033, вывод из эксплуатации турбоагрегатов № 1–4 Саровской ТЭЦ не согласован в связи с наличием угрозы возникновения дефицита теплоснабжения населения.

Таким образом, согласование вывода из эксплуатации рассматриваемого оборудования Саровской ТЭЦ как источника тепловой энергии, предусмотренное пунктом 27¹ Правил, отсутствует.

Учитывая вышесказанное, ОАО «СО ЕЭС», руководствуясь пунктом 27¹ и 32 Правил, предлагает Министерству энергетики Российской Федерации в рассмотрении вопроса о выводе из эксплуатации турбоагрегатов № 1–4 Саровской ТЭЦ отказать в связи с отсутствием согласования органов местного самоуправления, предусмотренного пунктом 27¹ Правил.



Министерство энергетики
Российской Федерации
(Минэнерго России)

П Р И К А З

23 августа 2013г.

№ 486

Москва

**О согласовании вывода из эксплуатации турбогенераторов № 1, 2, 3 и 4
Саровской ТЭЦ ЗАО «Саровская Генерирующая Компания»**

В соответствии с пунктами 34 и 35 Правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 26 июля 2007 г. № 484, на основании заключения ОАО «СО ЕЭС», направленного письмом от 19 июля 2013 г. № Б41-1-2-19-8960, и письма главы администрации города Сарова Нижегородской области В.Д. Димитрова от 17 мая 2013 г. № 01-12/1033 **п р и к а з ы в а ю:**

Согласовать вывод из эксплуатации с 1 января 2016 г. турбогенераторов № 1, 2, 3 и 4 Саровской ТЭЦ ЗАО «Саровская Генерирующая Компания», установив, что с 1 января 2014 г. вывод указанного объекта из эксплуатации по условиям угрозы возникновения дефицита теплоснабжения потребителей приостановлен на два года.

Заместитель Министра



М.Ю. Курбатов

5. Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для каждого этапа.

Предложения по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, работающих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с установкой турбоагрегатов, разрабатываются в случае отказа подключения потребителей к существующим электрическим сетям.

В виду этого, а также по причине малой установленной мощности паровых котлов в котельной КБ-50, перевод котельной в режим комбинированной выработки **нецелесообразен.**

6. Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в пиковый режим работы для каждого этапа, в том числе график перевода.

Мероприятия по выводу из эксплуатации котельных и переводу их в пиковый режим в существующих и расширяемых зонах действия ТЭЦ целесообразны в следующих случаях:

1. наличия перспективных резервов тепловой мощности в регулируемых отборах теплофикационных турбоагрегатов на ТЭЦ;
2. нахождения котельной и ее потребителей на границе эффективного радиуса теплоснабжения ТЭЦ;
3. несоблюдения установленного температурного графика ТЭЦ;
4. несоответствия оборудования котельных требованиям, установленным действующим законодательством об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности (высокий удельный расход топлива на выработку единицы тепловой энергии, моральный и физический износ основного оборудования, связанный с превышением нормативного срока службы и т.д.).

Основаниями для перевода тепловой нагрузки от котельных на ТЭЦ являются:

- данные из перспективных балансов располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки;
- данные о теплофикационных агрегатах, не прошедших конкурентный отбор мощности на оптовый рынок электрической энергии в соответствии с действующим законодательством и прогнозных значениях выбытия теплофикационных турбоагрегатов с рынка мощности;
- данные об остаточном парковом ресурсе теплофикационных агрегатов;
- данные о возможности продления паркового ресурса турбоагрегатов.

В виду того, что:

- котельная КБ-50 находится не на границе эффективного радиуса теплоснабжения ТЭЦ;
- ТЭЦ выдерживает установленный температурный график;
- оборудование котельной соответствует требованиям в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности

Перевод котельной КБ-50, находящейся в резерве, в пиковый режим работы нецелесообразен, но в части приоритетного использования комбинированной выработки тепловой энергии целесообразен перевод теплоснабжения соответствующих потребителей от ТЭЦ.

7. Решения о загрузке источников тепловой энергии, распределении (перераспределении) тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии в каждой зоне действия системы теплоснабжения между источниками тепловой энергии, поставляющими тепловую энергию в данной системе теплоснабжения, на каждом этапе.

В соответствии с главой 4 обосновывающих материалов «Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки» предлагается распределить нагрузку потребителей тепловой энергии по источникам тепловой энергии следующим образом:

7.1 ТЭЦ АО «СГК».

8. Таблица 7.1 Располагаемая тепловая мощность ТЭЦ АО «СГК» по состоянию на 01.01.2020г.

Наименование оборудования	Мощность отборов	Отборы пара в тоннах	Мощность источника по пару, Гкал	Мощность источника по горячей воде, Гкал
Т/а № 6 ПТ-30-90/10/1,2	мощность производственного отбора	140	86,4	86,4
	мощность теплофикационного отбора	35	19,4	19,4
Т/а № 7 ПР-25-90/110/0,9	мощность регулируемого отбора	96	58,6	58,6
	мощность противодавления	50	27,1	27,1
Т/а № 8 ПТ-25-90/10/1,2	мощность производственного отбора	70	43,2	43,2
	мощность теплофикационного отбора	50	27,8	27,8
Т/а № 9 ПТ-25-90/10/1,2	мощность производственного отбора	70	43,2	43,2
	мощность теплофикационного отбора	50	27,8	27,8
Установленная мощность турбоагрегатов		463	334	334
ПВК (ПТВМ-100) 3 ед.				300
РОУ			91	91
ИТОГО ТЭЦ			425	725

9.

С момента строительства I и II очереди станции и до 2015 года установленная мощность станции оставалась неизменной.

В связи со списанием в 2007 году турбинной установки ВР-6-3 ст.№ 5 (акт списания № 9290/1014 от 30.05.2007г.) установленная мощность уменьшилась на 6 МВт. В 2010 г в соответствии с актом об установленной генерирующей мощности АО «СГК» (акт ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» от 9.11.2009г.) -71 МВт.

Установленная тепловая мощность по состоянию на декабрь 2017 г. составляла 715 Гкал/ч, в т.ч.: турбоагрегатов –345 Гкал/ч, РОУ-70 Гкал/ч, пиковых водогрейных котлов – 300 Гкал/ч.

Таблица 7.2 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии в зонах действия источника тепловой энергии ТЭЦ АО «СГК» по состоянию на 01.01.2020г.

Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии ТЭЦ АО «СГК»

№	Наименование	Максимальные (договорные) нагрузки на 31.12.2019 г.				
		Пар (макс.)	ГВС (макс)	Цирк.	Отопл.(макс)	Вент.(макс)
1.	ТЭЦ АО «СГК»	9,86358 Гкал/ч	97,134646 Гкал/ч	11,7806 Гкал/ч	329,109983 Гкал/ч	192,449235 Гкал/ч
			ГВС (макс) без учета КБ- 50		Отопл.(макс) без учета КБ- 50	Вент.(макс) без учета КБ- 50
			95,174646		325,689983	190,460235
	Всего		640,338044 Гкал/ч с учетом КБ-50		632,969044 без учета КБ-50	

Перспективные мощности станции с учетом поэтапного введения нового оборудования и вывода оборудования, выработавшего ресурс, приведены в таблице 7.3

Таблица 7.3 Перспективная тепловая мощность ТЭЦ АО «СГК»

Состав основного оборудования	ст.№	Тип	31.12.2013-31.12.2016		01.01.2017		01.01.2018		01.01.2019		2020		2021-2023	
			МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч
Паровые турбины	1	П-4-35/5 "Лаваль"	4	23,6	4	23,6	4	23,6	4	23,6				
	2	П-4-35/5 "Лаваль"	4	17,5	4	17,5	4	17,5	4	17,5				
	3	П-4-35/5 "Лаваль"	4	17,5	4	17,5	4	17,5	4	17,5				
	4	П-4-35/5 "Лаваль"	4	23,6	4	23,6	4	23,6	4	23,6				
	6	ВПТ-25-4	30	105,9	30	105,8	30	105,8	30	105,8	30	105,8	30	105,8
	7	ПР-25-90/10/0,9	25	85,7	25	85,7	25	85,7	25	85,7	25	85,7	25	85,7
	8	ПТ-25-90/10	-	-	-	-	-	71	-	71	25,83	71	25,83	71
	9	ПТ-25-90/10	-	-	-	-	-	-	-	-	25,743	71	25,743	71
	Паровые котлоагрегаты	1	ТС-35	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2		ТС-35	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
3		ТС-35	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
4		ТС-35	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
5		ТС-35	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
6		ТП-170	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
7		БКЗ-160-100ФБ	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
8		БКЗ-160-100ФЖШ	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
9		Е-220-100	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
10		Е-220-100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+
	б/н	РОУ	-	20	-	20	-	70	-	70	-	91	-	91
Пиковые водогрейные котлы	1	ПТВМ-100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100
	2	ПТВМ-100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100
	3	ПТВМ-100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100
Итого Саровская ТЭЦ			71	594	71	594	71	715	71	715	106,573	725	106,573	725
в том числе отборов паровых турбин			-	274	-	274	-	345	-	345		334	-	334
РОУ			-	20	-	20	-	70	-	70		91	-	91

Общая установленная мощность теплофикационного оборудования ТЭЦ по состоянию на **01.01.2020** года составляет **725,0 Гкал/ч.**

Таблица 7.4 **Баланс перспективной тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия ТЭЦ АО «СГК».**

ТЭЦ АО «Саровская генерирующая компания» г. Саров	2017 (факт)	2018 (факт)	2019 (факт)	2020	2021	2022	2023	2024- 2028	Примечания
	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	
Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в т.ч.	715	715	715	725	725	725	725	725	
Тепловая мощность на собственные нужды	22	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	
Тепловые потери	25	25	25	25	25	25	25	25	
Прогнозная присоединяемая тепловая нагрузка	7.893	1.612	1,124	6.105	15,996	8,839	23,733	49,812(с учетом ввода МКР-1А)	Прогнозные величины рассчитаны на базе выданных условий подключения. Фактическая величина подключаемых мощностей зависит от наличия финансовых источников застройщиков на момент реализации и фактических тепловых нагрузок вводимых объектов

Расчетная присоединенная договорная тепловая нагрузка	629,966	633,051	640,338(с КБ-50 без пара)	646.436	662,432	671,271	695.004	744,816	Договорные нагрузки потребителей и расчетных нагрузок в условиях подключения с 2019года с учетом подключения нагрузки КБ-50 от ТЭЦ (7,369Гкал/час без пара)
Расчетный резерв(+)/дефицит (-) тепловой мощности	38.034	30,749	23.462	27.364	11,368	2.529	-21.204	-71.016	Величины резерва и дефицита указаны исходя из договорных нагрузок потребителей и расчетных нагрузок в условиях подключения с 2019года с учетом подключения нагрузки КБ-50 от ТЭЦ (7,369Гкал/час без пара)

7.2 Котельная КБ-50 ОАО «СТСК».

Отопительно – производственная Котельная КБ-50 ОАО «СТСК» установленной **тепловой мощностью 9,12 Гкал/ч** в качестве резервного источника обеспечивает теплоснабжение зданий и сооружений больничного городка ФГУЗ КБ-50 ФМБА России горячей водой на нужды отопления, вентиляции и ГВС; паром на технологические нужды прачечной. Дальнейшее развитие территории больничного городка и изменение тепловых нагрузок не планируется.

Расчетная присоединенная нагрузка котельной КБ-50:

- На отопление и вентиляцию 5,408 Гкал/ч
- На ГВС 1,961 Гкал/ч

- На технологические нужды(пар) 0,389 Гкал/ч

Всего 7,758 Гкал/ч

Включение оборудования котельной производится в период профилактических ремонтов сетей ГВС и в межотопительный период до включения 1-й системы теплоснабжения, остальное время в резерве.

Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии представлены в таблицах.

Таблица 7.5 Баланс существующей тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия котельной КБ-50.

Котельная КБ-50 ОАО «СТСК» г. Саров	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2022	2023-2028	Примечания
	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	
Установленная тепловая мощность , в т.ч.	9,12	9,12	9,12	9,12	9,12	9,12	9,12	9,12	
Тепловая мощность на собственные нужды	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	
Тепловые потери	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	
Прогнозная присоединяемая тепловая нагрузка	-	-	-	-	-	-	-	-	
Присоединенная договорная тепловая нагрузка	7,758	7,758	7,758	7,758	7,758	7,758	7,758	7,758	
Резерв(+)/дефицит (-) тепловой мощности	1,172	1,172	1,172	1,172	1,172	1,172	1,172	1,172	

На перспективу до 2028 года ввода новых мощностей котельной КБ-50 не планируется.

8.Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, устанавливаемый для каждого этапа, и оценку затрат при необходимости его изменения.

Централизованно регулировать тепловую нагрузку абонентских систем возможно изменением расхода первичного теплоносителя или его температуры.

В связи с этим регулирование тепловой нагрузки бывает центральным, групповым, местным и индивидуальным. Различие между видами регулирования характеризуется пунктом осуществления регулирования. Так центральное регулирование осуществляется непосредственно на теплоисточнике, групповое - в центральных тепловых пунктах или на групповых тепловых подстанциях, местное - в местных тепловых пунктах абонентских вводов, индивидуальное - непосредственно на отопительных приборах потребителей.

Для более эффективного теплоснабжения центральное регулирование должно дополняться групповым, местным и индивидуальным регулированием. В настоящее время такое комбинированное регулирование, как правило, не применяется, что объясняется отсутствием автоматики регулирования на большинстве абонентских вводах и на местных отопительных приборах.

Существуют три способа центрального регулирования тепловой нагрузки системы теплоснабжения: количественный, качественно-количественный и качественный.

Особенностью количественного способа регулирования является регулирование тепловой нагрузки потребителей изменением расхода сетевой воды через местные абонентские установки в зависимости от температуры наружного воздуха при постоянной температуре сетевой воды в подающей магистрали тепловой сети.

При качественно-количественном регулировании тепловая нагрузка системы теплоснабжения регулируется изменением расхода и температуры сетевой воды в зависимости от температуры наружного воздуха.

Качественный способ, получивший широкое распространение в отечественном теплоснабжении (в том числе в г. Сарове), заключается в регулировании тепловой нагрузки системы теплоснабжения путем изменения температуры сетевой воды при постоянном расходе сетевой воды в подающей магистрали.

При качественном регулировании тепловой нагрузки создаются наиболее благоприятные гидравлические условия для всех абонентских установок, что достигается постоянством расхода сетевой воды в системах теплоснабжения. Эта особенность является основным преимуществом качественного регулирования тепловой нагрузки, благодаря которому оно получило широкое применение в отечественном теплоснабжении. Внедрению качественного регулирования, как основного способа регулирования, также способствовали отсутствие или несовершенство приборов автоматического регулирования расхода и температуры у абонентов.

Выбор любого температурного графика осуществляется на основании технико-экономических расчетов, т.к. от параметров графика зависит экономичность работы теплоисточников, уровнем максимальных и минимальных допустимых напоров в теплосети, капитальных вложений в системы теплоснабжения, связанные с подбором диаметров тепловой сети и оборудования тепловых абонентских вводов, затраты на транспорт теплоносителя, удельный расход теплоносителя на абонентскую установку, тепловые потери в тепловой сети.

При проектировании в конце 20-века систем теплоснабжения в России на основании требований ранее действующего СНИП 2.04.07-86 «Тепловые сети» был применен температурный график 150-70°C. Этот график был регламентирован и принят в качестве расчетного в большинстве отечественных систем теплоснабжения. Удельный расход сетевой воды для указанного перепада температур составляет 10,8 м³/ч на 1 МВт расчетной нагрузки отопления (12,5 м³/Гкал). Выбор данного графика технико-экономически обусловлен тем, что при его использовании получается наибольшая величина комбинированной выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

Как указано выше, в современных системах централизованного теплоснабжения России (в том числе в г. Сарове) наибольшее распространение получил метод центрального качественного регулирования. Этот метод применяется как на источниках тепла, так и непосредственно в отопительных системах и заключается в регулировании тепловой нагрузки изменением температуры подающей воды в зависимости от температуры наружного воздуха, то есть поддержанием требуемого температурного графика.

Температурный график местных систем отопления обусловлен требованиями безопасности людей и принятыми особенностями присоединения отопительных приборов. Качество отопления для таких систем определяется точностью поддержания температурного графика. График тепловых сетей от источника тепла обуславливается экономичностью выработки и транспортировки тепловой энергии. Он как правило, выше графика в местных системах и его поддержание производится в соответствии со средней температурой наружного воздуха за временный интервал регулирования. Это работа по так называемому диспетчерскому графику.

При проектировании систем централизованного теплоснабжения в г. Сарове применяются графики с расчетной температурой воды на источнике 150-70°C. Системы отопления жилых и общественных зданий проектируются и эксплуатируются исходя из внутренних расчетных температурных графиков 95-70°C или 90-70°C согласно проектной документации. Коэффициент смещения данных систем 2,2 или 3. Этим жестко регламентируется температура теплоносителя, поступающего к потребителям и возвращаемого на источник теплоснабжения. Поэтому тепловые сети г. Сарова работают по температурному графику 150-70°C

При графике регулирования по суммарной нагрузке отопления и горячего водоснабжения необходим излом (спрямление) температурного графика при положительных температурах наружного воздуха и низких температурах сетевой воды, требуемых для отопления. Излом температурного графика обуславливается необходимостью приготовления горячей воды с температурой согласно нормативных документов не ниже 60°C.

В системе теплоснабжения г. Сарова, обеспечивающей совместные нагрузки отопления и ГВС, предусмотрен излом графика регулирования для обеспечения температуры ГВС в соответствии с требованиями законодательства РФ о техническом регулировании (СанПиН 2.1.4.2496-09).

В соответствии со СНиП 41-02-2003 регулирование отпуска теплоты от источников тепловой энергии города предусматривается качественное по нагрузке отопления (для Больничного городка КБ-50 и системы теплоснабжения №2 промышленного района) и по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения (для системы теплоснабжения №1).

Требование обеспечения надежности теплоснабжения при значительном износе оборудования и сетей промышленного района 2-й системы теплоснабжения привели к необходимости оптимизации расчетных параметров графиков путём срезки температуры воды в подающих магистралях на уровне 115 °С.

На отопительный период 2018-2019г.г. по согласованию с ФГУП РФЯЦ- ВНИИЭФ принят температурный график 150-70°С со срезкой температуры воды в подающих магистралях 2-й системы теплоснабжения на уровне 115 °С.

Данный аналогичный вариант тем более применим в городе Сарове, так как риски недогрева потребителей при низких зимних температурах исключены вследствие следующих факторов:

- компактная застройка города,
- относительно малая протяженность магистральных сетей (до 5 км),
- высокая плотность тепловой нагрузки застройки в зоне радиуса эффективного теплоснабжения, подключенной к централизованному теплоснабжению,
- подземная прокладка разводящих и внутриквартальных теплосетей в непроходных каналах, что обеспечивает снижение тепловых потерь на 11% относительно аналогичной надземной прокладки.
- в расчетной тепловой нагрузке на отопление жилых домов постройки до и после 2000 года от 40 до 50% ее величины приходится на нагрев наружного воздуха при ранее принятой нормативной величине кратности воздухообмена, равной 1. С 2011 года нормативная величина кратности воздухообмена жилых домов приведена к фактическому значению - уменьшена до 0,35 (СП 54.13330.2011 «Здания жилые многоквартирные»);
- высокая степень оборудования оконных проемов жилых зданий стеклопакетами;
- Монтаж новой бойлерной установки с удвоением количества сетевых насосов и оборудование сетевых насосов ТЭЦ частотным приводом позволяет при необходимости увеличивать расход сетевого теплоносителя (количественное регулирование) для компенсации недогрева зданий.

Кроме этого, проектный тепловой поток систем отопления во всех случаях больше фактических теплотерь отапливаемых зданий вследствие установленных методик проектирования:

- неизбежного завышения поверхностей принимаемых к установке отопительных приборов за счет округления до ближайшего типоразмера или целого числа секций,
- неучтенной теплоотдачи транзитных трубопроводов в помещениях,
- применения усредненных коэффициентов для учета неравномерности теплопотерь через отдельные элементы наружных ограждений.

Вышеприведенные данные подтверждает наличие значительных перетопов, особенно проявляющихся при пониженных температурах наружного воздуха, когда температура воздуха в помещениях повышается до $+26^{\circ}\text{C}$.

Необходимо отметить, что в настоящее время в нормативной документации отсутствует ранее существовавший запрет на применение для тепловых сетей графиков регулирования отпуска теплоты со срезкой.

Применение температурных графиков теплоснабжения $150-70^{\circ}\text{C}$ с ограничением максимальной температуры теплоносителя (срезки) на уровне 115°C при наличии возможности увеличения расхода сетевого теплоносителя (количественное регулирование) для компенсации возможного недогрева зданий позволит решить сразу несколько актуальных задач теплоснабжения города:

1. Повышение надежности функционирования тепловых сетей, снижение нагрузки на оборудование эксплуатируемых теплосетей и ТЭЦ
2. Снижение тепловых потерь вследствие снижения температуры транспортируемого теплоносителя.
3. Повышение энергетической эффективности работы систем теплоснабжения и теплопотребления потребителей города.
4. Продление срока службы трубопроводов (при измененных параметрах теплоносителя тепловые удлинения трубопроводов значительно ниже, что уменьшает напряжение в металле, тем самым снижая аварийность в тепловых сетях.
5. Снижение вероятности аварийных ситуаций в тепловых сетях вследствие гидроударов из-за вскипания

теплоносителя при низких температурах наружного воздуха.

В период низких температур наружного воздуха температура сетевого теплоносителя в трубопроводах достигает 130-140°C при давлении 5-6 атм.

При разрыве трубопровода теплоноситель при атмосферном давлении моментально превращается в пар (вскипание), что вызывает снижение давления и гидроудары в тепловых сетях, а также выход из строя сетевых насосов источника теплоснабжения по причине кавитации с последующим прекращением теплоснабжения района или поселения.

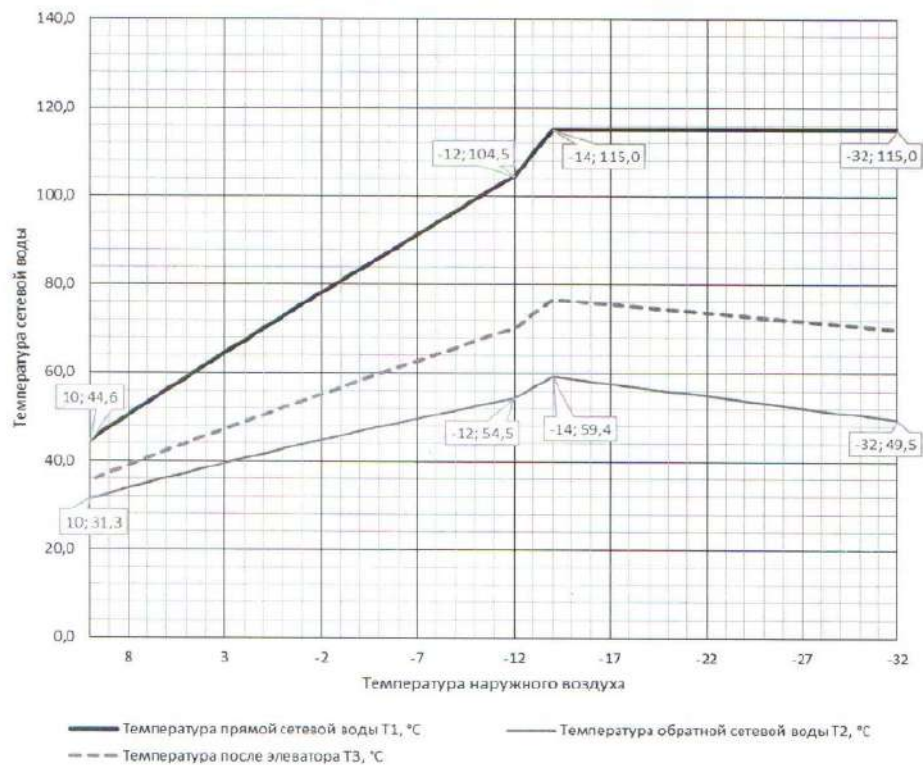
Степень выброса пара и соответственно сила гидравлического удара при температурах теплоносителя в 150°C и 115°C и давлении от 5 до 7 кгс/см² различается на 30%.

6. Уменьшение риска возникновения аварийных ситуаций вследствие заброса перегретого теплоносителя во внутридомовые системы отопления, расчетные температуры которых не превышают 90-95 °С (из полимерных и металлополимерных труб), из-за сбоя в работе автоматических регуляторов индивидуальных тепловых пунктов потребителей.
7. Повышение безопасности эксплуатации тепловых узлов жилых зданий с открытым водоразбором (п. ИТР, ул. Харитона, часть ул. Ленина).
8. При низких температурах наружного воздуха нормативная температура в помещениях может быть при необходимости соблюдена увеличением расхода теплоносителя, т.е. качественно-количественным регулированием.

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель генерального директора
по развитию энергокомплекса
- главный инженер
АО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ»
А.Ф. Беляев

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер
ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»
И.З. Мушин

Графики зависимости температуры сетевой воды от температуры наружного воздуха на отопительный период 2018-2019 г.г. для 2 системы теплоснабжения



СОГЛАСОВАНО:

Исполнительный директор АО «СГК»

С.А. Сафонов

Исполнительный директор АО «СТСК»

И.А. Воронцов

Главный энергетик ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»

А.А. Сафонов

Анализ данных диспетчерской службы ОАО «СТСК» по температурам воды в подающих и обратных трубопроводах за предшествующие отопительные периоды показал, что срезка температурных графиков на источниках тепловой энергии для систем теплоснабжения промышленного района является обоснованной и не приводит к снижению количества и качества отпускаемой потребителям тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции. Жалобы от потребителей в указанных системах теплоснабжения отсутствуют.

Исходные данные для расчёта температурных графиков в системах теплоснабжения города Сарова:

Наименование источника теплоты, система теплоснабжения	Вид регулирования отпуска тепловой энергии в систему теплоснабжения	Схема присоединения нагрузки ГВС	Расчетная температура наружного воздуха, °С	Температура воздуха внутри отапливаемых помещений, °С	Спрямление температурного графика на ГВС, °С	Срезка температурного графика, °С	Параметры теплоносителя, °С
ТЭЦ АО «СГК», система №1	центральное, качественное	открытая	-32	+20	60	нет	150/70
ТЭЦ АО «СГК», система №2	центральное, качественное	отсутствует	-32	+18	нет	115	150/70
Котельная КБ-50 ОАО «СТСК»	центральное, качественное	отсутствует	-32	+20	нет	130	150/70

Выбор температурного графика с расчетной температурой воды на источнике 150-70°С со срезкой 115°С полностью соответствует принципам государственной политики в области теплоснабжения, отраженной в **статье 3 Федерального закона «О теплоснабжении» от 27 июля 2010 г. №190-ФЗ:**

а) обеспечение безопасности и надежности теплоснабжения потребителей в соответствии с требованиями технических регламентов:

- согласно проектной документации все системы теплоснабжения в г. Сарове рассчитаны на применение данного графика и метода регулирования.

б) обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами- при применении данного графика наиболее оптимальны расходы на:

-капитальные вложения в системы теплоснабжения, связанные с подбором диаметров тепловой сети и оборудования тепловых абонентских вводов, а также насосного оборудования источника,

-затраты на приготовление и транспорт теплоносителя,

- удельный расход теплоносителя на абонентскую установку,

- тепловые потери в тепловой сети.

в) обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки тепловой и электрической энергии для организации теплоснабжения с учетом экономической обоснованности:

-при использовании температурного графика с расчетной температурой воды на источнике 150-70°C получается наибольшая величина комбинированной выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

г) соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей:

- все системы теплоснабжения в г. Сарове рассчитаны на применение температурного графика с расчетной температурой воды на источнике 150-70°C., как и источники тепловой энергии.

в) обеспечение резервирования системы теплоснабжения согласно статьи 23 Федерального закона «О теплоснабжении» от 27 июля 2010 г. №190-ФЗ:

- осуществление теплоснабжения потребителя 1-й категории- КБ-50 (здания больничного городка КБ-50) может осуществляться как от автономной котельной АО «СТСК», так и от ТЭЦ АО «СГК» (системы теплоснабжения данных зданий рассчитаны на применение температурного графика с расчетной температурой воды 150-70°C).

Согласно п. 6.2.59 « Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок (утв. приказом Минэнерго РФ от 24 марта 2003 г. N 115) температура воды в подающей линии водяной тепловой сети в соответствии с утвержденным для системы теплоснабжения графиком задается по усредненной температуре наружного воздуха за промежутки времени в пределах 12-24 ч, определяемый диспетчером тепловой сети в зависимости от длины сетей, климатических условий и других факторов.

Отклонения от заданного режима на источнике теплоты предусматриваются не более:

- по температуре воды, поступающей в тепловую сеть $\pm 3\%$;
- по давлению в подающем трубопроводе $\pm 5\%$;
- по давлению в обратном трубопроводе $\pm 0,2$ кгс/см².

Отклонение фактической среднесуточной температуры обратной воды из тепловой сети может превышать заданную графиком не более чем на $+ 5\%$. Понижение фактической температуры обратной воды по сравнению с графиком не лимитируется.

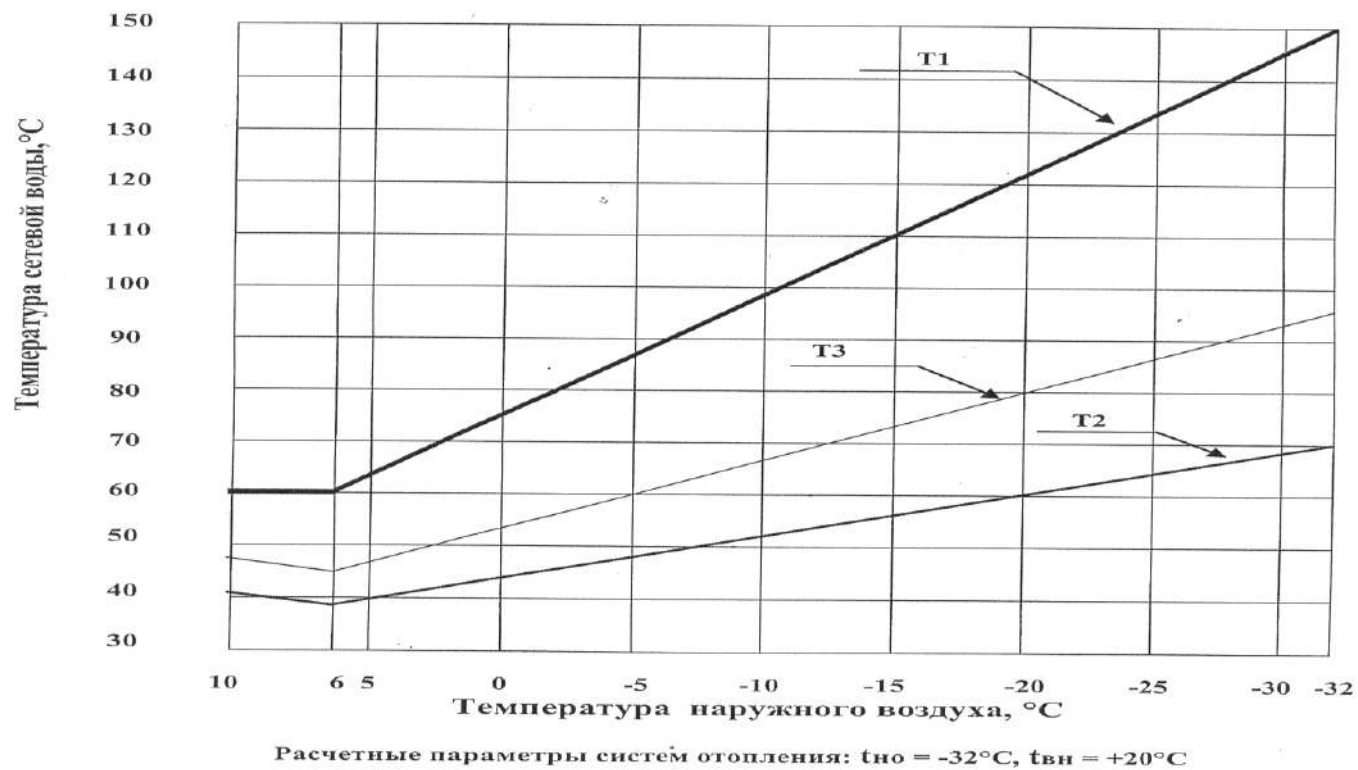


Рисунок 1 а - График зависимости температуры сетевой воды от температуры наружного воздуха на отопительный период 2019-2020 г. для первой системы теплоснабжения

Температура наружного воздуха	Температура прямой сетевой воды					Температура обратной сетевой воды		
	ТЭЦ	После элеватора					70	60
		90	95	100	105	85		
Tн	T1	T3	T3	T3	T3	T3	T2	T2
+10	60,0	45,4	46,7	47,9	49,2	44,0	40,6	37,8
+9	60,0	45,0	46,3	47,6	48,9	43,5	40,1	37,2
+8	60,0	44,6	45,9	47,3	48,6	43,1	39,5	36,6
+7	60,0	44,2	45,6	46,9	48,3	42,7	39,0	36,0
+6	60,0	43,8	45,2	46,8	48,3	42,3	38,5	35,4
+5	62,6	45,1	46,7	48,4	50,0	43,0	39,5	35,8
+4	65,1	46,4	48,2	49,9	51,7	44,3	40,5	36,6
+3	67,6	47,8	49,6	51,5	53,3	45,6	41,5	37,4
+2	70,1	49,1	51,1	53,0	54,9	46,8	42,4	38,1
+1	72,6	50,5	52,5	54,5	56,6	48,0	43,4	38,9
0	75,1	51,8	53,9	56,0	58,2	49,3	44,3	39,6
-1	77,5	53,1	55,3	57,5	59,7	50,5	45,2	40,4
-2	80,0	54,4	56,7	59,0	61,3	51,7	46,1	41,1
-3	82,4	55,7	58,1	60,5	62,9	52,9	47,0	41,8
-4	84,8	56,9	59,4	61,9	64,4	54,1	47,9	42,5
-5	87,2	58,2	60,8	63,4	66,0	55,2	48,8	43,2
-6	89,6	59,5	62,1	64,8	67,5	56,4	49,6	43,9
-7	92,0	60,7	63,5	66,3	69,0	57,6	50,5	44,6
-8	94,4	62,0	64,8	67,7	70,6	58,7	51,4	45,3
-9	96,8	63,2	66,1	69,1	72,1	59,9	52,2	45,9
-10	99,2	64,4	67,5	70,5	73,6	61,0	53,0	46,6
-11	101,6	65,6	68,8	71,9	75,1	62,2	53,9	47,3
-12	103,9	66,8	70,1	73,3	76,5	63,3	54,7	47,9
-13	106,3	68,0	71,4	74,7	78,0	64,4	55,5	48,6
-14	108,6	69,2	72,7	76,1	79,5	65,5	56,3	49,2
-15	111,0	70,4	73,9	77,5	81,0	66,7	57,1	49,8
-16	113,3	71,6	75,2	78,8	82,4	67,8	57,9	50,5
-17	115,6	72,8	76,5	80,2	83,9	68,9	58,7	51,1
-18	118,0	74,0	77,8	81,5	85,3	70,0	59,5	51,7
-19	120,3	75,2	79,0	82,9	86,7	71,1	60,3	52,3
-20	122,6	76,3	80,3	84,2	88,2	72,2	61,1	52,9
-21	124,9	77,5	81,5	85,6	89,6	73,3	61,8	53,6
-22	127,2	78,7	82,8	86,9	91,0	74,4	62,6	54,2
-23	129,5	79,8	84,0	88,2	92,5	75,4	63,3	54,8
-24	131,8	81,0	85,3	89,6	93,9	76,5	64,1	55,4
-25	134,1	82,1	86,5	90,9	95,3	77,6	64,9	55,9
-26	136,4	83,2	87,7	92,2	96,7	78,7	65,6	56,5
-27	138,7	84,4	88,9	93,5	98,1	79,7	66,3	57,1
-28	140,9	85,5	90,2	94,8	99,5	80,8	67,1	57,7
-29	143,2	86,6	91,4	96,1	100,9	81,8	67,8	58,3
-30	145,5	87,8	92,6	97,4	102,2	82,9	68,6	58,9
-31	147,7	88,9	93,8	98,7	103,6	84,0	69,3	59,4
-32	150,0	90,0	95,0	100,0	105,0	85,0	70,0	60,0

Рисунок 1 б - График зависимости температуры сетевой воды от температуры наружного воздуха на отопительный период 2019 г. для первой системы теплоснабжения

Описание типов присоединения потребителей, обосновывающие применение температурных графиков.

Согласно Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок (утв. приказом Минэнерго РФ от 24 марта 2003 г. N 115) системы отопления зданий следует присоединять к тепловым сетям по зависимой схеме:

- - непосредственно при совпадении гидравлического и температурного режимов тепловой сети и местной системы. При этом необходимо обеспечивать нескипаемость перегретой воды при динамическом и статическом режимах системы;
- - через элеватор при необходимости снижения температуры воды в системе отопления и располагаемом напоре перед элеватором, достаточном для его работы;
- - через смесительные насосы при необходимости снижения температуры воды в системе отопления и располагаемом напоре, недостаточном для работы элеватора, а также при осуществлении автоматического регулирования системы.

Достоинством зависимой схемы присоединения является простота, надежность, относительно невысокая стоимость абонентских узлов по сравнению с независимой схемой. Кроме того, при зависимом присоединении в абонентской установке может быть получен больший, чем при независимом присоединении, перепад температур сетевой воды, что способствует снижению расхода воды в теплосети и, соответственно, уменьшению диаметров трубопроводов тепловых сетей и снижению капитальных затрат в тепловые сети.

При проектировании элеваторных систем отопления на основании требований ранее действующего СНиП 2.04.07-86 «Тепловые сети» **применяется температурный график 150-70°C.**

Наибольшее распространение в настоящее время получили в России, как и в г. Сарове, зависимые схемы присоединения систем отопления **через элеваторы** (струйные насосы). Объясняется это, главным образом, исключительной надежностью, простотой, и дешевизной элеватора как смесительного устройства, особенностью которого является независимость коэффициента смешения от располагаемого перепада давлений в точке его присоединения (коэффициент смешения элеватора не зависит от гидравлического режима во внешней тепловой сети).

В системах централизованного теплоснабжения установка элеваторов обусловлена также наличием значительных располагаемых напоров для потребителей. Такие избыточные напоры снижаются установкой дроссельных диафрагм. Элеваторное присоединение применяется в жилых и общественных зданиях главным образом из соображений безопасности.

В системах теплоснабжения промышленных предприятий применяется непосредственное присоединение местных систем к тепловым сетям.

В последнее время жилых и общественных зданиях г. Сарова устанавливаются элеваторы с регулируемым соплом (в основном типа «Электроника»).

Способ регулирования заключается в изменении площади выходного сечения сопла элеватора посредством вдвигаемой в него иглы. Регулирование температуры после элеватора основано на том, что при вдвигании иглы в сопло площадь его выходного сечения уменьшается. Это ведет к возрастанию коэффициента инжекции (смешения) и снижению температуры смешанной воды за элеватором до требуемой по отопительному графику величины (или до значений по сниженному температурному графику в ночное время или в нерабочие дни). При таком местном регулировании расход теплоносителя в местной системе не остается постоянным (снижается), поскольку при этом возрастает сопротивление сопла, а значит и всего контура, образованного проточной частью элеватора и системой отопления, что при заданном значении перепада давлений на вводе ведет к снижению расхода воды через указанный контур. Таким образом отпуск теплоты уменьшается. При глубоком регулировании возможна разрегулировка системы отопления.

Применение только элеватора с регулируемым соплом недостаточно для регулирования отпуска тепла на отопление в диапазоне излома температурного графика.

В г. Сарове смонтировано **порядка 284** тепловых узлов, где применены элеваторы с регулируемым соплом.

Также в г. Сарове в жилых и общественных зданиях присутствует около 40 автоматизированных тепловых узлов с насосным регулированием с установкой смесительного насоса на перемычке между трубопроводами прямого и обратного теплоносителя, регулирующего клапана на прямом трубопроводе и

промышленного контроллера. Преимуществами данной схемы является повышение надежности работы системы отопления (при аварийном отключении тепловой сети такой насос осуществляет циркуляцию воды в системе отопления, что предотвращает ее замораживание в течение длительного времени-8-12 часов), обеспечение циркуляции теплоносителя в системе при недостаточном располагаемом напоре на вводе, возможность автоматического регулирования расхода тепловой энергии в том числе при работе в диапазоне излома температурного графика.

Данные автоматизированные тепловые узлы полностью соответствуют требованиям п.9.3.2«Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок» в части оборудование систем отопления с расчетным расходом теплоты более 50КВт приборами автоматического регулирования расхода тепловой энергии и теплоносителя.

Клапан регулирующий и контроллер предназначены для автоматического регулирования теплового потока путем смешивания расходов прямого и обратного теплоносителя на основе автоматического управления данным процессом.

Режим программируемого автоматического регулирования обеспечивается настройками контроллера (в основном типа Микконт-М-180 или ЗАО «Взлет»).

Контроллер, согласно заложенной программе, периодически опрашивает задействованные в работе датчики температуры, обрабатывает полученную информацию, размещая ее в памяти для дальнейшего использования.

Режим регулирования температуры в системе отопления осуществляется по запрограммированному отопительному графику зависимости температуры теплоносителя от температуры наружного воздуха с корректировкой температуры смешанного теплоносителя.

При отклонении текущей температуры теплоносителя от расчетной контроллер подает в исполнительный привод клапана управляющие импульсы , в результате чего происходит перемещение регулирующего органа в необходимом направлении до достижения требуемого параметра теплоносителя.

Данная система, кроме указанных выше функций, позволяет:

-задавать температурный режим управления для каждого дня недели с учетом рабочего и нерабочего времени.

- корректировать температурный режим и календарь при переносе рабочих и выходных дней.
- контролировать систему отопления от превышения температуры обратного теплоносителя,
- выдавать сигнал аварийного предупреждения,
- производить ручную коррекцию температурного графика
- выдавать сигналы на включение и выключение насосов
- производить регистрацию данных на ПК.

Несколько зданий г. Сарова имеют независимую схему присоединения:

Торговый центр «Seven», 13 жилых домов ООО «Евросталь» в МКР-22 (БТП-22:Садовая 70/1,70/2,Зернова 5,7,9,11,Садовая 68/1,68/2,68/3,68/4, Негина 4, 6,8) , 6 жилых домов ООО «Евросталь» в МКР-21 (БТП-21:Лесная 31,33,35,37, П. Морозова,14), (3 жилых дома БТП22/2: ул. Негина 66/1,66/2,66/3), радиотелевизионная передающая станция, торговый центр «Атом», здание пожарного депо в районе КПП-3,жилые дома №156, 157, 158-162 (пойма), Музрукова 39/2, Музрукова 39/1, здания аэродрома ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»,здания гостиницы на ул. П. Морозова.

Независимая схема основана на отделении системы отопления от тепловой сети с помощью теплообменника, вследствие этого давление в тепловой сети не может передаваться теплоносителю системы отопления. Циркуляция теплоносителя осуществляется с помощью специально установленных циркуляционных насосов.

Принципиальные преимущества независимой схемы присоединения:

- независимость от параметров тепловой сети;
- гидравлическая устойчивость;
- высокий потенциал экономии тепловой энергии;

Принципиальные недостатки независимой схемы присоединения:

-высокие капитальные затраты;

-необходимость работы системы теплоснабжения по повышенному температурному графику для компенсации недогрева в промежуточном теплообменнике

-зависимость от электропитания насосов.

Учитывая, что наибольшее распространение в г. Сарове имеют зависимые схемы присоединения систем отопления жилых и общественных зданий **через элеваторы** (струйные насосы), которые запроектированы и эксплуатируются исходя из внутренних расчетных температурных графиков 95-70°C или 90-70°C с коэффициентами смешения данных систем 2,2 или 3, поэтому тепловые сети г. Сарова работают по температурному графику 150-70°C с определенными нормативной документацией значениями температуры теплоносителя, поступающего к потребителям и возвращаемого на источник теплоснабжения.

9. Анализ вопроса снижения проектного температурного графика регулирования систем теплоснабжения в масштабах страны.

На протяжении последних десятилетий практически во всех городах РФ наблюдается очень значительный разрыв между фактическим и проектными температурными графиками регулирования систем теплоснабжения. Как известно, закрытые и открытые системы централизованного теплоснабжения в городах СССР проектировались при использовании качественного регулирования с температурным графиком регулирования сезонной нагрузки 150-70 °С. Такой температурный график широко применялся, как для ТЭЦ, так и для районных котельных. Но, уже начиная с конца 70-х годов, появились существенные отклонения температур сетевой воды в фактических графиках регулирования от их проектных значений при низких температурах наружного воздуха. В расчетных условиях по температуре наружного воздуха температура воды в подающих теплопроводах снизилась со 150 °С до 85...115 °С. Произведенное понижение температурного графика владельцами тепловых источников обычно официально оформлялось, как работа по проектному графику 150-70°C со “срезкой” при пониженной температуре 110...130°C. При более низких температурах теплоносителя предполагалась работа системы теплоснабжения по диспетчерскому графику.

Переход на пониженный температурный график, например, 110-70 °С с проектного графика 150-70 °С должен повлечь за собой ряд серьезных последствий, которые диктуются балансовыми энергетическими соотношениями. В связи с уменьшением расчетной разности температур сетевой воды в 2 раза при сохранении тепловой нагрузки отопления, вентиляции необходимо обеспечить увеличение расхода сетевой воды для этих потребителей также в 2 раза. Соответствующие потери давления по сетевой воде в тепловой сети и в теплообменном оборудовании теплоисточника и тепловых пунктов при квадратичном законе сопротивления вырастут в 4 раза. Необходимое увеличение мощности сетевых насосов должно произойти в 8 раз. Очевидно, что ни пропускная способность тепловых сетей, спроектированных на график 150-70 °С, ни установленные сетевые насосы не позволят обеспечить доставку теплоносителя до потребителей с удвоенным расходом в сравнении с проектным значением.

В связи с этим совершенно ясно, что для обеспечения температурного графика 110-70 °С не на бумаге, а на деле, потребуется радикальная реконструкция как теплоисточников, так и тепловой сети с тепловыми пунктами, затраты на которую непосильны для владельцев систем теплоснабжения.

Запрет на применение для тепловых сетей графиков регулирования отпуска теплоты со “срезкой” по температурам, приведенный в п.7.11 СНиП 41-02-2003 “Тепловые сети”, никак не смог повлиять на повсеместную практику ее применения. В актуализированной редакции этого документа СП 124.13330.2012 режим со “срезкой” по температуре не упоминается вообще, то есть, прямой запрет на такой способ регулирования отсутствует. Это означает, что должны выбираться такие способы регулирования сезонной нагрузки, при которых будет решена главная задача – обеспечение нормированных температур в помещениях и нормированной температуры воды на нужды ГВС.

В утвержденный Перечень национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений" (Постановление Правительства РФ от 26.12.2014 № 1521) вошли редакции СНиП после актуализации. Это означает, что применение “срезки” температур сегодня является вполне законным мероприятием, как с точки зрения Перечня

национальных стандартов и сводов правил, так и с точки зрения актуализированной редакции профильного СНиП “Тепловые сети”.

Федеральный Закон № 190-ФЗ от 27 июля 2010 г. “О теплоснабжении”, «Правила и нормы технической эксплуатации жилищного фонда» (утверждены Постановлением Госстроя РФ от 27.09.2003 № 170), СО 153-34.20.501-2003 “Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации” также не запрещают регулирование сезонной тепловой нагрузки со “срезкой” по температуре.

В 90-е годы вескими причинами, которыми объясняли радикальное снижение проектного температурного графика, считались изношенность тепловых сетей, арматуры, компенсаторов, а также невозможность обеспечить необходимые параметры на тепловых источниках в связи с состоянием теплообменного оборудования. Несмотря на большие объемы ремонтных работ, проводимых постоянно в тепловых сетях и на тепловых источниках в последние десятилетия, эта причина остается актуальной и сегодня для значительной части практически любой системы теплоснабжения.

Следует отметить, что в технических условиях на присоединение к тепловым сетям большинства тепловых источников до сих пор приводится проектный температурный график 150-70 °С, или близкий к нему. При согласовании проектов центральных и индивидуальных тепловых пунктов неременным требованием владельца тепловой сети является ограничение расхода сетевой воды из подающего теплопровода тепловой сети в течение всего отопительного периода в строгом соответствии с проектным, а не реальным температурным графиком регулирования.

В настоящее время в стране в массовом порядке происходит разработка схем теплоснабжения городов и поселений, в которых также проектные графики регулирования 150-70 °С, 130-70 °С считаются не только актуальными, но и действительными на 15 лет вперед. При этом отсутствуют пояснения, как обеспечить такие графики на практике, не приводится хоть сколь-нибудь понятное обоснование возможности обеспечения присоединенной тепловой нагрузки при низких температурах наружного воздуха в условиях реального регулирования сезонной тепловой нагрузки.

В этих условиях чрезвычайно важным является анализ реального положения с гидравлическим режимом работы тепловых сетей и с микроклиматом отапливаемых помещений при расчетной температуре наружного воздуха. Фактическое положение таково, что, несмотря на значительное понижение температурного графика, при обеспечении проектного расхода сетевой воды в системах теплоснабжения городов, как правило, нет значительного понижения расчетных температур в помещениях, которые бы приводили к резонансным обвинениям владельцев тепловых источников в невыполнении своей главной задачи: обеспечении нормативных температур в помещениях. В связи с этим встают следующие естественные вопросы:

1. Чем объясняется такая совокупность фактов?

2. Можно ли не только объяснить существующее положение дел, но и обосновать, исходя из обеспечения требований современной нормативной документации, либо “срезку” температурного графика при 115°C, либо новый температурный график 115-70 (60) °C при качественном регулировании сезонной нагрузки?

3. Какие изменения можно рекомендовать в технических условиях на присоединение потребителей разного вида (жилые здания, здания общественного назначения, производственные здания) при понижении температурного графика?

Эта проблема, естественно, постоянно привлекает к себе всеобщее внимание. Поэтому появляются публикации в периодической печати, в которых даются ответы на поставленные вопросы и приводятся рекомендации по ликвидации разрыва между проектными и фактическими параметрами системы регулирования тепловой нагрузки. В отдельных городах уже проведены мероприятия по снижению температурного графика и делается попытка обобщить результаты такого перехода.

С нашей точки зрения, наиболее ясно эта проблема обсуждается в статье Гершковича В.Ф.

В ней отмечаются несколько чрезвычайно важных положений, являющихся, в том числе обобщением практических действий по нормализации работы систем теплоснабжения в условиях низкотемпературной “срезки”. Отмечается, что практические попытки увеличения расхода в сети с целью приведения его в соответствие с пониженным

температурным графиком не привели к успеху. Скорее, они способствовали гидравлической разрегулировке тепловой сети, в результате которой расходы сетевой воды между потребителями перераспределялись непропорционально их тепловым нагрузкам.

В то же время при сохранении проектного расхода в сети и снижении температуры воды в подающей линии даже при низких температурах наружного воздуха в ряде случаев удалось обеспечить на приемлемом уровне температуру воздуха в помещениях. Этот факт автор [2] объясняет тем, что в нагрузке отопления очень значительная часть мощности приходится на нагрев свежего воздуха, обеспечивающего нормативный воздухообмен помещений. Реальный воздухообмен в холодные дни далек от нормативного значения, так как он не может быть обеспечен только открыванием форточек и створок оконных блоков или стеклопакетов. В статье особо подчеркивается, что российские нормы воздухообмена в несколько раз превышают нормы Германии, Финляндии, Швеции, США. Отмечается, что в Киеве снижение температурного графика за счет “срезки” со 150 °С до 115 °С было реализовано и не имело отрицательных последствий. Аналогичная работа выполнена в тепловых сетях Казани и Минска.

В настоящей статье рассмотрено современное состояние российских требований нормативной документации по воздухообмену помещений. На примере модельных задач с осредненными параметрами системы теплоснабжения определено влияние разных факторов на ее поведение при температуре воды в подающей линии 115 °С в расчетных условиях по температуре наружного воздуха, в том числе:

- снижение температуры воздуха в помещениях при сохранении проектного расхода воды в сети;
- повышение расхода воды в сети с целью сохранения температуры воздуха в помещениях;
- снижение мощности системы отопления за счет уменьшения воздухообмена для проектного расхода воды в сети при обеспечении расчетной температуры воздуха в помещениях;
- оценка мощности системы отопления за счет уменьшения воздухообмена для фактически достижимого повышенного расхода воды в сети при обеспечении расчетной температуры воздуха в помещениях.

2. Исходные данные для анализа

В качестве исходных данных принято, что имеется источник теплоснабжения с доминирующей нагрузкой отопления и вентиляции, двухтрубная тепловая сеть, ЦТП и ИТП, приборы отопления, calorifers, водоразборные краны. Вид системы теплоснабжения не имеет принципиального значения. Предполагается, что проектные параметры всех звеньев системы теплоснабжения обеспечивают нормальную работу системы теплоснабжения, то есть, в помещениях всех потребителей устанавливается расчетная температура $t_{в,р}=18$ °С при соблюдении температурного графика тепловой сети 150-70°С, проектном значении расхода сетевой воды, нормативном воздухообмене и качественном регулировании сезонной нагрузки. Расчетная температура наружного воздуха равна средней температуре холодной пятидневки с коэффициентом обеспеченности 0,92 на момент создания системы теплоснабжения. Коэффициент смешения элеваторных узлов определяется общепринятым температурным графиком регулирования систем отопления 95-70 °С и равен 2,2.

Следует отметить, что в актуализированной редакции СНиП “Строительная климатология” СП 131.13330.2012 для многих городов произошло повышение расчетной температуры холодной пятидневки на несколько градусов в сравнении с редакцией документа СНиП 23-01-99.

3. Расчеты режимов работы системы теплоснабжения при температуре прямой сетевой воды 115 °С

Рассматривается работа в новых условиях системы теплоснабжения, созданной на протяжении десятков лет по современным для периода строительства нормам. Проектный температурный график качественного регулирования сезонной нагрузки 150-70 °С. Считается, что в момент ввода в работу система теплоснабжения выполняла свои функции в точности.

В результате анализа системы уравнений, описывающих процессы во всех звеньях системы теплоснабжения, определяется ее поведение при максимальной температуре воды в подающей линии 115 °С при расчетной температуре наружного воздуха, коэффициентах смешения элеваторных узлов 2,2.

Одним из определяющих параметров аналитического исследования является расход сетевой воды на отопление, вентиляцию. Его величина принимается в следующих вариантах:

- проектное значение расхода в соответствии с графиком 150-70 °С и заявленной нагрузкой отопления, вентиляции;
- значение расхода, обеспечивающее расчетную температуру воздуха в помещениях в расчетных условиях по температуре наружного воздуха;
- фактическое максимально возможное значение расхода сетевой воды с учетом установленных сетевых насосов.

3.1. Снижение температуры воздуха в помещениях при сохранении присоединенных тепловых нагрузок

Определим, как изменится средняя температура в помещениях при температуре сетевой воды в подающей линии $t_{o1}=115$ °С, проектном расходе сетевой воды на отопление (будем считать, что вся нагрузка отопительная, так как вентиляционная нагрузка такого же типа) G_o , исходя из проектного графика 150-70 °С, при температуре наружного воздуха $t_{н.о}=-25$ °С. Считаем, что на всех элеваторных узлах коэффициенты смешения и расчетные и равны

$$\alpha = \frac{(t'_{o1} - t'_{o3})}{(t'_{o3} - t'_{o2})} = 2,2.$$

Для проектных расчетных условий эксплуатации системы теплоснабжения ($t'_{o1} = 150^\circ\text{C}$, $t'_{o2} = 70^\circ\text{C}$, $t'_{o3} = 95^\circ\text{C}$, $t_{з.п} = 18^\circ\text{C}$) справедлива следующая система уравнений:

$$Q'_{o.п} = k'_п F \Delta t'_o = G_o c (t'_{o1} - t'_{o2}) = G_п c (t'_{o3} - t'_{o2}) = k'_{зд} A (t_{з.п} - t_{н.о}), \quad (1)$$

где $k'_п$ - среднее значение коэффициента теплопередачи всех приборов отопления с общей площадью теплообмена F , $\Delta t'_o$ - средний температурный перепад между теплоносителем приборов отопления и температурой воздуха в помещениях, G_o – расчетный расход сетевой воды, поступающий в элеваторные узлы, $G_п$ – расчетный расход воды,

поступающий в приборы отопления, $G_{\pi}=(1+u)G_o$, c – удельная массовая изобарная теплоемкость воды, $k'_{зд}$ - среднее проектное значение коэффициента теплопередачи здания с учетом транспорта тепловой энергии через наружные ограждения общей площадью A и затрат тепловой энергии на нагрев нормативного расхода наружного воздуха.

При пониженной температуре сетевой воды в подающей линии $t_{o1}=115$ °С при сохранении проектного воздухообмена происходит снижение средней температуры воздуха в помещениях до величины t_b . Соответствующая система уравнений для расчетных условий по наружному воздуху будет иметь вид

$$Q_{o.p} = k_{\pi} F \Delta t_o = G_o c (\tau_{o1} - \tau_{o2}) = G_{\pi} c (\tau_{o3} - \tau_{o2}) = k'_{зд} A (t_b - t_{н.о}), \quad (2)$$

Относительное снижение тепловой мощности системы отопления равно

$$\bar{Q}_o = \frac{Q_{o.p}}{Q'_{o.p}} = \frac{(t_b - t_{н.о})}{(t_{б.р} - t_{н.о})} = \left(\frac{\Delta t_o}{\Delta t'_o} \right)^{n+1} = \left(\frac{\frac{(\tau_{o3} + \tau_{o2})}{2} - t_b}{\frac{(\tau'_{o3} + \tau'_{o2})}{2} - t_{б.р}} \right)^{n+1}, \quad (3)$$

где n – показатель степени в критериальной зависимости коэффициента теплопередачи приборов отопления от среднего температурного напора, см. [3], табл. 9.2, с.44. Для наиболее распространенных приборов отопления в виде чугунных секционных радиаторов и стальных панельных конвекторов типа РСВ и РСГ при движении теплоносителя сверху вниз $n=0,3$.

Введем обозначения $\tau'_{o1} - \tau'_{o2} = \delta\tau'_o$, $\tau'_{o3} - \tau'_{o2} = \theta'$, $\Delta t'_o = \frac{(\tau'_{o3} + \tau'_{o2})}{2} - t_{б.р}$.

Из (1)-(3) следует система уравнений

$$\tau_{o3} = 2 \left(t_b + \Delta t_o \bar{Q}_o^{1/(n+1)} \right) - \tau_{o2},$$

$$\tau_{o1} = \tau_{o2} + \delta\tau_o' \cdot \bar{Q}_o,$$

$$\tau_{o3} = \tau_{o2} + \theta' \cdot \bar{Q}_o,$$

решения которой имеют вид:

$$\tau_{o2} = t_x + \Delta t_o' \cdot \bar{Q}_o^{1/(n+1)} - \frac{\theta'}{2} \cdot \bar{Q}_o, \quad (4)$$

$$\tau_{o1} = t_x + \Delta t_o' \cdot \bar{Q}_o^{1/(n+1)} + \left(\delta\tau_o' - \frac{\theta'}{2} \right) \cdot \bar{Q}_o \quad (5)$$

$$\tau_{o3} = t_x + \Delta t_o' \cdot \bar{Q}_o^{1/(n+1)} + \frac{\theta'}{2} \cdot \bar{Q}_o. \quad (6)$$

Для заданных проектных значений параметров системы теплоснабжения

$$\tau_{o1}' - \tau_{o2}' = \delta\tau_o' = 80^\circ\text{C},$$

$$\tau_{o3}' - \tau_{o2}' = \theta' = 25^\circ\text{C},$$

$$\Delta t_o' = \frac{(\tau_{o3}' + \tau_{o2}')}{2} - t_{x,p} = 64,5^\circ\text{C}.$$

Уравнение (5) с учетом (3) для заданной температуры прямой воды в расчетных условиях позволяет получить соотношение для определения температуры воздуха в помещениях:

$$\tau_{o1} = 115 = t_x + 64,5 \cdot \left[\frac{(t_x + 25)}{43} \right]^{0,769} + (80 - 12,5) \cdot \frac{(t_x + 25)}{43}.$$

Решением этого уравнения является $t_B=8,7^\circ\text{C}$.

Относительная тепловая мощность системы отопления равна

$$\bar{Q}_o = \frac{Q_{o.p}}{Q'_{o.p}} = \frac{(t_B - t_{н.о})}{(t_{в.p} - t_{н.о})} = 0,784.$$

$$\tau_{o1} = 115^\circ\text{C},$$

$$\tau_{o2} = \tau_{o1} - \delta\tau'_o \cdot \bar{Q}_o = 52,3^\circ\text{C},$$

$$\tau_{o3} = \tau_{o2} + \theta' \cdot \bar{Q}_o = 71,9^\circ\text{C}.$$

Следовательно, при изменении температуры прямой сетевой воды со 150°C до 115°C снижение средней температуры воздуха в помещениях происходит с 18°C до $8,7^\circ\text{C}$, тепловая мощность системы отопления падает на 21,6%.

Расчетные значения температур воды в системе отопления для принятого отклонения от температурного графика равны $\tau_{o2} = 52,3^\circ\text{C}$, $\tau_{o3} = 71,9^\circ\text{C}$.

Выполненный расчет соответствует случаю, когда расход наружного воздуха при работе системы вентиляции и инфильтрации соответствует проектным нормативным значениям вплоть до температуры наружного воздуха $t_{н.о}=-25^\circ\text{C}$. Так как в жилых зданиях, как правило, применяется естественная вентиляция, организуемая жильцами при проветривании с помощью форточек, оконных створок и систем микропроветривания стеклопакетов, то можно утверждать, что при низких температурах наружного воздуха расход холодного воздуха, поступающего в помещения, особенно после практически полной замены оконных блоков на стеклопакеты далек от нормативного значения. Поэтому температура воздуха в жилых помещениях по факту значительно выше определенного значения $t_B=8,7^\circ\text{C}$.

3.2 Определение мощности системы отопления за счет снижения вентиляции воздуха помещений при расчетном расходе сетевой воды

Определим, насколько нужно снизить затраты тепловой энергии на вентиляцию в рассматриваемом непроектном режиме пониженной температуры сетевой воды тепловой сети для того, чтобы средняя температура воздуха в помещениях сохранилась на нормативном уровне, то есть, $t_b = t_{b,p} = 18^\circ\text{C}$.

Система уравнений, описывающих процесс работы системы теплоснабжения в этих условиях, примет вид

$$Q_{o,p} = k_{\pi} F \Delta t_o = G_o c (\tau_{o1} - \tau_{o2}) = G_{\pi} c (\tau_{o3} - \tau_{o2}) = k_{зд} A (t_{z,p} - t_{н.о}). \quad (2')$$

Совместное решение (2') с системами (1) и (3) аналогично предыдущему случаю дает следующие соотношения для температур различных потоков воды:

$$\tau_{o1} = t_{z,p} + \Delta t_o' \cdot \bar{Q}_o^{1/(n+1)} + \left(\delta \tau_o' - \frac{\theta'}{2} \right) \cdot \bar{Q}_o,$$

$$\tau_{o2} = t_{z,p} + \Delta t_o' \cdot \bar{Q}_o^{1/(n+1)} - \frac{\theta'}{2} \cdot \bar{Q}_o,$$

$$\tau_{o3} = t_{z,p} + \Delta t_o' \cdot \bar{Q}_o^{1/(n+1)} + \frac{\theta'}{2} \cdot \bar{Q}_o.$$

Уравнение для заданной температуры прямой воды в расчетных условиях по температуре наружного воздуха позволяет найти уменьшенную относительную нагрузку системы отопления (произведено уменьшение только мощности системы вентиляции, теплопередача через наружные ограждения в точности сохранена):

$$\tau_{o1} = 115 = 18 + 64,5 \cdot \bar{Q}_o^{0,769} + (80 - 12,5) \cdot \bar{Q}_o.$$

Решением этого уравнения является $\bar{Q}_o=0,706$.

Следовательно, при изменении температуры прямой сетевой воды со 150°C до 115°C сохранение температуры воздуха в помещениях на уровне 18°C возможно за счет снижения общей тепловой мощности системы отопления до 0,706 от проектного значения за счет снижения затрат на нагрев наружного воздуха. Тепловая мощность системы отопления падает на 29,4%.

Расчетные значения температур воды для принятого отклонения от температурного графика равны $\tau_{o1} = 58,5^\circ\text{C}$, $\tau_{o3} = 76,2^\circ\text{C}$.

3.4 Увеличение расхода сетевой воды с целью обеспечения нормативной температуры воздуха в помещениях

Определим, как должен увеличиться расход сетевой воды в тепловой сети на нужды отопления при снижении температуры сетевой воды в подающей линии до $t_{o1}=115^\circ\text{C}$ в расчетных условиях по температуре наружного воздуха $t_{н.о}=-25^\circ\text{C}$, чтобы средняя температура в воздуха в помещениях сохранилась на нормативном уровне, то есть, $t_{в}=t_{в.п}=18^\circ\text{C}$. Вентиляция помещений соответствует проектному значению.

Система уравнений, описывающих процесс работы системы теплоснабжения, в этом случае примет вид с учетом возрастания значения расхода сетевой воды до G_{oy} и расхода воды через системы отопления $G_{пу}=G_{oy}(1+u)$ при неизменном значении коэффициента смешения элеваторных узлов $u=2,2$. Для наглядности воспроизведем в этой системе уравнения (1)

$$Q'_{o.p} = k'_n F \Delta t'_o = G'_o c (\tau'_{o1} - \tau'_{o2}) = G'_{пу} c (\tau'_{o3} - \tau'_{o2}) = k'_{зд} A (t_{в.п} - t_{н.о}), \quad (1)$$

$$Q'_{o.p} = k'_n F \Delta t_o = G_{oy} c (\tau_{o1} - \tau_{o2}) = G_{пу} c (\tau_{o3} - \tau_{o2}) = k'_{зд} A (t_{в.п} - t_{н.о}), \quad (2'')$$

$$\Delta t'_o = \frac{(\tau'_{o3} + \tau'_{o2})}{2} - t_{в.п} = \Delta t_o = \frac{(\tau_{o3} + \tau_{o2})}{2} - t_{в.п} = 64,5^\circ\text{C}. \quad (3')$$

$$\bar{G} = \frac{G_{oy}}{G_o} = \frac{G_{ny}}{G_n}$$

Из (1), (2''), (3') следует система уравнений промежуточного вида

$$\tau_{o3} + \tau_{o2} = 165 \text{ } ^\circ\text{C},$$

$$\bar{G} \cdot (\tau_{o3} - \tau_{o2}) = \theta' = 25 \text{ } ^\circ\text{C},$$

$$\bar{G} \cdot (\tau_{o1} - \tau_{o2}) = \delta t' = 80 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Решение приведенной системы имеет вид:

$$\tau_{o1} = 115 \text{ } ^\circ\text{C}, \tau_{o2} = 76,5 \text{ } ^\circ\text{C}, \tau_{o3} = 88,5 \text{ } ^\circ\text{C}, \bar{G} = 2,08.$$

Итак, при изменении температуры прямой сетевой воды со 150 °С до 115 °С сохранение средней температуры воздуха в помещениях на уровне 18 °С возможно за счет увеличения расхода сетевой воды в подающей (обратной) линии тепловой сети на нужды систем отопления и вентиляции в 2,08 раза.

Очевидно, что такого запаса по расходу сетевой воды нет и на теплоисточниках, и на насосных станциях при их наличии. Кроме того, столь высокое увеличение расхода сетевой воды приведет к возрастанию потерь давления на трение в трубопроводах тепловой сети и в оборудовании тепловых пунктов и теплоисточника более, чем в 4 раза, что невозможно реализовать из-за отсутствия запаса сетевых насосов по напору и по мощности двигателей. Следовательно, увеличение расхода сетевой воды в 2,08 раза за счет возрастания только количества установленных сетевых насосов при сохранении их напора неизбежно приведет к неудовлетворительной работе элеваторных узлов и теплообменников большей части тепловых пунктов системы теплоснабжения.

3.5 Снижение мощности системы отопления за счет снижения вентиляции воздуха помещений в условиях повышенного расхода сетевой воды

Для некоторых теплоисточников расход сетевой воды в магистралях может быть обеспечен выше проектного значения на десятки процентов. Это связано, как с уменьшением тепловых нагрузок, имевшем место в последние десятилетия, так и с наличием определенного резерва производительности установленных сетевых насосов. Примем

$$\bar{G} = \frac{G_{\text{от}}}{G_0} = \frac{G_{\text{пр}}}{G_{\text{н}}} = 1,35$$

максимальное относительное значение расхода сетевой воды равным $\bar{G} = 1,35$ от проектного значения. Учтем также возможное повышение расчетной температуры наружного воздуха по данным СП 131.13330.2012.

Определим, насколько необходимо снизить средний расход наружного воздуха на вентиляцию помещений в режиме пониженной температуры сетевой воды тепловой сети, чтобы средняя температура воздуха в помещениях сохранилась на нормативном уровне, то есть, $t_{\text{в}} = 18^\circ\text{C}$.

Для пониженной температуры сетевой воды в подающей линии $t_{01} = 115^\circ\text{C}$ происходит снижение расхода воздуха в помещениях с целью сохранения расчетного значения $t_{\text{в}} = 18^\circ\text{C}$ в условиях возрастания расхода сетевой воды в 1,35 раза и повышения расчетной температуры холодной пятидневки. Соответствующая система уравнений для новых условий будет иметь вид

$$Q_{0, \text{п}} = k_{\text{н}} F \Delta t_0 = \bar{G} G_0 c (\tau_{03} - \tau_{02}) = \bar{G} G_0 (1 + u) c (\tau_{03} - \tau_{02}) = k_{\text{зд}} A (t_{\text{вп}} - t_{\text{н.о.}}), \quad (2''')$$

Относительное снижение тепловой мощности системы отопления равно

$$\bar{Q}_0 = \frac{Q_{0, \text{п}}}{Q'_{0, \text{п}}} = \frac{k_{\text{зд}} (t_{\text{вп}} - t_{\text{н.о.}})}{k'_{\text{зд}} (t_{\text{вп}} - t_{\text{н.о.}})} = \left(\frac{\Delta t_0}{\Delta t'_0} \right)^{n+1} = \left(\frac{\frac{(\tau_{03} + \tau_{02})}{2} - t_{\text{вп}}}{\frac{(\tau'_{03} + \tau'_{02})}{2} - t_{\text{вп}}} \right)^{n+1}. \quad (3'')$$

Из (1), (2'''), (3'') следует решение

$$\tau_{o2} = t_{zp} + \Delta t_o' \cdot \bar{Q}_o^{1/(n+1)} - \frac{\theta'}{2} \cdot \frac{\bar{Q}_o}{G},$$

$$\tau_{o1} = t_{zp} + \Delta t_o' \cdot \bar{Q}_o^{1/(n+1)} + \left(\delta \tau_o' - \frac{\theta'}{2} \right) \cdot \frac{\bar{Q}_o}{G},$$

$$\tau_{o3} = t_{zp} + \Delta t_o' \cdot \bar{Q}_o^{1/(n+1)} + \frac{\theta'}{2} \cdot \frac{\bar{Q}_o}{G}.$$

Для заданных значений параметров системы теплоснабжения и $\bar{G}=1,35$:

$$\bar{Q}_o = 0,826; \quad \tau_{o1}=115 \text{ }^\circ\text{C}; \quad \tau_{o2}=66 \text{ }^\circ\text{C}; \quad \tau_{o3}=81,3 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Учтем также повышение температуры холодной пятидневки до величины $t_{н.о.}=-22 \text{ }^\circ\text{C}$. Относительная тепловая мощность системы отопления равна

$$\bar{Q}_o = \frac{Q_{op}}{Q_{op}'} = \frac{k_{зд}(t_{zp} - t_{н.о.})}{k_{зд}'(t_{zp} - t_{н.о.})} = \frac{k_{зд}(18 + 22)}{k_{зд}'(18 + 25)} = 0,826.$$

Относительное изменение суммарных коэффициентов теплопередачи равно $\frac{k_{зд}}{k_{зд}'} = 0,888$ и обусловлено снижением расхода воздуха системы вентиляции.

Для домов постройки до 2000 г. доля затрат тепловой энергии на вентиляцию помещений в центральных районах РФ составляет 40...45% [4], соответственно, падение расхода воздуха системы вентиляции должно произойти приблизительно в 1,4 раза, чтобы общий коэффициент теплопередачи составил 89% от проектного значения.

Для домов постройки после 2000 г. доля затрат на вентиляцию повышается до 50...55%, падение расхода воздуха системы вентиляции приблизительно в 1,3 раза сохранит расчетную температуру воздуха в помещениях.

Выше в 3.2 показано, что при проектных значениях расходов сетевой воды, температуры воздуха в помещениях и расчетной температуры наружного воздуха снижению температуры сетевой воды до 115°C соответствует относительная мощность системы отопления 0,709. Если это снижение мощности отнести на уменьшение нагрева вентиляционного воздуха, то для домов постройки до 2000 г. падение расхода воздуха системы вентиляции помещений должно произойти приблизительно в 3,2 раза, для домов постройки после 2000 г. - в 2,3 раза.

Анализ данных измерений узлов учета тепловой энергии отдельных жилых домов показывает, что уменьшение потребляемой тепловой энергии в холодные дни соответствует снижению нормативного воздухообмена в 2,5 раза и выше.

4. Необходимость уточнения расчетной нагрузки отопления систем теплоснабжения

Пусть заявленная нагрузка системы отопления, созданной в последние десятилетия, равна $Q_{\text{о.р}}$. Эта нагрузка соответствует расчетной температуре наружного воздуха, актуальной в период строительства, принимаемой для определенности $t_{\text{н.о}} = -25^{\circ}\text{C}$.

Ниже приводится оценка фактического снижения заявленной расчетной отопительной нагрузки, вызванная влиянием различных факторов.

Повышение расчетной температуры наружного воздуха до -22°C снижает расчетную нагрузку отопления до величины $(18+22)/(18+25) \times 100\% = 93\%$.

Кроме того, следующие факторы приводят к снижению расчетной нагрузки отопления.

1. Замена оконных блоков на стеклопакеты, которая произошла практически повсеместно. Доля трансмиссионных потерь тепловой энергии через окна составляет около 20% от общей нагрузки отопления. Замена оконных блоков на стеклопакеты привела к увеличению термического сопротивления с 0,3 до 0,4 $\text{м}^2 \cdot \text{K}/\text{Вт}$, соответственно, тепловая мощность теплопотерь уменьшилась до величины: $[1 - 0,2 \times (0,4 - 0,3) / 0,3] \times 100\% = 93,3\%$.

2. Для жилых зданий доля вентиляционной нагрузки в нагрузке отопления в проектах, выполненных до начала 2000-х годов, составляет около 40...45%, позже – порядка 50...55%. Примем среднюю долю вентиляционной составляющей в нагрузке отопления в размере 45% от заявляемой нагрузки отопления. Она соответствует кратности воздухообмена

1,0. По современным нормам СТО максимальная кратность воздухообмена находится на уровне 0,5, среднесуточная кратность воздухообмена для жилого здания – на уровне 0,35. Следовательно, снижение нормы воздухообмена с 1,0 до 0,35 приводит к падению отопительной нагрузки жилого здания до величины:

$$[1-0,45 \times (1,0-0,35)/1,0] \times 100\% = 70,75\%.$$

3. Вентиляционная нагрузка разными потребителями востребована случайным образом, поэтому, как и нагрузка ГВС для теплоисточника ее величина суммируется не аддитивно, а с учетом коэффициентов часовой неравномерности. Доля максимальной нагрузки вентиляции в составе заявленной нагрузки отопления составляет $0,45 \times 0,5 / 1,0 = 0,225$ (22,5%). Коэффициент часовой неравномерности оценочно примем таким же, как и для ГВС, равным $K_{\text{час.вент}} = 2,4$. Следовательно, общая нагрузка систем отопления для теплоисточника с учетом снижения вентиляционной максимальной нагрузки, замены оконных блоков на стеклопакеты и неодновременности востребования вентиляционной нагрузки составит величину $0,933 \times (0,55 + 0,225 / 2,4) \times 100\% = 60,1\%$ от заявленной нагрузки.

4. Учет повышения расчетной температуры наружного воздуха приведет к еще большему падению расчетной нагрузки отопления.

5. Выполненные оценки показывают, что уточнение тепловой нагрузки систем отопления может привести к ее снижению на 30...40%. Такое снижение нагрузки отопления позволяет ожидать, что при сохранении проектного расхода сетевой воды расчетная температура воздуха в помещениях может быть обеспечена при реализации “срезки” температуры прямой воды при 115 °С для низких температур наружного воздуха (см. результаты 3.2). Еще с большим основанием это можно утверждать при наличии резерва в величине расхода сетевой воды на тепловом источнике системы теплоснабжения (см. результаты 3.4).

Приведенные оценки носят иллюстративный характер, но из них следует, что, исходя из современных требований нормативной документации, можно ожидать как существенного снижения суммарной расчетной нагрузки отопления существующих потребителей для теплового источника, так и технически обоснованного режима работы со “срезкой” температурного графика регулирования сезонной нагрузки на уровне 115°С. Необходимая степень реального снижения заявленной нагрузки систем отопления должна определяться при проведении натурных испытаний для потребителей конкретной тепловой магистрали. Расчетная температура обратной сетевой воды также подлежит уточнению при проведении натурных испытаний.

Следует иметь в виду, что качественное регулирование сезонной нагрузки не является устойчивым с точки зрения распределения тепловой мощности по приборам отопления для вертикальных однотрубных систем отопления. Поэтому во всех расчетах, приводимых выше, при обеспечении средней расчетной температуры воздуха в помещениях будет иметь место некоторое изменение температуры воздуха в помещениях по стояку в отопительный период при различной температуре наружного воздуха [5].

5. Трудности в реализации нормативного воздухообмена помещений

Рассмотрим структуру затрат тепловой мощности системы отопления жилого дома. Основными слагаемыми тепловых потерь, компенсируемых поступлением теплоты от приборов отопления, являются трансмиссионные потери через наружные ограждения, а также затраты на нагрев наружного воздуха, поступающего в помещения. Расход свежего воздуха для жилых зданий определяется требованиями санитарно-гигиенических норм, которые приведены в разделе 6.

В жилых домах система вентиляции, как правило, естественная. Норма расхода воздуха обеспечивается периодическим открытием форточек и створок окон. При этом следует иметь в виду, что с 2000 г. существенно возросли требования к теплозащитным свойствам наружных ограждений, прежде всего, стен (в 2...3 раза).

Из практики разработки энергетических паспортов жилых зданий следует, что для зданий постройки с 50-х по 80-е годы прошлого века в центральном и северо-западном регионах доля тепловой энергии на нормативную вентиляцию (инфильтрацию) составляла 40...45%, для зданий, выстроенных позднее, 45...55%.

До появления стеклопакетов регулирование воздухообмена производилось форточками и фрамугами, причем, в холодные дни частота их открывания снижалась. При широком распространении стеклопакетов обеспечение нормативного воздухообмена стало еще большей проблемой. Это связано с уменьшением в десятки раз неконтролируемой инфильтрации через щели и с тем, что частое проветривание с помощью открытия створок окон, которое только и может обеспечить нормативный воздухообмен, по факту не происходит.

На эту тему имеются публикации, см., например, [6]. Даже при проведении периодического проветривания отсутствуют какие-либо количественные показатели, свидетельствующие о воздухообмене помещений и его сравнении с нормативным значением. В результате по факту воздухообмен далек от нормативного и возникает ряд проблем: возрастает относительная влажность, образуется конденсат на остеклении, появляется плесень, возникают

стойкие запахи, повышается содержание углекислого газа в воздухе, что в совокупности привело к появлению термина “синдром больных зданий”. В отдельных случаях из-за резкого снижения воздухообмена возникает разрежение в помещениях, приводящее к опрокидыванию движения воздуха в вытяжных каналах и к поступлению холодного воздуха в помещения, перетеканию грязного воздуха из одной квартиры в другую, обмерзанию стенок каналов. Как следствие, перед строителями возникает проблема в части использования более совершенных систем вентиляции, способных обеспечить экономию затрат на отопление. В связи с этим необходимо применять системы вентиляции с регулируемым притоком и удалением воздуха, системы отопления с автоматическим регулированием подачи тепла на приборы отопления (в идеале – системы с поквартирным подключением), герметичные окна и входные двери в квартиры.

Подтверждением того, что система вентиляции жилых зданий работает с производительностью, существенно меньшей проектной, являются более низкие, в сравнении с расчетными, расходы тепловой энергии в течение отопительного периода, фиксируемые узлами учета тепловой энергии зданий.

Выполненный сотрудниками СПбГПУ расчет системы вентиляции жилого дома показал следующее [7]. Естественная вентиляция в режиме свободного притока воздуха в среднем за год почти в 50% времени меньше расчетной (сечение вытяжного канала спроектировано по действующим нормам вентиляции многоквартирных жилых домов для условий Санкт-Петербурга на нормативный воздухообмен для наружной температуры +5 °С), в 13% времени вентиляция более чем в 2 раза меньше расчетной, и в 2% времени вентиляция отсутствует. Значительную часть отопительного периода при температуре наружного воздуха менее +5 °С вентиляция превышает нормативное значение. То есть, без специальной регулировки при низкой температуре наружного воздуха обеспечить нормативный воздухообмен невозможно, при температурах наружного воздуха более +5°С воздухообмен будет ниже нормативного, если не применять вентилятор.

6. Эволюция нормативных требований к воздухообмену помещений

Затраты на нагрев наружного воздуха определяются требованиями, приведенными в нормативной документации, которые на протяжении длительного периода строительства зданий претерпели ряд изменений.

Рассмотрим эти изменения на примере жилых многоквартирных домов.

В СНиП II-Л.1-62, часть II, раздел Л, глава 1, действовавших до апреля 1971 г., нормы воздухообмена для жилых комнат составляли 3 м³/ч на 1 м² площади комнат, для кухни с электроплитами кратность воздухообмена 3, но не менее 60 м³/ч, для кухни с газовой плитой - 60 м³/ч для двухконфорочных плит, 75 м³/ч – для трехконфорочных плит, 90 м³/ч – для четырехконфорочных плит. Расчетная температура жилых комнат +18 °С, кухни +15 °С.

В СНиП II-Л.1-71, часть II, раздел Л, глава 1, действовавших до июля 1986 г., указаны аналогичные нормы, но для кухни с электроплитами исключена кратность воздухообмена 3.

В СНиП 2.08.01-85, действовавших до января 1990 г., нормы воздухообмена для жилых комнат составляли 3 м³/ч на 1 м² площади комнат, для кухни без указания типа плит 60 м³/ч. Несмотря на разную нормативную температуру в жилых помещениях и на кухне, для теплотехнических расчетов предложено принимать температуру внутреннего воздуха +18°С.

В СНиП 2.08.01-89, действовавших до октября 2003 г., нормы воздухообмена такие же, как и в СНиП II-Л.1-71, часть II, раздел Л, глава 1. Сохраняется указание о температуре внутреннего воздуха +18 °С.

В действующих до сих пор СНиП 31-01-2003 появляются новые требования, приведенные в 9.2-9.4:

9.2 Расчетные параметры воздуха в помещениях жилого дома следует принимать по оптимальным нормам ГОСТ 30494. Кратность воздухообмена в помещениях следует принимать в соответствии с таблицей 9.1.

Таблица 9.1

Помещение	Кратность или величина воздухообмена, м ³ в час, не менее	
	в нерабочем режиме	в режиме обслуживания
Спальная, общая, детская комнаты	0,2	1,0
Библиотека, кабинет	0,2	0,5

Кладовая, бельевая, гардеробная	0,2	0,2
Тренажерный зал, бильярдная	0,2	80 м ³
Постирочная, гладильная, сушильная	0,5	90 м ³
Кухня с электроплитой	0,5	60 м ³
Помещение с газоиспользующим оборудованием	1,0	1,0 + 100 м ³
		на плиту
Помещение с теплогенераторами и печами на твердом топливе	0,5	1,0 + 100 м ³
		на плиту
Ванная, душевая, уборная, совмещенный санузел	0,5	25 м ³
Сауна	0,5	10 м ³
		на 1 человека
Машинное отделение лифта	—	По расчету
Автостоянка	1,0	По расчету
Мусоросборная камера	1,0	1,0

Кратность воздухообмена во всех вентилируемых помещениях, не указанных в таблице, в нерабочем режиме должна составлять не менее 0,2 объема помещения в час.

9.3 При теплотехническом расчете ограждающих конструкций жилых зданий следует принимать температуру внутреннего воздуха отапливаемых помещений не менее 20 °С.

9.4 Система отопления и вентиляции здания должна быть рассчитана на обеспечение в помещениях в течение отопительного периода температуры внутреннего воздуха в пределах оптимальных параметров, установленных ГОСТ 30494, при расчетных параметрах наружного воздуха для соответствующих районов строительства.

Отсюда видно, что, во-первых, появляются понятия режима обслуживания помещения и нерабочего режима, во время действия которых предъявляются, как правило, очень разные количественные требования к воздухообмену. Для жилых помещений (спальни, общие комнаты, детские комнаты), составляющих значительную часть площади квартиры, нормы воздухообмена при разных режимах отличаются в 5 раз. Температура воздуха в помещениях при расчете тепловых потерь проектируемого здания должна приниматься не менее 20°C. В жилых помещениях нормируется кратность воздухообмена, независимо от площади и количества жильцов.

В актуализированной редакции СП 54.13330.2011 частично воспроизведена информация СНиП 31-01-2003 в первоначальной редакции. Нормы воздухообмена для спален, общих комнат, детских комнат при общей площади квартиры на одного человека менее 20 м² – 3 м³/ч на 1 м² площади комнат; то же при общей площади квартиры на одного человека более 20 м² – 30 м³/ч на одного человека, но не менее 0,35 ч⁻¹; для кухни с электроплитами 60 м³/ч, для кухни с газовой плитой 100 м³/ч.

Следовательно, для определения среднесуточного часового воздухообмена необходимо назначать длительность каждого из режимов, определять расход воздуха в разных помещениях в течение каждого режима и затем вычислять среднечасовую потребность квартиры в свежем воздухе, а затем и дома в целом. Многократное изменение воздухообмена в конкретной квартире в течение суток, например, при отсутствии людей в квартире в рабочее время или в выходные дни приведет к существенной неравномерности воздухообмена в течение суток. В то же время очевидно, что неодновременное действие указанных режимов в разных квартирах приведет к выравниванию нагрузки дома на нужды вентиляции и к неаддитивному сложению этой нагрузки у разных потребителей.

Можно провести аналогию с неодновременным использованием нагрузки ГВС потребителями, что обязывает вводить коэффициент часовой неравномерности при определении нагрузки ГВС для теплоисточника. Как известно, его величина для значительного количества потребителей в нормативной документации принимается равной 2,4. Аналогичное значение для вентиляционной составляющей нагрузки отопления позволяет считать, что соответствующая суммарная нагрузка также будет по факту уменьшаться, как минимум, в 2,4 раза в связи с неодновременным открытием форточек и окон в разных жилых зданиях. В общественных и производственных

зданиях наблюдается аналогичная картина с тем отличием, что в нерабочее время вентиляция минимальна и определяется только инфильтрацией через неплотности в световых ограждениях и наружных дверях.

Учет тепловой инерции зданий позволяет также ориентироваться на среднесуточные значения расходов тепловой энергии на нагрев воздуха. Тем более, что в большинстве систем отопления отсутствуют термостаты, обеспечивающие поддержание температуры воздуха в помещениях. Известно также, что центральное регулирование температуры сетевой воды в подающей линии для систем теплоснабжения ведется по температуре наружного воздуха, осредняемой за период длительностью порядка 6-12 часов, а иногда и за большее время.

Следовательно, необходимо выполнить расчеты нормативного среднего воздухообмена для жилых домов разных серий с целью уточнения расчетной отопительной нагрузки зданий. Аналогичную работу необходимо проделать для общественных и производственных зданий.

Следует отметить, что указанные действующие нормативные документы распространяются на вновь проектируемые здания в части проектирования систем вентиляции помещений, но косвенно они не только могут, но и должны быть руководством к действию при уточнении тепловых нагрузок всех зданий, в том числе тех, что были выстроены по другим, приведенным выше нормам.

Разработаны и опубликованы стандарты организаций, регламентирующие нормы воздухообмена в помещениях многоквартирных жилых зданий. Например, СТО НПО АВОК 2.1-2008, СТО СРО НП СПАС-05-2013, Энергосбережение в зданиях. Расчет и проектирование систем вентиляции жилых многоквартирных зданий (Утверждено общим собранием СРО НП СПАС от 27.03.2014 г.).

В основном, в этих документах приводимые нормы соответствуют СП 54.13330.2011 при некоторых снижениях отдельных требований (например, для кухни с газовой плитой к $90(100) \text{ м}^3/\text{ч}$ не добавляется однократный воздухообмен, в нерабочее время в кухне такого типа допускается воздухообмен $0,5 \text{ ч}^{-1}$, тогда как в СП 54.13330.2011 – $1,0 \text{ ч}^{-1}$).

В справочном Приложении В СТО СРО НП СПАС-05-2013 приводится пример расчета требуемого воздухообмена для трехкомнатной квартиры.

Исходные данные:

- общая площадь квартиры $F_{\text{общ}} = 82,29 \text{ м}^2$;
- площадь жилых помещений $F_{\text{жил}} = 43,42 \text{ м}^2$;
- площадь кухни – $F_{\text{кх}} = 12,33 \text{ м}^2$;
- площадь ванной комнаты – $F_{\text{вн}} = 2,82 \text{ м}^2$;
- площадь уборной – $F_{\text{уб}} = 1,11 \text{ м}^2$;
- высота помещений $h = 2,6 \text{ м}$;
- на кухне установлена электроплита.

Геометрические характеристики:

- объём отапливаемых помещений $V = 221,8 \text{ м}^3$;
- объём жилых помещений $V_{\text{жил}} = 112,9 \text{ м}^3$;
- объём кухни $V_{\text{кх}} = 32,1 \text{ м}^3$;
- объём уборной $V_{\text{уб}} = 2,9 \text{ м}^3$;
- объём ванной комнаты $V_{\text{вн}} = 7,3 \text{ м}^3$.

Из приведенного расчет воздухообмена следует, что система вентиляции квартиры должна обеспечивать расчетный воздухообмен в режиме обслуживания (в режиме проектной эксплуатации) – $L_{\text{тр раб}} = 110,0 \text{ м}^3/\text{ч}$; в нерабочем режиме – $L_{\text{тр раб}} = 22,6 \text{ м}^3/\text{ч}$. Приведенные расходы воздуха соответствуют кратности воздухообмена $110,0/221,8=0,5 \text{ ч}^{-1}$ для режима обслуживания и $22,6/221,8=0,1 \text{ ч}^{-1}$ для нерабочего режима.

Приведенная в настоящем разделе информация показывает, что в существующих нормативных документах при разной заселенности квартир максимальная кратность воздухообмена находится в диапазоне $0,35...0,5 \text{ ч}^{-1}$ по отапливаемому объему здания, в нерабочем режиме – на уровне $0,1 \text{ ч}^{-1}$. Это означает, что при определении мощности системы отопления, компенсирующей трансмиссионные потери тепловой энергии и затраты на подогрев наружного

воздуха, а также расхода сетевой воды на нужды отопления можно ориентироваться в первом приближении на среднее за сутки значение кратности воздухообмена жилых многоквартирных домов $0,35 \text{ ч}^{-1}$.

Анализ энергетических паспортов жилых дома, разработанных в соответствии со СНиП 23-02-2003 “Тепловая защита зданий”, показывает, что при вычислении нагрузки отопления дома кратность воздухообмена соответствует уровню $0,7 \text{ ч}^{-1}$, что в 2 раза превышает рекомендуемое выше значение, не противоречащее требованиям современных СТО.

Необходимо сделать уточнение отопительной нагрузки зданий, выстроенных по типовым проектам, исходя из уменьшенного среднего значения кратности воздухообмена, что будет соответствовать существующим российским нормам и позволит приблизиться к нормам ряда стран Евросоюза и США.

7. Обоснование снижения температурного графика

В разделе 1 показано, что температурный график $150-70 \text{ }^\circ\text{C}$ в связи с фактической невозможностью его применения в современных условиях должен быть понижен, либо модифицирован путем обоснования “срезки” по температуре.

Приведенные выше вычисления различных режимов работы системы теплоснабжения в нерасчетных условиях позволяют предложить следующую стратегию по внесению изменений в регулирование тепловой нагрузки потребителей.

1. На переходный период ввести температурный график $150-70 \text{ }^\circ\text{C}$ со “срезкой” $115 \text{ }^\circ\text{C}$. При таком графике расход сетевой воды в тепловой сети для нужд отопления, вентиляции сохранить на существующем уровне, соответствующем проектному значению, либо с небольшим его превышением, исходя из производительности установленных сетевых насосов. В диапазоне температур наружного воздуха, соответствующем “срезке”, считать расчетную нагрузку отопления потребителей сниженной в сравнении с проектным значением. Уменьшение отопительной нагрузки отнести за счет снижения затрат тепловой энергии на вентиляцию, исходя из обеспечения необходимого среднесуточного воздухообмена жилых многоквартирных зданий по современным нормам на уровне $0,35 \text{ ч}^{-1}$.

2. Организовать работу по уточнению нагрузок систем отопления зданий путем разработки энергетических паспортов зданий жилого фонда, общественных организаций и предприятий, обратив внимание, прежде всего, на вентиляционную нагрузку зданий, входящую в нагрузку систем отопления с учетом современных нормативных

требований по воздухообмену помещений. С этой целью необходимо для домов разной этажности, прежде всего, типовых серий выполнить расчет тепловых потерь, как трансмиссионных, так и на вентиляцию в соответствии с современными требованиями нормативной документации РФ.

3. На основе натуральных испытаний учесть длительность характерных режимов эксплуатации систем вентиляции и неодновременность их работы у разных потребителей.

4. После уточнения тепловых нагрузок систем отопления потребителей разработать график регулирования сезонной нагрузки 150-70 °С со “срезкой” на 115°С. Возможность перехода на классический график 115-70 °С без “срезки” при качественном регулировании определить после уточнения сниженных нагрузок отопления. Температуру обратной сетевой воды уточнить при разработке пониженного графика.

5. Рекомендовать проектировщикам, застройщикам новых жилых зданий и ремонтным организациям, выполняющим капитальный ремонт старого жилого фонда, применение современных систем вентиляции, позволяющих производить регулирование воздухообмена, в том числе механических с системами рекуперации тепловой энергии загрязненного воздуха, а также введение термостатов для регулировки мощности приборов отопления.

В г. Саров в 2016 году суммарное количество суток с температурой наружного воздуха ниже -17°С и соответственно с температурой теплоносителя на коллекторах ТЭЦ выше 115 °С зарегистрировано в количестве 10 суток (из 217 суток отопительного периода), в 2015 году- 4 (из 213 суток отопительного периода), в 2016 году- 8,5 (из 216 суток отопительного периода), в 2017 году -7 из 220 суток, в 2018 году 7.3 суток (176 часов), в 2019 г.- 68 часов в разные сутки.

Учитывая цикличность и малую продолжительность по времени архивирования указанных диапазонов температур в г. Саров целесообразно проанализировать возможность применения температурного графика со срезкой на 115 °С аналогично городам Казань и Минск.

Основания:

1.Повышение надежности функционирования источника теплоснабжения и тепловых сетей и бесперебойности теплоснабжения потребителей на протяжении отопительного периода согласно принципам государственной политике в сфере теплоснабжения (ст. 3 Федерального Закона № 190-ФЗ от 27 июля 2010 г. “О теплоснабжении”).

2.Повышение степени безопасности функционирования внутренних систем горячего водоснабжения при открытом водоразборе на нужды ГВС в периоды низких температур наружного воздуха.

10.Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности с предложениями по утверждению срока ввода в эксплуатацию новых мощностей.

Сроки ввода новых мощностей на ТЭЦ АО «СГК»:

2016-2020г.- турбины №8 и №9 ПТ-25-90/10.

2022г.- котел №10 Е-220-100.

Предложения по перспективной установленной тепловой мощности ТЭЦ АО «СГК» отражены в таблице №8.

Таблица №8. Перспективная тепловая мощность ТЭЦ АО «СГК» со сроками ввода и демонтажа оборудования.

Состав основного оборудования	ст.№	Тип	31.12.2013-31.12.2016		01.01.2017		01.01.2018		01.01.2019		2020		2021-2023	
			МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч
Паровые турбины	1	П-4-35/5 "Лаваль"	4	23,6	4	23,6	4	23,6	4	23,6				
	2	П-4-35/5 "Лаваль"	4	17,5	4	17,5	4	17,5	4	17,5				
	3	П-4-35/5 "Лаваль"	4	17,5	4	17,5	4	17,5	4	17,5				
	4	П-4-35/5 "Лаваль"	4	23,6	4	23,6	4	23,6	4	23,6				
	6	ВПТ-25-4	30	105,9	30	105,8	30	105,8	30	105,8	30	105,8	30	105,8
	7	ПР-25-90/10/0,9	25	85,7	25	85,7	25	85,7	25	85,7	25	85,7	25	85,7
	8	ПТ-25-90/10	-	-	-	-	-	71	-	71	25,83	71	25,83	71
	9	ПТ-25-90/10	-	-	-	-	-	-	-	-	25,743	71	25,743	71
Паровые котлоагрегаты	1	ТС-35	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	2	ТС-35	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	3	ТС-35	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	4	ТС-35	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	5	ТС-35	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	6	ТП-170	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	7	БКЗ-160-100ФБ	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

	8	БКЗ-160-100ФЖШ	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	9	Е-220-100	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	10	Е-220-100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+
	б/н	РОУ	-	20	-	20	-	70	-	70	-	91	-	91
Пиковые водогрейные котлы	1	ПТВМ-100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100
	2	ПТВМ-100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100
	3	ПТВМ-100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100
Итого Саровская ТЭЦ			71	594	71	594	71	715	71	715	106,573	725	106,573	725
в том числе отборов паровых турбин			-	274	-	274	-	345	-	345		334	-	334
РОУ			-	20	-	20	-	70	-	70		91	-	91

Таблица №9. Перспективная тепловая мощность ТЭЦ АО «СГК» и объем подключенных нагрузок.

ТЭЦ АО «Саровская генерирующая компания» г. Саров	2017 (факт)	2018 (факт)	2019 (факт)	2020	2021	2022	2023	2024- 2028	Примечания
	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	
Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в т.ч.	715	715	715	725	725	725	725	725	
Тепловая мощность на собственные нужды	22	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	
Тепловые потери	25	25	25	25	25	25	25	25	
Прогнозная присоединяемая тепловая нагрузка	7.893	1.612	1,124	6.105	15,996	8,839	23,733	49,812(с учетом ввода МКР-1А)	Прогнозные величины рассчитаны на базе выданных условий подключения.

									Фактическая величина подключаемых мощностей зависит от наличия финансовых источников застройщиков на момент реализации и фактических тепловых нагрузок вводимых объектов
Расчетная присоединенная договорная тепловая нагрузка	629,966	633,051	640,338(с КБ-50 без пара)	646.436	662,432	671,271	695.004	744,816	Договорные нагрузки потребителей и расчетных нагрузок в условиях подключения с 2019года с учетом подключения нагрузки КБ-50 от ТЭЦ (7,369Гкал/час без пара)
Расчетный резерв(+)/дефицит (-) тепловой мощности	38.034	30,749	23.462	27.364	11,368	2.529	-21.204	-71.016	Величины резерва и дефицита указаны исходя из договорных нагрузок потребителей и расчетных нагрузок в условиях подключения с 2019года с учетом подключения нагрузки КБ-50 от ТЭЦ (7,369Гкал/час без пара)

Таблица №10. Перспективная тепловая мощность котельной КБ-50 ОАО «СТСК».

Котельная КБ-50 ОАО «СТСК» г. Саров	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019- 2022	2023- 2028	Примечания
	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	
Установленная тепловая мощность , в т.ч.	9,12	9,12	9,12	9,12	9,12	9,12	9,12	9,12	
Тепловая мощность на собственные нужды	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	
Тепловые потери	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	
Прогнозная присоединяемая тепловая нагрузка	-	-	-	-	-	-	-	-	На перспективу до 2028 года ввода новых мощностей котельной КБ-50 не планируется.
Присоединенная договорная тепловая нагрузка	7,758	7,758	7,758	7,758	7,758	7,758	7,758	7,758	

***АКТУАЛИЗИРОВАННАЯ СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА САРОВА
НА ПЕРИОД ДО 2028 ГОДА
(ПО СОСТОЯНИЮ НА 2021 ГОД)***

Раздел 5. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей

г.Саров

2020 г.

1. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов).

В соответствии с разделом 1 Главы 7 обосновывающих материалов тепломагистрали системы теплоснабжения г.Саров работают со следующими суммарными расчетными расходами теплоносителя в отопительном сезоне 2019-2020г.г.:

ПЕРВАЯ СИСТЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Магистраль ТЭЦ-Мкр.2:

$$G_1=960 \text{ т/ч}$$

$$G_{21}=480 \text{ т/ч}$$

$$G_{22}=480 \text{ т/ч}$$

Магистраль загружена на 75,5% от своей пропускной способности.

Магистраль ТЭЦ-Боровое:

$$G_1=610 \text{ т/ч}$$

$$G_2=580 \text{ т/ч}$$

Магистраль загружена на 97,6% от своей пропускной способности.

Магистраль ТЭЦ-Мкр.5 (с учетом п. ИТР):

$$G_1=1060,2 \text{ т/ч}$$

$$G_2=950,2 \text{ т/ч}$$

По предварительной оценке магистраль загружена на 76,7% от своей пропускной способности.

Магистраль ТЭЦ-Мкр.14:

$$G_1=1770 \text{ т/ч}$$

$G_2=1590$ т/ч

По предварительной оценке магистраль загружена на **86,1%** от своей пропускной способности (имеется направление по присоединению новых потребителей в мкр.15,16,21,22,23).

В 2020 после включения блочных котельных на пос. Сатис и Детский дом расходы сетевого теплоносителя снизятся на 150т/ч и загруженность магистрали уменьшится до 81,3%.

ВТОРАЯ СИСТЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Магистраль ТЭЦ-Завод 3:

$G_1=980$ т/ч

$G_2=980$ т/ч

По предварительной оценке магистраль загружена на **42,8%** от своей пропускной способности.

Магистраль ТЭЦ-КБ:

$G_1=450$ т/ч

$G_2=450$ т/ч

По предварительной оценке магистраль загружена на **27,6%** от своей пропускной способности.

Магистраль ТЭЦ-Завод 1:

$G_1=250$ т/ч

$G_2=250$ т/ч

По предварительной оценке магистраль загружена на **34%** от своей пропускной способности.

Таким образом, в существующей схеме теплоснабжения отсутствует дефицит пропускной способности, для обеспечения теплоснабжения предлагается использовать существующие резервы; перераспределение тепловой нагрузки между тепломагистралями нецелесообразно.

2. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах под жилищную, комплексную или производственную застройку

Социально-экономическое развитие закрытого административно-территориального образования (ЗАТО) Саров Нижегородской области предусматривает значительные объемы жилищного строительства.

Территория Сарова в силу его закрытости ограничена. Свободные от прав третьих лиц и пригодные для жилищного строительства земельные участки немногочисленны.

Администрацией города Сарова планируется следующие направления и объемы жилищного строительства (таблица 1):

Таблица №1

Градостроительные направления развития г. Сарова

Территория Сарова в силу его закрытости ограничена. Свободные от прав третьих лиц и пригодные для жилищного строительства земельные участки немногочисленны. Администрацией города Сарова с учетом планируемых темпов строительства предполагается, что объемы жилищного строительства к концу 2020 года составят 627,4 тыс. м², к 2028 году порядка 1147 тыс. м² по следующим направлениям и срокам освоения территорий в целях жилищного строительства:

Таблица 10.

Градостроительные направления развития г. Сарова		Объемы жилищного строительства (тыс. кв.м)	Численность населения (чел.)	Сроки освоения территории строительством объектов, предусмотренных утвержденной документацией по планировке территории
Западное направление развития	МКР 20 кварталы 1, 2, 3 (коттеджное строительство)	15	345	2010 - 2012
	МКР-22 квартал 7 (коттеджное строительство)	3,7	90	2012 - 2013

	МКР-21 кварталы 6, 7 (многоэтажное жилищное строительство)	51,5	2 453	2016 - 2020
	МКР-22 кварталы 1, 2, 3 (многоэтажное жилищное строительство)	73	4 034	2017 - 2020
	МКР-22 квартал 5 (ФОК)			2016 - 2022
	МКР-22 квартал 6 (парк)			2016 - 2023
	Территория между техническим кварталом 23 и территорией садоводческого товарищества им.Гагарина (коттеджное строительство)	11	260	2014 - 2016
	Район поймы реки Сатис (смешанная жилая застройка)	65,7	1 500	2016 - 2021
	Район ул.Кутузова (многоэтажное жилищное строительство)	18	1 080	2016 - 2021
	ИТОГО по западному направлению:	237,9	9 762	
Северное направление развития	ТИЗ-1 (индивидуальное жилищное строительство)	90,6	1 800	2010 - 2020
	Кварталы 1, 2А, 2Б, 3 Северного жилого района (коттеджное строительство)	37,5	850	2010 - 2012
	ИТОГО по северному	128.1	2650	

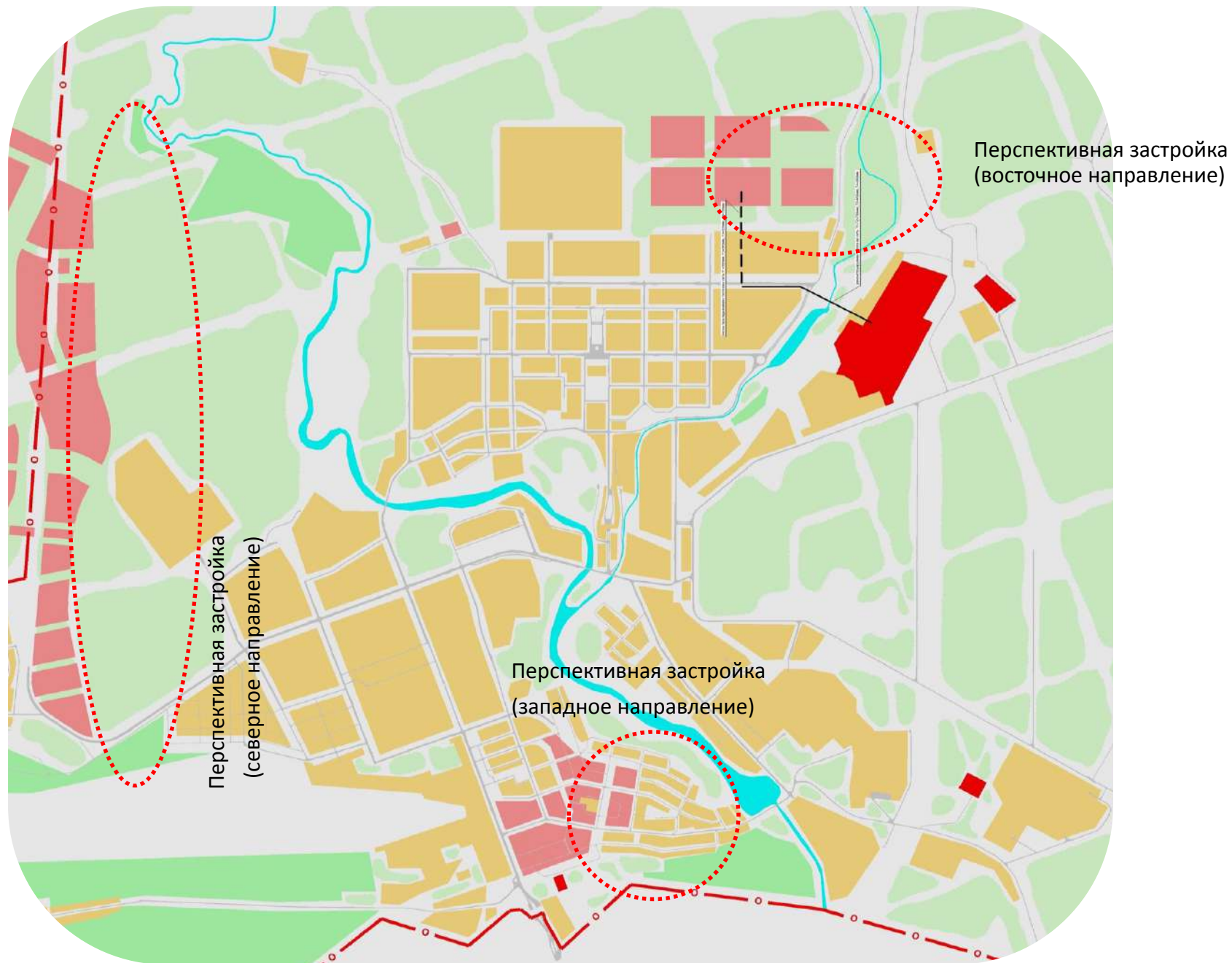
	направлению:			
Северное направление развития (присоединяемые территории)	ТИЗ-2 (индивидуальное жилищное строительство)	96,6	1 930	2016 - 2025
	МКР-37, 38 Северного жилого района (смешанная жилая застройка)	87,8	2 500	2016 - 2025
	ИТОГО по северному направлению (резервные территории):	184,4	4 430	
Восточное направление	МКР-1,1А	520	21000	2023-2028
	ИТОГО на программный срок:	1070,4	37842	

Источник градостроительного направления развития г. Сарова: «Программа комплексного развития коммунальной инфраструктуры г. Сарова на 2016-2025г.г.» , актуализированная по состоянию **на декабрь 2019 года.**

В последние годы имеет место регулярное недофинансирование инженерной инфраструктуры тепловых сетей из-за ограничения роста тарифов ресурсоснабжающих организаций. По целому ряду причин в г. Саров сложилась ситуация, когда тарифы на тепловую энергию и горячую воду самые низкие в Нижегородской области и ниже экономически обоснованного уровня.

Данное обстоятельство не позволяет в полном объеме выполнять текущие и капитальные ремонты тепловых сетей, а также производить замену тепловых сетей со сроком эксплуатации более 50 лет.

Схема перспективной застройки г.САРОВ



Источник направления развития в части строительства источников и тепловых сетей: «Программа комплексного развития коммунальной инфраструктуры г. Сарова на 2016-2025 г.г.», актуализированная по состоянию на декабрь 2019 года.

Позиции «Программы...» в части строительства и реконструкции источников и тепловых сетей приведены в таблице 2

№ п/п	Наименование	Срок выполнения	Срок выполнения мероприятий					
			2013	2014	2015	2016	2017-2020	2020-2028
1	Теплоснабжение МКР-21, кв. 4,5 (строительство распределительных тепловых сетей)	2013						
2	Теплоснабжение МКР-21, кв.6,7 (строительство распределительных тепловых сетей)	2014-2017						
3	Теплоснабжение МКР-1а (строительство распределительных тепловых сетей ПИР и СМР)	2022-2025						
4	Теплоснабжение микрорайона поймы р.Сатис (строительство распределительных тепловых сетей)	2016-2019						
6	Строительство сетей на присоединяемых территориях (ПИР и СМР)	2022-2028						

3. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения

В схеме теплоснабжения г.Саров основным источником теплоснабжения является ТЭЦ АО «СГК» - покрытие тепловой нагрузки 98,7%.

Таким образом в схеме теплоснабжения г. Саров на данный момент возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии неактуальна.

4. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных

Основными показателями эффективности функционирования систем теплоснабжения являются такие показатели как плотность тепловой нагрузки и радиус эффективного теплоснабжения.

Радиус эффективного теплоснабжения, представляет собой максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

В соответствии с расчетами приведенными в Главе 6 Обосновывающих материалов показатели эффективности системы теплоснабжения г.Саров следующие:

1. Плотность тепловой нагрузки по ТЭЦ составляет 2,998(Гкал/ч)/га.

2. Радиус эффективного теплоснабжения ТЭЦ:

Показатель	зоны теплоснабжения		Сумма
	1 система	2 система	
<i>Исходные данные</i>			
Расстояние L_i , км	7,021	6,468	13,489
Мощность Q_i , Гкал/ч	369,47	237,91	607,38
Годовой отпуск A_i , тыс. Гкал	795,21	230,95	1026,16
<i>Расчет с учетом расстояния до источника</i>			
$L_i \times Q_i$, км x Гкал/ч	2594,05	1538,80	4132,85
Средний радиус теплоснабжения $L_{ср}$, км	6,80		
Эффективный радиус теплоснабжения $L_{эф}$, км	8,40	4,11	

Анализ данных расчета показывает, что

1. Максимальный радиус теплоснабжения зоны ТЭЦ составляет 11,919 км (расстояние от ТЭЦ до п. Сатис).
2. Радиус эффективного теплоснабжения составляет по зоне «1 система» - 8,4 км, по зоне «2 система» - 4,11 км
3. Существующие и перспективные тепловые мощности объектов 1-й системы теплоснабжения находятся в зоне эффективного радиуса теплоснабжения.
4. Потребители 2 системы: п.Сатис и объекты бывшей в/ч «Барракуда» находятся вне зоны эффективного радиуса теплоснабжения.

Таким образом в целях повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения г.Саров предлагается выполнить следующие мероприятия:

Вывести из эксплуатации участок магистрального теплопровода от Павильона №3 до п. Сатис Ду500мм протяженностью 6,9км. Потребителей п. Сатис и бывшей в/ч «Барракуда» перевести на собственный источник теплоснабжения. Обоснования вывода представлены в разделе 1 утверждаемой части схемы "Показатели перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах города Сарова".

Мероприятия по выводу из эксплуатации котельных и переводу их в пиковый режим в существующих и расширяемых зонах действия ТЭЦ целесообразны в следующих случаях:

1. наличия перспективных резервов тепловой мощности в регулируемых отборах теплофикационных турбоагрегатов на ТЭЦ;
2. нахождения котельной и ее потребителей на границе эффективного радиуса теплоснабжения ТЭЦ;
3. несоблюдения установленного температурного графика ТЭЦ (150/70 °С);
4. несоответствия оборудования котельных требованиям, установленным действующим законодательством об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности (высокий удельный расход топлива на выработку единицы тепловой энергии, моральный и физический износ основного оборудования, связанный с превышением нормативного срока службы и т.д.).

Отопительно – производственная Котельная КБ-50 установленной тепловой мощностью 9,12 Гкал/ч обеспечивает теплоснабжение зданий и сооружений больничного городка ФГУЗ КБ-50 ФМБА России горячей водой на нужды отопления, вентиляции и ГВС в качестве резервного источника (основной источник – ТЭЦ АО «СГК»), а также паром на технологические нужды прачечной в качестве основного источника.

Дальнейшее развитие территории больничного городка, подключение новых объектов и изменение тепловых нагрузок программами развития города не предусмотрено. Зона действия котельной в перспективе сохранится без изменений.

5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения

Выполненный расчет показателей надежности тепловых сетей и систем теплоснабжения г.Саров в Части 9 Главы1 Обосновывающих материалов показывает, что теплоснабжение наиболее удаленных от источника потребителей соответствуют нормативному уровню надежности.

Оценка надежности теплоснабжения потребителей Сарова, выполненная в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», а также «Правилами определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений», утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации №452 от 16 мая 2014г. позволяет сделать следующие выводы:

Так как в системах теплоснабжения Сарова более 80% технологических нарушений возникает в тепловых сетях, то очевидным выводом является вывод о необходимости концентрации усилий теплоснабжающих организаций на обеспечении качественной организации:

- замены теплопроводов, срок эксплуатации которых превышает 30 лет; использования при этих заменах теплопроводов, изготовленных из новых материалов по современным технологиям. Темп перекладки теплопроводов должен соответствовать темпу их старения, а в случае недоремонта, превышать его;
- эксплуатации теплопроводов, связанной с внедрением современных методов контроля и диагностики технического состояния теплопроводов, проведения их технического обслуживания, ремонтов и испытаний. При этом особое внимание должно уделяться строгому соответствию установленного регламента на проведение тех или иных операций по обслуживанию фактической их реализации, а также автоматизации технологических процессов эксплуатации, включая защиту теплопроводов от блуждающих токов;

- аварийно-восстановительной службы, ее оснащения и использования. При этом особое внимание должно уделяться внедрению современных методов и технологий замены теплопроводов, повышению квалификации персонала аварийно-восстановительной службы;

- использования аварийного и резервного оборудования, в том числе на источниках теплоты, тепловых сетях и у потребителей. Отдельное внимание при этом должно уделяться решению вопросов резервирования по направлениям топливо-, электро- и водоснабжения.

В 2019г. АО «СТСК» заменены тепловые сети в квартале №5 протяженностью 280 м в 2-х тр. исчислении.

Источник направления развития в части строительства источников и тепловых сетей: «Программа комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры г. Сарова на 2016-2025г.г.», в редакции решения Городской думы г. Сарова от 23.01.2020г. №04/6-гд.

Позиции «Программы...» в части строительства и реконструкции и тепловых сетей приведены в таблице 11.

Таблица 11.

№ п/п	Наименование мероприятия	Срок выполнения	Источник финансир.	Общая стоимость мероприятий на 2016-2025 г.г	Потребность в средствах на 2016-2025г.г	Сумма по годам, тыс. руб.									
						2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Теплоснабжение															
Строительство															
1	Строительство сетей теплоснабжения на присоединяемой территории ПИР	2022-2023	МБ	12500	12500							6250	6250		
2	Строительство сетей теплоснабжения на присоединяемой территории СМР	2024-2028	ФБ	90478	90478									45239	45239
			ОБ	4764	4764								2382	2382	
			МБ	4756	4756								2378	2378	
3	Проектирование сетей для теплоснабжения микрорайонов 1А и 1Б. ПИР	2025	МБ	4500	4500						4500				
4	Строительство сетей для теплоснабжения микрорайонов 1А и 1Б. СМР	2023-2025	МБ	105000	105000								35000	35000	35000
5	Теплоснабжение МКР-21, кв. 6,7	2017	ВИ**	12000	12000		12000								

6	Итого по строительству:		Всего	233998	233998	-	12000	-	-	-	-	10750	41250	84999	84999
7			ФБ	90478	90478	-	-	-	-	-	-	-	-	45239	45239
8			ОБ	4764	4764	-	-	-	-	-	-	-	-	2382	2382
9			МБ	21756	21756	-	-	-	-	-	-	10750	6250	2378	2378
10			ВИ	105000	105000	-	-	-	-	-	-	-	35000	35000	35000
11			ВИ*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12			ВИ**	12000	12000	-	12000	-	-	-	-	-	-	-	-
Реконструкция (модернизация)															
13	Модернизация оборудования ЦТП-14/2	2016	ВИ	561	561	561									
14	Модернизация оборудования ЦТП-5	2017	ВИ	741	741		241					500			
15	Модернизация оборудования ЦТП Димитрова	2016	ВИ	153	153	153									
16	Модернизация оборудования ЦТП 14/1	2020	ВИ	253	253					253					
17	Реконструкция тепловой сети ТЭЦ-Заречный район	2020-2025	ВИ	481000	481000				11000		70000	100000	100000	100000	100000
18	Замена секционирующей арматуры в тепловой камере ТК-3.6 магистральной тепловой сети ТЭЦ-МКР5	2017	ВИ	5350	5350		5350								
19	Установка секционирующей арматуры в тепловых камерах ТК-4.4Б, ТК-4.8А, ТК-4.13 магистральной тепловой сети ТЭЦ-МКР14	2017	ВИ	23000	23000		23000								
20	Модернизация и техперевооружение оборудования котельной КБ-50 (модернизация узла учёта ГРП, установка частотных преобразователей на сетевые насосы и дутьевые вентиляторы)	2017	ВИ	1063	1063		569	494							
21	Реконструкция участка тепловой сети к дому ул. Ушакова, 8 ПИР	2018	ВИ	100	100			100							
22	Реконструкция тепловой сети ввода в жилой дом по адресу Ушакова, 8 СМР	2018	ВИ	1000	1000			1000							
23	Разработка ПСД на модернизацию тепловой сети квартала № 5 и капитальный ремонт кв. № 2 (участок через пр. Мира)	2018	ВИ*	644,9	644,9			644,9							

24	Разработка ПСД на модернизацию тепловой сети квартала № 19 (участок 1 и участок 2)	2019	ВИ*	3800	3800				3800						
25	Разработка ПСД на модернизацию тепловой сети квартала № 25	2021	ВИ*	1000	1000					1000					
26	Модернизация тепловой сети квартала № 5 и капитальный ремонт кв.№ 2 (участок через пр. Мира)	2019	ВИ*	8777	8777					8777					
27	Модернизация тепловой сети квартала № 25 (участок 1: К-26-К-25-7)	2024	ВИ*	8000	8000								8000		
28	Модернизация тепловой сети квартала № 25 (участок 2: К-25-1-К-25-13)	2025	ВИ*	10000	10000										10000
29	Модернизация тепловых узлов в зданиях детских садов (СМР)	2016-2018	МБ	2853,3	2853,3			2853,3							
30	Модернизация тепловых узлов в зданиях детских садов (ПСД)	2018	МБ	296,7	296,7			296,7							
31	Модернизация оборудования ЦТП-15 по ул. Курчатова д.6, стр.3	2017	МБ	900	900		900								
32	Капитальный ремонт систем тепло-водоснабжения и водоотведения в МБОУДО "ООЦ "Березка" ПСД	2018	МБ	300	300			300							
33	Модернизация оборудования ЦТП Промышленного района	2023	МБ	900	900							900			
34	Реконструкция тепловой сети квартала № 21	2016	ВИ*	7901	7901	7901									
35	Реконструкция тепловой сети квартала № 18	2017-2018	ВИ*	19450	19450		9500	9950							
36	Реконструкция тепловой сети квартала № 19,19А	2021-2023	ВИ*	30000	30000						10000	10000	10000		
37	Разработка ПСД на модернизацию тепловой сети квартала № 20	2024	ВИ*	1500	1500									1500	
38	Итого по реконструкции (модернизации):		Всего	609543,9	609543,9	8615	39560	15638,9	14800	9030	81000	110500	110900	109500	110000
39			МБ	5250	5250	-	900	3450	-	-	-	900	-	-	-
40			ВИ	513211	513211	714	29160	1594	11000	253	70000	100500	100000	100000	100000
41			ВИ*	91072,9	91072,9	7901	9500	10594,9	3800	8777	11000	10000	10000	9500	10000
42	Итого по теплоснабжению:		Всего	843541,9	843541,9	8615	51560	15638	14800	9030	81000	122150	151250	194499	194999

43			ФБ	90478	90478	-	-	-	-	-	-	-	-	45239	45239
44			ОБ	4764	4764	-	-	-	-	-	-	-	-	2382	2382
45			МБ	27006	27006	-	900	3450	-	-	-	11650	6250	2378	2378
46			ВИ	618221	618221	714	29160	1594	11000	253	70000	100500	135000	135000	135000
47			ВИ*	91072,9	91072,9	7901	9500	10594,9	3800	8777	11000	10000	10000	9500	10000
48			ВИ**	12000	12000	-	12000	-	-	-	-	-	-	-	-

Принятые сокращения:

ФБ - федеральный бюджет

ОБ - областной бюджет

МБ - местный бюджет

ВИ – внебюджетные источники, в т.ч. средства ОАО «Обеспечение РFYЦ-ВНИИЭФ»

ВИ* - внебюджетные источники (средства ФГУП «РFYЦ-ВНИИЭФ»)

ВИ - внебюджетные источники, за исключением средств ОАО «Обеспечение РFYЦ-ВНИИЭФ» (средства ГК "Росатом")**

***АКТУАЛИЗИРОВАННАЯ СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА САРОВА
НА ПЕРИОД ДО 2028 ГОДА
(ПО СОСТОЯНИЮ НА 2021 ГОД)***

Раздел 6. Перспективные топливные балансы

АО «СГК»

г.Саров

2020 г.

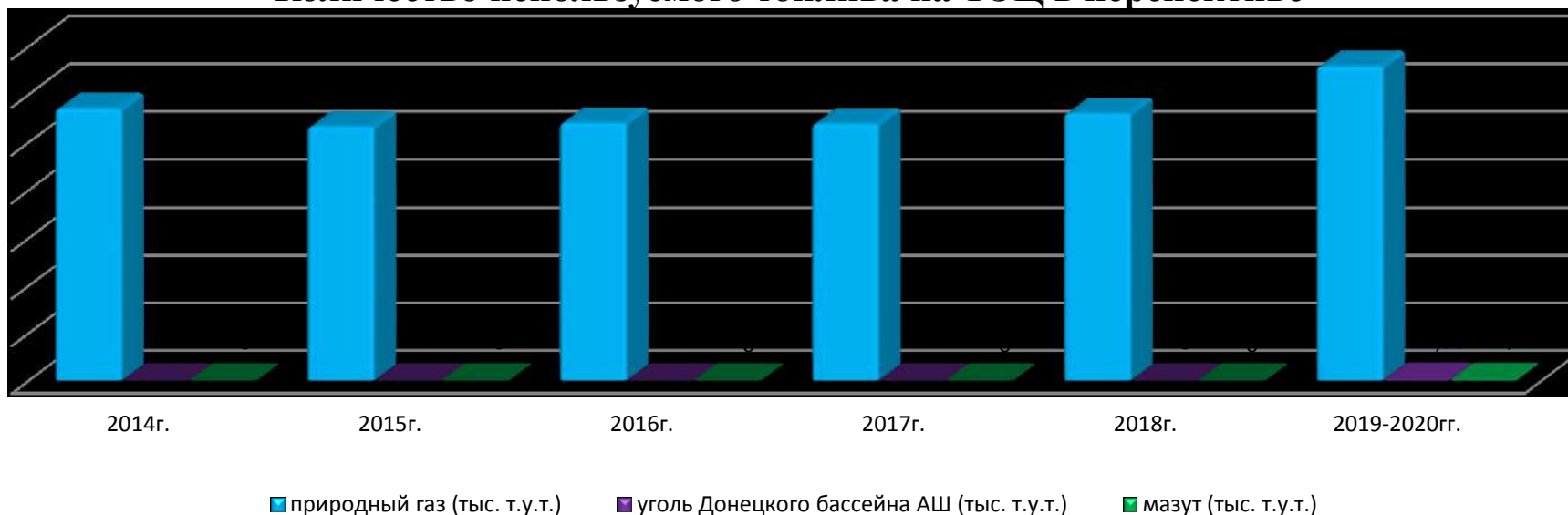
1. Количество и вид используемого основного топлива для источника тепловой энергии на перспективный период

Виды топлива на ТЭЦ

Таблица 1

Показатель	ед. изм.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г. План
Расход условного топлива	тыс. тут	284,775	266,192	270,058	269,177	280,048	265,495	275,043
уголь всего, в том числе:	тыс. тут							0,382
мазут	тыс. тут							
газ всего, в том числе:	тыс. тут	284,775	266,192	270,057	269,177	280,048	265,495	274,661
Расход натурального топлива								
уголь всего, в том числе:	тыс. тнт							
мазут	тыс. тнт							
газ всего, в том числе:	млн. куб. м	243,795	225,676	229,066	229,309	240,181	228,405	242,205

Количество используемого топлива на ТЭЦ в перспективе



В качестве основного топлива используется природный газ (7900-8200 ккал/нм³). От ГРС газ по газопроводу Ø 530 мм с давлением 4,5 кгс/см² поступает на ТЭЦ и разделяется на 2 потока в ГРП 1, 2, с которых газ под давлением 0,8 кгс/см² поступает по газопроводам к энергетическим котлам БВД и в пиковую водогрейную котельную, газ под давлением 0,45 кгс/см² поступает к энергетическим котлам БСД.

Оборудование для обеспечения АО «Саровская Генерирующая Компания» основным топливом

Газовое хозяйство ТЭЦ представляет собой комплекс сооружений, установок и устройств и включает:

- Газопровод высокого давления Ду 350 от газового колодца № ГК-1-14 до ГРП-1 протяженностью 150 м.
- Газопровод высокого давления Ду 530 от газового колодца № ГК-2-9 до ГРП-2 протяженностью 336 м.

- ГРП-1, ГРП-2.
- Газопроводы среднего давления БСД Ду 300.
- Газопроводы среднего давления БВД Ду 500.
- Газопроводы среднего давления ПВК Ду 720.
- Отключающие, регулирующие, предохранительные устройства.

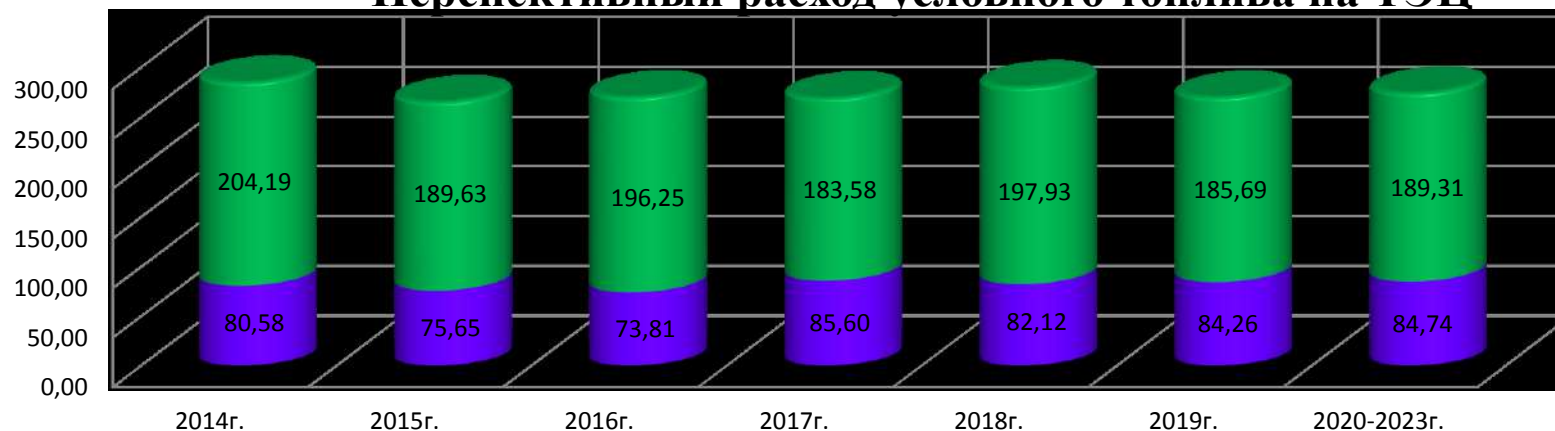
Перспективные расходы условного топлива на ТЭЦ

Таблица 2

Показатель	ед. изм.	2014г. (Факт)	2015г. (Факт)	2016г. (Факт)	2017г. (Факт)	2018 (Факт)	2019 (факт)	2020- 2023г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Выработка электроэнергии, всего	млн. кВтч	418,044	407,319	382,861	426,635	433,895	442,050	436,6
Расход электроэнергии на собственные нужды:	млн. кВтч	56,739	52,172	47,6047	42,446	43,816	41,958	44,65
на производство электроэнергии	млн. кВтч	14,959	13,946	12,730	12,456	12,239	11,744	12,52
на производство тепловой энергии	млн. кВтч	41,780	38,226	34,875	29,990	31,577	30,214	32,14
Отпуск электроэнергии с шин	млн. кВтч	361,305	355,147	335,256	384,189	390,079	400,092	391,95
Расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды	млн. кВтч	0,387	0,363	0,465	0,399	0,304	0,220	0,304
Расход электроэнергии на потери в трансформаторах	млн. кВтч	3,968	3,983	4,098	3,970	4,339	4,477	4,4
Полезный отпуск электроэнергии в сеть	млн. кВтч	356,95	350,801	330,693	379,82	385,436	395,395	387,246
Отпуск тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	тыс. Гкал	1206,205	1132,437	1175,404	1110,857	1200,365	1102,605	1138,97
Отпуск тепла в паре	тыс. Гкал	70,406	62,654	61,2166	59,098	57,130	53,166	55,607
Отпуск тепла с горячей водой	тыс. Гкал	1135,799	1069,78 3	1114,187 5	1051,76	1143,235	1049,439	1083,37

Расход теплоэнергии на хозяйственные нужды:	тыс. Гкал	11,9	7,879	9,079	10,231	10,389	9,458	14
Удельный и Нормативный удельный расход условного топлива на производство электроэнергии	г/кВтч	223,03	215,58	220,15	222,8	210,5	210,1	218,74
Расход условного топлива на производство электроэнергии	тыс. тут	80,581	75,652	73,808	85,596	82,116	84,059	85,736
Удельный и Нормативный удельный расход условного топлива на производство тепловой энергии	кг/Гкал	169,29	167,45	166,96	165,26	164,9	164,55	166,21
Итого расход условного топлива на производство тепловой энергии	тыс. тут	204,194	189,630	196,250	183,582	197,93	181,436	189,306
Расход т у.т., всего	тыс. тут	284,775	266,192	270,057	269,177	280,048	265,495	275,043

Перспективный расход условного топлива на ТЭЦ



■ Расход условного топлива на производство электроэнергии (тыс. т.у.т.) ■ Расход условного топлива на производство теплоэнергии (тыс. т.у.т.)

Организация системы сбора и передачи информации по учету основного топлива

В систему коммерческого учета расхода природного газа АО «СГК» входят:

- Пункт учета расхода газа через ГРП-1 (ТРП-11-СГК-06);
- Пункт учета расхода газа через ГРП-2 (ТРП-11-СГК-07).

В состав узла учета входят следующие приборы:

- корректор СПГ761.1;
- сужающее устройство-диафрагма камерная;
- датчики перепада давления Метран 150 CD;
- термопреобразователь сопротивления медный ТСМ 0618;
- датчик избыточного давления.

Данные по узлам коммерческого учета газа:

- ГРП-1, тип прибора - СПГ 761, Заводской номер 10355;
- ГРП-2, тип прибора - СПГ 761, Заводской номер 4235.

Технический учет природного газа налажен на каждом котле, тип приборов РМТ-49.

2. Количество и вид используемого резервного и вспомогательного топлива на перспективный период

В качестве резервного топлива используется донецкий уголь (марки АШ) $Q = 5350$ ккал/кг. В качестве вспомогательного топлива используется мазут марки М-100 ($Q = 8799$ ккал/кг). Мазут на ТЭЦ является растопочным при работе паровых котлов высокого давления на угле, и служит для подсвечивания факела в топке.

Сведения о расчете нормативов создания запасов топлива

Расчет нормативов создания запасов топлива осуществляется в соответствии с Приказом Министерства Энергетики РФ от 22.08.2013г. №469 « Об утверждении порядка создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, в том числе в отопительный сезон»

Порядок расчёта и обоснования нормативов создания запасов топлива устанавливает основные требования к нормированию технологических запасов топлива при производстве электрической и тепловой энергии.

Норматив создания запасов топлива является общим нормативным запасом топлива (ОНЗТ) и определяется по сумме объёмов неснижаемого нормативного запаса топлива (ННЗТ), нормативного эксплуатационного запаса ~~ежедневного~~ или резервного (уголь) топлива (НЭЗТ), и нормативного запаса вспомогательного (мазут) топлива (НВЗТ).

ННЗТ обеспечивает безаварийную работу оборудования с минимальной расчётной электрической и тепловой нагрузкой по условиям самого холодного месяца года в целях поддержания плюсовых температур в главном корпусе, вспомогательных зданиях и сооружениях.

НЭЗТ необходим для надёжной и стабильной работы тепловой электростанции и обеспечивает плановую выработку электрической и тепловой энергии при частичном или полном отсутствии основного (газ) топлива.

НВЗТ необходим для подсветок, растопок котлов, а так же для обеспечения устойчивого горения в топочной камере.

Расчет НЭЗТ производится ежегодно. Расчеты производятся на 1 октября планируемого года.

Минэнерго России ежегодно в срок до 1 декабря рассматривает представленные на 1 октября планируемого года расчеты нормативов создания запасов топлива.

Сведения о расчете нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ) АО «СГК»

Нормативный эксплуатационный запас топлива рассчитан для надёжной и стабильной работы электростанции на резервном топливе угле и вспомогательном топливе мазуте для обеспечения плановой выработки электрической и тепловой энергий.

Расчет производится на контрольную дату – 1 октября, характеризующую подготовку к работе в ОЗП с 1 октября по 1 апреля следующего года. В расчёте учитывается величина резервного топлива (угля, мазута) эквивалентная 40% величины объёма газа, подаваемого в течении 28 суток (по 14 суток в декабре и январе):

При определении схемы работы ТЭЦ на резервном топливе принимается тот факт, что на угле с подсветкой газ или мазут, или мазуте с газом могут работать только три котла БВД. Мощность котлов БВД при работе на резервном топливе максимально может обеспечить 90 % среднесуточной программы в январе месяце и 100% в апреле. Работа котлов БСД, работающих только на газе, необходима для обеспечения работы двух турбин БСД, через конденсаторы которых артезианская вода с 6,5°С нагревается до 30°С для подпитки теплосети и приготовления обессоленной воды для энергетических котлов, необходима работа двух котлов БСД на природном газе. Работа пиковых котельных, работающих на газе, необходима для покрытия пиковых тепловых нагрузок в холодное время года.

Сведения о расчете неснижаемого нормативного запаса топлива (ННЗТ) АО «СГК»

Расчет неснижаемого нормативного запаса топлива (ННЗТ) ведется на резервное топливо – уголь и вспомогательное топливо для подсветки факела -мазут. Согласно Приказа Министерства Энергетики Российской Федерации №469 от 22.08.2013 года, ННЗТ для электростанций сжигающих газ обеспечивает работу тепловых электростанций в режиме «выживания» в течение трех суток.

Расчет произведен на основе нормативно – технической документации по топливоиспользованию, согласно "Макету расчета нормативных показателей, нормативов удельных расходов топлива ", разработанному по группам оборудования в 2008 году и согласованному с АНО «Эксперт-НН».

На ТЭЦ г. Сарова имеются две группы оборудования:

- блок высокого давления – 90 кгс/см² (три котла: один ТП-170, два БКЗ- 160, один БКЗ-220 три турбины: ВПТ-30-4, Пр-25-90/110/0,9; ПТ-25-90/10, в группу оборудования включены также пиковые водогрейные котлы 3 шт. ПТВМ-100),;
- блок среднего давления –35 кгс/см² (пять котлов ТС-35, четыре турбины типа П-4-35/5 фирмы «Лаваль» с номинальной мощностью 4 МВт).

Планируется ввод в работу нового котла БКЗ-220 и турбины ПТ-25.

Резервным топливом котлов является уголь антрацитовый штыб /АШ / размером кусков 6 мм. В шаровых мельницах уголь размалывается в виде пыли и подается в топку, где сжигается во взвешенном состоянии.

Если котел работает на угле при растопке и останове, а также для подсвечивания факела применяется малосернистый мазут марки М-100.

В связи с тем, что на угле могут работать только котлы блока высокого давления, в случае аварийного отключения газа блок среднего давления БСД и пиковые котлы ПТВМ не работают. Расчет резервного топлива - угля идет совместно с растопочным топливом - мазутом.

При расчёте ННЗТ учитывается следующее:

1. Согласно Порядку ограничений отпуска тепловой и электрической энергий при аварийных ситуациях при прекращении подачи газа на ТЭЦ и работе станции на угле для обеспечения потребителей тепловой энергией происходит следующее:

- Температурный график подачи сетевой воды выдерживается по температуре наружного воздуха (-10 °С)
- Прекращается подача пара всем потребителям, кроме завода №2 (40%), завода №3(40%) .
- Прекращается подача горячей воды с сохранением циркуляции
- Остановка турбины №6

2. Для обеспечения минимального отпуска тепловой энергии и при отключении турбины №6, БСД и ПТВМ, в работе остаются 3 котла БВД: №6 - ТП-170, №7 и №8 –БКЗ-160. Минимальная необходимая тепловая нагрузка потребителям и на собственные нужды электростанции составляет 231 Гкал/час (16632Гкал за 3 суток) –(Приложение №2). Через РОУ 100/13 отпуск теплоэнергии составляет 67,2 Гкал/час, с БРОУ 100/40 на РОУ40/1,2 №1 и №2– 77,5 Гкал/час. Итого 144,5 Гкал/час. Остальные 86,8 Гкал/час, возможны с работающей турбиной №7 Пр-25-90/110/0,9.

3. Согласно расчету по «Макету расчета нормативных показателей, нормативов удельных расходов топлива» для поддержания плюсовой температуры в главном корпусе, вспомогательных зданиях и сооружениях электростанции минимальная необходимая тепловая мощность на собственные нужды составляет 8,35 Гкал/час.

Утверждение в Минэнерго РФ нормативов создания запасов топлива

Предоставление Министерством энергетики государственной услуги по утверждению нормативов создания запасов топлива осуществляется в соответствии с требованиями «Административного регламента Министерства энергетики Российской Федерации по исполнению государственной функции по утверждению нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях и котельных...», утвержденного Приказом Минэнерго России от 23.09.2015г. № 666.

Согласование нормативов в Минэнерго РФ осуществляется на основании представленных расчетов, документов, обосновывающих их значение и независимого экспертного заключения.

Основная цель экспертизы – независимая профессиональная оценка результатов расчетов нормативов, которая отражается в экспертном заключении.

Экспертиза позволяет на основе анализа представленных обосновывающих материалов выявить резервы, наметить динамику снижения норматива до технико-экономически обоснованного уровня, определить обоснованное значение норматива на регулируемый период.

Экспертиза состоит из следующих этапов:

1. Анализ достоверности исходных данных по следующим показателям
2. Проверка правильности расчетов минимально необходимой тепловой мощности для собственных нужд электростанций.
3. Проверка правильности расчетов ННЗТ, НЭЗТ, НВЗТ и ОНЗТ, а также обоснование принимаемых коэффициентов для определения нормативов запасов топлива.

4. По результатам, которые дали анализ выполненного расчёта и экспертиза нормативов запасов топлива на тепловых электростанциях и котельных, принимается решение об обоснованности представленных характеристик и прогнозируемых изменений.
5. Разработка перечня замечаний с приложением выявленных недостатков и рекомендаций по устранению замечаний.

Оборудование для обеспечения АО «Саровская Генерирующая Компания» резервным топливом

Склад топлива предназначен для хранения запаса топлива, необходимого для бесперебойной работы электростанции.

Угольный склад оборудован механизмами и устройствами, предназначенными для подачи из приёмно-разгрузочных траншей на открытый угольный склад.

Оборудование угольного склада цеха состоит из следующих механизмов и устройств:

- Скрепера ёмкостью 4м³ с тросами 26 мм и 17,5 мм;
- Бункера угольного склада 3"а" и 3"б".
- Транспортёр № 4, ширина ленты равна 800 мм, длина ленты 98,2 м, электродвигатель N - 11квт, число оборотов 980 об/мин, редуктор РМ-500, расчётная производительность 90 т/час.
- Бетонной площадки для хранения угля ёмкостью 30000 м³.

Топливоподача предназначена для разгрузки угля из вагонов, подачи угля на склад и транспортирования угля в бункеры котлов ст. № 6, 7, 8. Оборудование топливоподачи состоит из разгрузочных траншей, приемных бункеров, промежуточных бункеров, узлов пересыпки, ленточных транспортеров, лотковых питателей, установки по пневмозабрасыванию канифоли. Топливоподача оборудована автоматическим управлением и сигнализацией, оборудована системой пылеподавления.

Скреперное хозяйство котельного цеха - комплекс механизмов и устройств, необходимых для перемещения топлива поступающего на станцию.

Скреперные установки состоят из следующих механизмов и устройств:

- Приёмно-разгрузочное устройство.
- Скреперы с тросами.
- Пилоны оттяжного устройства.
- Головные пилоны, установленные в начале разгрузочных траншей.
- Лебёдки с приводом от электродвигателя.
- Передвижные стойки с блоками в количестве 2-х штук, оборудованные двумя ручными лебёдками.

Мазутное хозяйство ТЭЦ предназначено для приема, хранения и подготовки мазута к сжиганию. Мазут поставляется на ТЭЦ в железнодорожных цистернах $V=50-60$ м³.

Мазутохозяйство расположено от основной территории ТЭЦ на расстоянии 400 метров и имеет следующие участки и устройства:

- Приемно-сливное устройство со сливной железнодорожной эстакадой и приемной емкостью для мазута объемом $V=1000$ м³.
- Мазутохранилище (склад мазута) с 3-мя металлическими наземными резервуарами емкостью $V=10000$ м³ каждый.

Организация системы сбора и передачи информации по учету резервного топлива

Учет угля

Уголь поставляется на ТЭЦ железнодорожным транспортом и в данное время содержится на открытом складе, измеряется конвейерными весами непрерывного действия.

Учет мазута

Мазут топочный поставляется на ТЭЦ в железнодорожных цистернах $V=50-60$ м³ и через приемно-сливное устройство попадает на мазутное хозяйство ТЭЦ.

Учет ведется счетчиками типа БАРС-341Н с классом точности 1,0.

3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки

В качестве основного топлива используется природный газ (7900-8200 ккал/м³). Природный газ представляет собой смесь горючих углеводородов, в основе своей содержит метан 96,18%, этан 2,09%, пропан 0,65%.

Химическая формула газа содержит два химических элемента: углерод С и водород Н₂, формула метана СН₄.

Плотность газа СН₄ около 0,72 кг/м³, природного газа 0,73 кг/м³.

Теплота сгорания газа около 8182 ккал/м³, $Q_{\text{нр}} = 34260$ кДж/м³.

Для метана температура воспламенения - 645 °С, пропана - 490 °С.

Температура горения газа - теоретическая температура горения метана -2000°С.

Минимальное процентное (по объёму) содержание горючего газа в смеси с воздухом, при котором с введением источника огня начинается реакция окисления (взрыва) газа, называют нижним пределом воспламеняемости газа, а максимальное,

В качестве резервного топлива используется донецкий уголь (марки АШ) $Q = 5350$ ккал/кг. Мазут марки «М-100» ($Q = 8799$ ккал/кг). В качестве вспомогательного топлива используется мазут марки М-100 ($Q = 8799$ ккал/кг).

Российская Федерация
Открытое акционерное общество
Нижегородская областная инспекция по качеству топлива и торфа «Инстоп»

Испытательная лаборатория ИЛ «Инстоп»
606400, г. Балахна, Нижегородской области, ННГРЭС, Инстоп

№ СМР RU.СКО.00079-16
Протокол действителен только для образцов, подвергнутых испытанию.
Переписка и копирование без разрешения испытательной лаборатории запрещено.

ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ № 08-51
12-16 августа 2016г.

Продукция, поступившей от: АО «Саровская генерирующая компания» г. Саров.

Наименование продукции: Каменный уголь марки АШ.

Техническое задание: Оценка потребительских свойств топлива
согласно письма № 083/1195 от 06.07.2016г. (проба №1)

Результаты испытаний

№ п/п	Показатели	Обозначение	Единица измерений	Результаты испытаний	Обозначение ГОСТ
1.	Массовая доля общей влаги в рабочем состоянии	W_t	%	3,8	11014-01
2.	Зольность	A^d	%	26,1	55661-2013
3.	Высшая теплота сгорания	Q_{st}^{daf}	ккал/кг кДж/кг	7888 (33025)	147-2013
4.	Низшая теплота сгорания рабочего топлива	Q_t^i	ккал/кг кДж/кг	5405 (22630)	147-2013
5.	Выход летучих веществ	V^{daf}	%	9,1	55660-2013
6.	Массовая доля общей серы	S_t^d	%	0,9	8606-93

Руководитель ИЛ



Г.К. Березина

Российская Федерация
Открытое акционерное общество
Нижегородская областная инспекция по качеству топлива и торфа «Инстоп»

Испытательная лаборатория ИЛ «Инстоп»
606400, г. Балахна, Нижегородской области, ННГРЭС, Инстоп

№ СМР RU.СКО.00079-16
Протокол действителен только для образцов, подвергнутых испытанию.
Переписка и копирование без разрешения испытательной лаборатории запрещено.

ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ № 08-52
12-16 августа 2016г.

Продукция, поступившей от: АО «Саровская генерирующая компания» г. Саров.

Наименование продукции: Каменный уголь марки АШ.

Техническое задание: Оценка потребительских свойств топлива
согласно письма № 083/1195 от 06.07.2016г. (проба №2)

Результаты испытаний

№ п/п	Показатели	Обозначение	Единица измерений	Результаты испытаний	Обозначение ГОСТ
1.	Массовая доля общей влаги в рабочем состоянии	W_t	%	4,5	11014-01
2.	Зольность	A^d	%	28,2	55661-2013
3.	Высшая теплота сгорания	Q_{st}^{daf}	ккал/кг кДж/кг	7947 (33272)	147-2013
4.	Низшая теплота сгорания рабочего топлива	Q_t^i	ккал/кг кДж/кг	5295 (22169)	147-2013
5.	Выход летучих веществ	V^{daf}	%	9,6	55660-2013
6.	Массовая доля общей серы	S_t^d	%	1,0	8606-93

Руководитель ИЛ



Г.К. Березина

Российская Федерация
Открытое акционерное общество
Нижегородская областная инспекция по качеству топлива и торфа «Инстоп»

Аккредитованная испытательная лаборатория ИЛ «Инстоп»
606400, г. Балахна, Нижегородской области, Нижегородская область, Нижегородская область, Нижегородская область

Аттестат № РОСС RU.0001.21.HT10
Протокол действителен только для образцов, подвергнутых испытаниям.
Переписка и копирование без разрешения испытательной лаборатории запрещены.

ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ № 10-17
27.09 - 01.10.2012г.

Продукции, поступившей от: ЗАО «Саровская генерирующая компания» г. Саров.

Наименование продукции: Мазут топочный М-100.

Техническое задание: Оценка потребительских свойств топлива (т/накл.№623 от 21.09.2012г.)

Результаты испытаний

№ п/п	Показатели	Единица измерений	Результаты испытаний	Обозначение ГОСТ
1.	Массовая доля воды	%	10,9	2477-65
2.	Зольность	%	0,57	1461-75
3.	Высшая теплота сгорания	ккал/кг кдж/кг	10423 (43639)	21261-91
4.	Низшая теплота сгорания топлива	ккал/кг кдж/кг	8659 (36254)	21261-91
5.	Вязкость условная, при 80°C	градусы, ВУ	8,8	6258-85
6.	Массовая доля серы	%	2,5	3877-88
7.	Температура вспышки в открытом тигле	°C	194	4333-87
8.	Температура застывания	°C	7	20287-91
9.	Массовая доля механических примесей	%	0,8	6370-83
10.	Плотность при 20°C	кг/м ³	0,955	3900-85

Руководитель ИЛ



Г.К. Березина

Нижегородская областная инспекция по качеству топлива и торфа «Инстоп»

Аккредитованная испытательная лаборатория ИЛ «Инстоп»
606400, г. Балахна, Нижегородской области, Нижегородская область, Нижегородская область

Аттестат № РОСС RU.0001.21.HT10
Протокол действителен только для образцов, подвергнутых испытаниям.
Переписка и копирование без разрешения испытательной лаборатории запрещены.

ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ № 10-16
27.09 - 01.10.2012г.

Продукции, поступившей от: ЗАО «Саровская генерирующая компания» г. Саров.

Наименование продукции: Мазут топочный М-100.

Техническое задание: Оценка потребительских свойств топлива (т/накл.№518 от 17.08.2012г.)

Результаты испытаний

№ п/п	Показатели	Единица измерений	Результаты испытаний	Обозначение ГОСТ
1.	Массовая доля воды	%	5,8	2477-65
2.	Зольность	%	0,58	1461-75
3.	Высшая теплота сгорания	ккал/кг кдж/кг	10060 (42119)	21261-91
4.	Низшая теплота сгорания топлива	ккал/кг кдж/кг	8938 (37422)	21261-91
5.	Вязкость условная, при 80°C	градусы, ВУ	7,3	6258-85
6.	Массовая доля серы	%	2,5	3877-88
7.	Температура вспышки в открытом тигле	°C	200	4333-87
8.	Температура застывания	°C	9	20287-91
9.	Массовая доля механических примесей	%	0,6	6370-83
10.	Плотность при 20°C	кг/м ³	0,953	3900-85

Руководитель ИЛ



Г.К. Березина

г.н.с. Рязанова Т. В.

4. Анализ поставки топлива

Средневзвешенным временем перевозки угля от различных поставщиков принимается 7 суток.

Для ТЭЦ уголь поставляется одним поставщиком. Последняя партия топлива была получена в 1998 году со станции Гуково СК ЖД (Ростовская область) - ПТУ АО ГуковУголь. Согласно имеющимся накладным уголь перевозился 7 дней.

Средневзвешенное время перевозки мазута от различных поставщиков принимается 3 суток.

Мазут низкосернистый может поставляться от нескольких поставщиков. Последняя поставка была в сентябре 2011 года. По накладной время доставки мазута от 1 до 3 суток.

ООО "ВРР", ИНН 5263064099, 603158, Нижегородская обл, Нижний Новгород г, Зайцева ул, д. 31, кв. 810, тел. : 831-2297999, р/с 40702810842070005779 в ВОЛГО-ВЯТСКИЙ БАНК СБЕРБАНКА РФ, БИК 042202603, корр/с 3010181090000000603 организация-грузоотправитель, адрес, телефон, факс, банковские реквизиты		Форма по ОКУД 0330212 по ОКПО 83396981	Коды
структурное подразделение		Вид деятельности по ОКДП	
Грузополучатель ЗАО "Саровская Генерирующая Компания", ИНН 5254081010, Нижегородская Область, г. Саров, просп. Мира, д. 34, тел: _____ организация, адрес, телефон, факс, банковские		по ОКПО	83396981
Поставщик ООО "ВРР", ИНН 5263064099, 603158, Нижегородская обл, Нижний Новгород г, Зайцева ул, д. 31, кв. 810, тел. : 831-2297999, р/с 40702810842070005779 в ВОЛГО-ВЯТСКИЙ БАНК СБЕРБАНКА РФ, БИК 042202603, корр/с 3010181090000000603 организация, адрес, телефон, факс, банковские		по ОКПО	
Плательщик ЗАО "Саровская Генерирующая Компания", ИНН 5254081010, Нижегородская Область, г. Саров, просп. Мира, д. 34, тел: _____ организация, адрес, телефон, факс, банковские		по ОКПО	
Основание Основной договор		номер	
наименование документа (договор, контракт, заказ-наряд)		дата	
ТОВАРНАЯ НАКЛАДНАЯ		номер	
Номер документа 466		дата	
Дата составления 08.09.11		номер	
Вид операции		дата	

Но-мер по по-рядку	Товар		Единица измерения		Вид упаковки	Количество		Масса брутто	Количе-ство (масса нетто)	Цена, руб. коп.	Сумма без учета НДС, руб. коп.	НДС		Сумма с учетом НДС, руб. коп.
	наименование, характеристика, сорт, артикул товара	код	наименование	код по ОКЕИ		в одном месте	мест, штук					ставка, %	сумма, руб. коп.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	1	Мазут топочный М-100	т	168					29.184	9295-93	271292-48	18	48832-65	320125-13
Итого									29.184	X	271292-48	X	48832-65	320125-13
Всего по накладной									29.184	X	271292-48	X	48832-65	320125-13

Товарная накладная имеет приложение на _____ прописью _____ листов

и содержит _____ прописью _____ порядковых номеров записей

Всего мест _____ прописью _____

Приложение (паспорта, сертификаты и т.п.) на _____ прописью _____ листов

Всего отпущено на сумму _____ прописью _____

Отпуск груза разрешен _____ прописью _____

Отпуск груза произведен _____ прописью _____

По доверенности № 083/65 от "19" "09" 2011 года выданной _____ кем, кому (организация, место работы, должность, фамилия, и. о.) _____

Груз принял _____ Кулаков А.Г. _____

Груз получил грузополучатель _____ _____

М.П. _____

08 Сентября 2011 г.

СПРАВКА.

по средневзвешенному времени перевозки топлива
принятому для расчета.

Средневзвешенным временем перевозки угля от различных поставщиков принимается:

T пер. = 7 суток.

Для ТЭЦ уголь поставляется одним поставщиком. Последняя партия топлива была получена в 1998 году со станции Гуково СК ЖД (Ростовская область)-ПТУ АО Гукувоуголь. Согласно имеющимся накладным уголь перевозился 7 дней с 15.07.98 по 21.07.98.

Средневзвешенное время перевозки мазута от различных поставщиков принимается:

T пер. = 3 суток

Мазут приходит от нескольких поставщиков. Поставщиком возможны разные по дальности инстанции (мазут нужен низкосернистый). Последняя поставка была в сентябре 2011 года. По данным накладной время доставки мазута в 1998 составило 5 суток и по накладной августа -сентября 2011 года от 1до 3 суток.

Технический директор ЗАО «СГК»

С.П.Андропов

73

Место для особых отметок и штампов

Сев. Кавказская ж.д. 20 РЖД
НАКЛАДНАЯ 1

16/7 8575 607

№ 59002 409

Роль вагона	№ РР	№ вагона	Грузовый вагон	Коды	Тип	Под	Вид	Абсолютный
		60						
Станция отправления	РОССИЯ ГУКОВО СК ЖД 58040				Станция и дорога назначения	ВЕРДИЧЬ ГОРЬК ЖД 246103		
Отправитель (полное наименование)	ПТУ АО ГУКУВОУГОЛЬ 1731				Получатель (полное наименование)	ШЕРТО УПРАВЛЕНИЕ Р Д Д В Д И Д 30 6270		
Его почтовый адрес					Его почтовый адрес	6071451 САФОВ		
Плательщик	9061243							
Справка банка о централиз. расчетах № ГУКОВОСКОМ					счет отправителя № 75216810			
учреждения банка гор. ГУКОВО								
Объем кузова вагона	2/10 м³		Техническая норма загрузки	690		Масса груза в кг. определенная	Тарифные отметки: 2	
Длина рамы платфо			Наименование груза	АМРАГИТ СЕТ АШ		Группа позиция	161240	
Знаки отправителя	Коды	Упаковка	Отправитель	Железная дорога		Вид отправки	Искл. тариф №	
						Вагон подан взамен	80	
Итого мест (прописью) НАВАЛОМ					Итого	9000		Расчет платежей за
Итого масса (прописью) НАСАШИ ВРЕСНИ ДЕКАТЬ					Итого	22000		138
Итого масса (прописью) 60000					Итого	60000		Руб. Коп. Код.
Платежи взысканы на станции отправления по квитанции №					Сбор		При отравлении	
сборов №					Товарный кассир		Провозная плата	
							4604	
Способ определения массы					150 Т		Проводник	
на весу, по стандарту по фактуру, по обмеру, расчетным путем, условно, Стандартная масса одного места							Итого	
Погрузка средствами: ОТПРАВИТЕЛЯ					Марка ж.д.		Погрузка	
Приемосдатчик жел. дороги					За правильность внесенных в накладную сведений отвечает		Выгрузка	
(подпись при определении массы жидк. грузов и с участием жел. дороги)					ВЕЛИЧЬО		Взвешивание	
Платежи взысканы на станции назначения по квитанции №					Итого при отп.		4604	
сборов №					Товарный кассир		Итого при выдаче	
							Всего при отп. и выд.	
По плану №					Ввоз груза разрешен на		Хранение за сут	
					Погрузка назначена на		Итого при выдаче	
							Всего	
							при отп. и выд.	
* Неужное зачеркнуть					Л 869479			
ос. предпр. тип. № 12							Ф. ГУ-29-0 Централизованный расчет через РПК	

74

***АКТУАЛИЗИРОВАННАЯ СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА САРОВА
НА ПЕРИОД ДО 2028 ГОДА
(ПО СОСТОЯНИЮ НА 2021 ГОД)***

**Раздел 7. Инвестиции в новое строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и
(или) модернизацию**

г.Саров

2020 г.

1. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии

АО «Саровская Генерирующая Компания»

Источник направления развития в части строительства источников и тепловых сетей: «**Программа комплексного развития коммунальной инфраструктуры г.Сарова на 2016-2025г.г.**», актуализированная по состоянию на **февраль 2020 года:**

№ п/п	Наименование мероприятия	Срок выполнения	Источник финанс. сир.	Общая стоимость мероприятий на 2016-2025 г.г	Потребность в средствах на 2016-2025г.г	Сумма по годам, тыс. руб.									
						2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Генерация															
Строительство															
1	Строительство III очереди ТЭЦ	2016-2019	ВИ	665105	665105	300000	145000	140004	80101						
2	Итого по строительству:		ВИ	665105	665105	300000	145000	140004	80101						
Строительство															
3	Монтаж трубопровода декарбонизированной воды ХВО-ГВС с установкой тепловой изоляции		ВИ	3 252	3 252		3 252								
4	Строительство 9 секции здания ГРУ-2 6,3 кВ с монтажом инженерных сетей		ВИ	20 597	20 597		20 597								
5	Монтаж электротехнического оборудования генератора ТВС-32-43 ст.№9II (III очередь)		ВИ	16 000	16 000			16 000							
6	Строительство 9 секции здания ГРУ-2 6,3 кВ с монтажом инженерных сетей		ВИ	3 344	3 344			3 344							

	(III очередь)														
7	Комплекс работ по оснащению системами РЗА и АСУ ТП генератора ТВС-32-43 ст.№9 (III очередь)		ВИ	27 912	27 912		27 912								
8	Противоаварийная автоматика. АОПО Т1, Т2. АЧР-6 кВ (III очередь)		ВИ	2 500	2 500		2 500								
9	Всего по строительству		ВИ	73 605	73 605		23 849	49 756	0						
Реконструкция															
10	Реконструкция линейной защиты и автоматики ВЛ 220		ВИ	5680	5680		5680								
11	Монтаж технологических трубопроводов и оборудования котельного цеха БВД. Выполнение изоляционных работ.		ВИ	173	173		173								
12	Итого по реконструкции		ВИ	5853	5853		5853		0						
Модернизация, реконструкция, техническое перевооружение															
13	Оснащение автоматической пожарной сигнализацией и системой оповещения и управления эвакуацией персонала при пожаре помещений ТЭЦ	2017-2020	ВИ	1 801	1 801		1 207			594					
14	Техпереворужение ГРУ, КРУСН с заменой масляных выключателей на вакуумные и заменой РЗА на микропроцессорную защиту с проектом замены	2017-2022	ВИ	10 798	10 798		2 788				8 010				
15	Телевизионная система видеонаблюдения помещений ЦТЩ-1,2 ГЩУ	2018	ВИ	706	706		706								

16	Система частотного регулирования насосов дозаторов №1, 2, 3, 4 для котлов №6, 7, 8	2019	ВИ	2 119	2 119				2 119						
17	Система частотного регулирования конденсатных насосных агрегатов №9(б), 10 (б)	2019-2020	ВИ	11 506	11 506				4 051	7 455					
18	Замена оросителя градирни №1	2020-2021	ВИ	17 845	17 845					1 485	16 360				
19	Разработка проекта реконструкции здания №51 станции кислотных промывок с размещением маслохозяйства в здании.	2020-2021	ВИ	5 144	5 144					2 471	2 673				
20	Замена электромеханических устройств РЗА на присоединениях питания электродвигателей тягодутьевых механизмов КА-8 на микропроцессорные устройства с заменой масляных выключателей на вакуумные.	2021-2022	ВИ	8 765	8 765						4 363	4 403			
21	Замена турбины ВПТ-25-4 ст. № 6	2022-2025	ВИ	460 412	460 412							76 701	129 629	127 041	127 041
22	Замена электромеханических устройств РЗА 110-220 кВ	2022-2025	ВИ	20 427	20 427							5 119	5 093	5 108	5 108
23	Котел № 10	2020-2022	ВИ	251 159	251 159					110 799	111 011	29 348			
24	Реконструкция объектов ТЭЦ	2020-2022	ВИ	12 137	12 137					1 914	4 199	6 024			

25	Модернизация и приобретение технологического оборудования для нужд ТЭЦ (Техпервооружение - Приобретение объектов основных средств)	2020-2025	ВИ	49 992	49 992					21 710	3 936	11 664	4 125	4 278	4 278
Итого по разделу			ВИ	852 811	852 811	0	3 995	706	6 170	146 428	142 542	141 270	138 847	136 427	136 427
Итого по генерации			ВИ	1 597 374	1 597 374	300 000	178 697	190 466	86 271	146 428	142 542	141 270	138 847	136 427	136 427

2. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов АО «Саровская Теплосетевая Компания»

Источник направления развития в части строительства источников и тепловых сетей: **«Программа комплексного развития коммунальной инфраструктуры г. Сарова на 2016-2025г.г.»**, актуализированная по состоянию на **февраль 2020 года.**

№ п/п	Наименование мероприятия	Срок выполнения	Источник финансир.	Общая стоимость мероприятий на 2016-2025 г.г	Потребность в средствах на 2016-2025г.г	Сумма по годам, тыс. руб.									
						2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Теплоснабжение															
Строительство															
1	Строительство сетей теплоснабжения на присоединяемой территории. ПИР	2022-2023	МБ	12500	12500							6250	6250		
2	Строительство сетей теплоснабжения на присоединяемой территории. СМР	2024-2028	ФБ	90478	90478									45239	45239
			ОБ	4764	4764								2382	2382	
			МБ	4756	4756								2378	2378	
3	Проектирование сетей для теплоснабжения микрорайонов 1А и 1Б. ПИР	2022	МБ	4500	4500						4500				

4	Строительство сетей для теплоснабжения микрорайонов 1А и 1Б. СМР	2023-2025	МБ	105000	105000								35000	35000	35000	
5	Теплоснабжение МКР-21, кв. 6,7	2017	ВИ**	12000	12000		12000									
6	Итого по строительству:		Всего	233 998	233 998	0	12 000	0	0	0	0	0	10 750	41 250	84 999	84 999
7			ФБ	90 478	90 478	0	0	0	0	0	0	0	0	45 239	45 239	
8			ОБ	4 764	4 764	0	0	0	0	0	0	0	0	2 382	2 382	
9			МБ	126 756	126 756	0	0	0	0	0	0	10 750	41 250	37 378	37 378	
10			ВИ	0	0											
11			ВИ*													
12			ВИ**	12 000	12 000	0	12 000	0	0	0	0	0	0	0	0	
Реконструкция (модернизация)																
13	Модернизация оборудования ЦТП-14/2	2016	ВИ	561	561	561										
14	Модернизация оборудования ЦТП-5	2017	ВИ	741	741		241					500				
15	Модернизация оборудования ЦТП Димитрова	2016	ВИ	153	153	153										
16	Реконструкция тепловой сети ТЭЦ-Заречный район (I-II этапы -2021-2023гг, III этап - 2024-2025г.)	2020-2025	ВИ	382 766	382 766				11 182		50 547	71 740	73 422	80 994	94 880	
17	Замена секционирующей арматуры в тепловой камере ТК-3.6 магистральной тепловой сети ТЭЦ-МКР5	2017	ВИ	5 350	5 350		5 350									
18	Установка секционирующей арматуры в тепловых камерах ТК-4.4Б, ТК-4.8А, ТК-4.13 магистральной тепловой сети ТЭЦ-МКР14	2017	ВИ	23 000	23 000		23 000									

19	Модернизация и техперевооружение оборудования котельной КБ-50 (модернизация узла учёта ГРП, установка частотных преобразователей на сетевые насосы и дутьевые вентиляторы)	2017	ВИ	1 063	1 063		569	494						
20	Реконструкция участка тепловой сети к дому ул. Ушакова,8 ПИР	2018	ВИ	100	100			100						
21	Реконструкция тепловой сети ввода в жилой дом по адресу Ушакова, 8 СМР	2018	ВИ	1 000	1 000			1 000						
22	Разработка ПСД на модернизацию тепловой сети квартала № 5 и капитальный ремонт кв. № 2 (участок через пр. Мира)	2018	ВИ*	645	645			645						
23	Разработка ПСД на модернизацию тепловой сети квартала № 19 (участок 1 и участок 2)	2019	ВИ*	3 800	3 800			3 800						
24	Разработка ПСД на модернизацию тепловой сети квартала № 25	2021	ВИ*	1 000	1 000					1 000				
25	Модернизация тепловой сети квартала № 5 и капитальный ремонт кв.№ 2 (участок через пр. Мира)	2019	ВИ*	8 777	8 777			8 777						
26	Модернизация тепловой сети квартала № 25 (участок 1: К-26-К-25-7)	2023	ВИ*	8 000	8 000							8 000		

27	Модернизация тепловой сети квартала № 25 (участок 2: К-25-1-К-25-13)	2024	ВИ*	10 000	10 000									10 000	
28	Модернизация тепловых узлов в зданиях детских садов (СМР)	2016-2018	МБ	2 853	2 853			2 853							
29	Модернизация тепловых узлов в зданиях детских садов (ПСД)	2018	МБ	297	297			297							
30	Модернизация оборудования ЦТП-15 по ул. Курчатова д.6, стр.3	2017	МБ	900	900		900								
31	Капитальный ремонт систем тепло-водоснабжения и водоотведения в МБОУДО "ООЦ "Березка" ПСД	2018	МБ	300	300			300							
32	Модернизация оборудования ЦТП Промышленного района	2022	МБ	900	900						900				
33	Реконструкция тепловой сети квартала № 21	2016	ВИ*	7 901	7 901	7 901									
34	Реконструкция тепловой сети квартала № 18	2017-2018	ВИ*	19 450	19 450		9 500	9 950							
35	Реконструкция тепловой сети квартала № 19,19А	2020-2022	ВИ*	30 000	30 000					10 000	10 000	10 000			
36	Разработка ПСД на модернизацию тепловой сети квартала № 20	2024	ВИ*	1 500	1 500									1 500	
37	Модернизация тепловой сети квартала № 20 (участок 1)	2025	ВИ*	15 000	15 000										15 000
38	тс ТЭЦ-МКР-14. Модернизация тепловой	2019-2020	ВИ	13 242	13 242				6 242	7 000					

	изоляции трубопроводов. инв.№06102245 учетный №73102 (Неотделимые улучшения АО "СТСК")														
39	Магистральная тс по ул.Московская от ТК-15 до ТК-19, тк ТК-3.25. Врезка магистральной секционирующей арматуры на Т1 и Т2. инв.№Д0003201 учетный №73101	2019	ВИ	4 665	4 665				4 665						
40	Замена преобразователей частоты в станциях управления насосами ЦТП 14/1 и ЦТП16	2020	ВИ	870	870					870					
41	теплосеть квартала 3,5 на участке от К-3-1 до К-2.1-58 инв.№04165508 учетный №73078	2020	ВИ	36 721	36 721					36 721					
42	Итого по реконструкции (модернизации):		Всего	581 555	581 555	8 615	39 560	15 639	34 666	54 591	61 547	83 140	81 422	92 494	109 880
39			МБ	5 250	5 250	0	900	3 450	0	0	0	900	0	0	0
40			ВИ	470 232	470 232	714	29 160	1 594	22 089	44 591	50 547	72 240	73 422	80 994	94 880
41			ВИ*	106 073	106 073	7 901	9 500	10 595	12 577	10 000	11 000	10 000	8 000	11 500	15 000
42	Итого по теплоснабжению:		Всего	815 553	815 553	8 615	51 560	15 639	34 666	54 591	61 547	93 890	122 672	177 493	194 879
43			ФБ	90 478	90 478	0	0	0	0	0	0	0	0	45 239	45 239
44			ОБ	4 764	4 764	0	0	0	0	0	0	0	0	2 382	2 382
45			МБ	132 006	132 006	0	900	3 450	0	0	0	11 650	41 250	37 378	37 378
46			ВИ	470 232	470 232	714	29 160	1 594	22 089	44 591	50 547	72 240	73 422	80 994	94 880
47			ВИ*	106 073	106 073	7 901	9 500	10 595	12 577	10 000	11 000	10 000	8 000	11 500	15 000

48		ВИ**	12 000	12 000	0	12 000	0	0	0	0	0	0	0	0
----	--	------	--------	--------	---	--------	---	---	---	---	---	---	---	---

Принятые сокращения:

ФБ- федеральный бюджет

ОБ-областной бюджет

МБ- местный бюджет

ВИ – внебюджетные источники, в т.ч. средства ОАО «Обеспечение РFYЦ-ВНИИЭФ»

ВИ* - внебюджетные источники (средства ФГУП «РFYЦ-ВНИИЭФ»)

ВИ** - внебюджетные источники, за исключением средств ОАО «Обеспечение РFYЦ-ВНИИЭФ» (средства ГК "Росатом")

Предложение к Программе, утвержденной решением Городской Думы города Сарова от 15.12.2017 № 120/6-ГД

№	Наименование мероприятия	Срок выполнения	Источник финансирования	Общая стоимость мероприятий на 2016-2025г.г., тыс. руб.	Потребность в средствах на 2016-2025 тыс. руб.	Сумма по годам, в тыс. руб									
						2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
26	Разработка ПСД на модернизацию тепловой сети квартала №5 и капитальный ремонт кв. № 2 (участок через пр. Мира)	2018	ВИ*	644,88	644,88			644,88							
27	Разработка ПСД на модернизацию тепловой сети квартала №19 (участок 1 и участок 2)	2019	ВИ*	3800	3800				3800						
28	Разработка ПСД на модернизацию тепловой сети квартала №25	2021	ВИ*	1000	1000						1000				
35	Модернизация тепловой сети квартала №5, и капитальный ремонт кв. № 2 (участок через пр. Мира)	2019	ВИ*	8777	8777				8777						

3. Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения

(горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения.

В соответствии с законодательством (ФЗ-190 «О теплоснабжении» повсеместный переход на «закрытую» схему должен быть осуществлен до 2022 года.

Система теплоснабжения г. Саров на настоящее время одна из самых эффективных в Нижегородской области в части надежности и качества теплоснабжения, затрат на эксплуатацию, сроков службы трубопроводов, величины фактических тепловых потерь и тарифов на тепловую энергию и горячую воду (самые низкие в области).

В г.Саров отсутствуют проблемы с качеством горячего водоснабжения для потребителей. На протяжении длительного времени (более 50 лет) качество горячего водоснабжения полностью соответствует требованиям, предъявляемых к питьевой воде. За соблюдением физико-химических показателей горячей воды как подаваемой потребителю, так и возвращаемой от потребителя на источник ведется постоянный мониторинг как аккредитованной лабораторией эколого-аналитического контроля, входящей в состав энергохолдинга ресурсоснабжающей организации АО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ» (внутренний контроль), так и внешними надзорными органами.

Высокое качество горячей воды обеспечивается за счет следующих факторов:

1. Подготовка подпиточной воды для подпитки системы теплоснабжения осуществляется из артезианского водозабора ТЭЦ АО «СГК», имеющего соответствующую лицензию и отвечающего требованиям питьевого водоснабжения.

2. Обработка добытой из артезианских вод скважин производится в полном соответствии с требованиями действующих правил и нормативов на действующей установке химводоподготовки на базе современного оборудования по умягчению воды с целью недопущения накипеобразования с удалением коррозионно-активных растворенных газов.

В результате производимой подготовки подпиточной воды в тепловых сетях открытой системы теплоснабжения г. Саров отсутствует коррозия, что подтверждается удовлетворительным состоянием трубопроводов со сроком службы более 60 лет.

Кроме этого, «Методические указания по выбору типа системы теплоснабжения с учетом качества воды» (РД 34.20.145-92) при предварительном выборе типа системы теплоснабжения для обеспечения безнакипного режима работы горячего водоснабжения регламентируют учитывать следующие характеристики исходной водопроводной воды:

- Коррозионную активность, определяемую карбонатным индексом и суммарным содержанием хлоридов и сульфатов;
- Интенсивность низкотемпературного карбонатного накипеобразования, определяемого карбонатным индексом;
- Возможность сульфидного загрязнения, определяемого перманганатной окисляемостью.

Кроме этого, отмечаем следующие факторы:

1. Качество горячего водоснабжения в г. Саров соответствует требованиям нормативов на протяжении более 50 лет;
2. Отсутствует экономическая целесообразность перехода на закрытую систему теплоснабжения, в том числе санитарная;
3. Отсутствует техническая целесообразность перехода на закрытую систему теплоснабжения;
4. Отсутствует источник финансирования как у абонентов, так и у теплоснабжающей организации;
5. Показатели качества исходной (холодной) воды могут препятствовать переходу на закрытую систему теплоснабжения.

Учитывая вышесказанное, а также то, что переход на закрытую систему повлечет за собой ухудшение качества горячей воды, увеличение затрат на эксплуатацию оборудования, уменьшение срока службы трубопроводов тепловых сетей и систем ГВС, увеличение тарифов на тепловую энергию и горячее водоснабжение, считаем его реализацию в условиях г. Саров нецелесообразным как в техническом, так и в экономическом аспектах.

Согласно раздела 7.3 «Стратегии развития теплоснабжения в Российской Федерации на период до 2020 года» для окупаемости проектов должны быть реализованы следующие принципиальные решения в части тарифного регулирования:

▪ Ставка тарифа на теплоноситель должна учитывать все реальные затраты на его подготовку и быть существенно выше тарифа на холодную водопроводную воду вплоть до введения механизма повышения тарифа на ГВС, аналогично повышающим коэффициентам на тепловую энергию при безучетном потреблении.

▪ Тариф на тепловую энергию для потребителей, подключенных через ИТП, должен быть ниже, чем для потребителей без него.

Также в данном разделе «Стратегии развития теплоснабжения в Российской Федерации на период до 2020 года» отражено следующее:

«Перевод зданий на «закрытую» схему горячего водоснабжения требует существенных средств. С другой стороны, обеспечение требований к теплоносителю, применяемому в качестве горячей воды для непосредственного использования населением, также требует, в большинстве поселений, существенных инвестиционных и эксплуатационных затрат. При использовании «открытой» схемы существуют также косвенные финансовые потери из-за коррозии котлов и трубопроводов тепловых сетей, больших сливов теплоносителя, содержания мощных цехов химводоподготовки (для обеспечения качества подпиточной воды по требованиям эксплуатации систем теплоснабжения как технических устройств).

Законодательное требование о «закрытии» систем появилось только для решения проблемы качества горячей воды. Если открытые системы обеспечат все требования к горячей воде, то нет смысла однозначно их запрещать.

Необходимо внести изменения в законы «О теплоснабжении» и «О водоснабжении и водоотведении», сформулировав замещающее требование, в те же сроки, что и запрет «открытых» схем, обеспечить нормативное качество горячей воды. Выбор варианта использования «открытой» или «закрытой» схемы ГВС должен определяться в схеме теплоснабжения. Учитывая низкое качество проработки сложных вопросов в семах теплоснабжения, необходимо ввести требование обязательной экспертизы схем предусматривающих сохранение «открытого» варианта в «Совете рынка теплоснабжения» или в уполномоченных Минстроем РФ организациях».

Более подробное освещение вариантов перехода на «закрытую» схему в г.Саров (в том числе и в части необходимых инвестиций) отражено в разделе 11 "Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения".

***АКТУАЛИЗИРОВАННАЯ СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА САРОВА
НА ПЕРИОД ДО 2028 ГОДА
(ПО СОСТОЯНИЮ НА 2021 ГОД)***

Раздел 8. Решение об определении единой теплоснабжающей организации

г.Саров

2020 г.

Раздел 8. Решение об определении единой теплоснабжающей организации г.Сарова

В соответствии со статьей 2 пункта 28 Федерального закона 190 «О теплоснабжении»:

«Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее – единая теплоснабжающая организация) – теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее – федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения), или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации».

В соответствии со статьей 6 пункта 6 Федерального закона 190 «О теплоснабжении»:

«К полномочиям органов местного самоуправления поселений, городских округов по организации теплоснабжения на соответствующих территориях относится утверждение схем теплоснабжения поселений, городских округов с численностью населения менее пятисот тысяч человек, в том числе определение единой теплоснабжающей организации».

Предложения по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляются на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации. Предлагается использовать для этого раздел III Постановления Правительства РФ от 08.08.2012 №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ».

Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации.

1. Статус единой теплоснабжающей организации присваивается органом местного самоуправления или федеральным органом исполнительной власти (далее – уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа, а в случае смены единой теплоснабжающей организации – при актуализации схемы теплоснабжения.

2. В проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения, в отношении которой присваивается соответствующий статус.

В случае, если на территории поселения, городского округа существует несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

- определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;

- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию, если такая организация владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в каждой из систем теплоснабжения, входящей в зону её деятельности.

Для присвоения статуса единой теплоснабжающей организации впервые на территории поселения, городского округа, лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями на территории поселения, городского округа вправе подать в течение одного месяца с даты размещения на сайте поселения, городского округа, города федерального значения схемы теплоснабжения в орган местного самоуправления заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны деятельности, в которой указанные лица планируют исполнять функции единой теплоснабжающей организации.

Орган местного самоуправления обязан разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа.

3. В случае, если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана одна заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей системе теплоснабжения, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу. В случае, если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей системе теплоснабжения, орган местного самоуправления присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с критериями настоящих Правил.

4. Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

1. Владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
2. Размер собственного капитала- размер уставного (складочного) капитала хозяйственного товарищества или общества, уставного фонда унитарного предприятия должен быть не менее остаточной балансовой стоимости источников тепловой энергии и тепловых сетей, которыми указанная организация владеет на праве собственности или ином законном основании в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации. Размер уставного капитала и остаточная балансовая стоимость имущества определяется по данным бухгалтерской отчетности на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.
3. Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Способность обеспечить надежность теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими режимами, и обосновывается в схеме теплоснабжения.

5. В случае, если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации не подано ни одной заявки на присвоение соответствующего статуса, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, и соответствующей критериям настоящих Правил.

6. Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

1. заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;
2. заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;
3. заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.
4. надлежащим образом исполнять обязательства перед иными теплоснабжающими и теплосетевыми организациями в зоне своей деятельности;
5. осуществлять контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности.

В настоящее время предприятие АО «Саровская Теплосетевая Компания» (АО «СТСК») отвечает всем требованиям критериев по определению единой теплоснабжающей организации, а именно:

1. Владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации или тепловыми сетями, к которым непосредственно подключены источники тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации.

К тепловым сетям ОАО «СТСК» непосредственно подключен источник тепловой энергии ТЭЦ ЗАО «СГК» располагаемой мощностью 594,2 Гкал/час.

2. На балансе предприятия ОАО «СТСК» находятся все магистральные сети города Саров, источник тепловой энергии установленной мощностью 9,3Гкал/час, а также имеется договор покупки тепловой энергии в целях передачи и компенсации тепловых потерь в рамках холдинга ОАО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ» с ТЭЦ ЗАО «СГК».

Тепловые сети и оборудование, эксплуатируемые на 1.03.2013г . ОАО «СТСК»:

АО «СТСК» АО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ» – 63 293,3м в 2-х трубном исчислении;

АО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ» - 48 738,26 м в 2-х трубном исчислении;

Муниципальные – 49 526,2 м в 2-х трубном исчислении (сети МКР-15,16,21,22, ввода в здания)-по договорам безвозмездного пользования в АО «СТСК».

ЦТП – 12 шт. (7 шт. – АО «СТСК», 5 шт. – муниципальные по договорам безвозмездного пользования в АО «СТСК»).

Второй по величине балансодержатель тепловых сетей в г.Сарове ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ» имеет на балансе 63 395,4 м тепловых сетей в 2-х трубном исчислении.

3. Статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Способность обеспечить надежность теплоснабжения определяется наличием у предприятия ОАО «СТСК» технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими режимами.

4. Предприятие АО «СТСК» согласно требованиям критериев по определению единой теплоснабжающей организации при осуществлении своей деятельности фактически уже исполняет обязанности единой теплоснабжающей организации, а именно:

а) заключает и надлежаще исполняет договоры теплоснабжения со всеми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии в своей зоне деятельности – на 1.04.2013 у АО «СТСК» заключено порядка 270 договоров теплоснабжения.;

б) надлежащим образом исполняет обязательства перед иными теплоснабжающими и теплосетевыми организациями в зоне своей деятельности;

в) осуществляет контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности в структуре АО «СТСК» имеется группа технического энергоаудита для выполнения данной функции ;

г) АО «СТСК» будет осуществлять мониторинг реализации схемы теплоснабжения и подавать в орган, утвердивший схему теплоснабжения, отчеты о реализации, включая предложения по актуализации схемы теплоснабжения.

Таким образом, на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в Постановлении Правительства РФ от 08.08.2012 №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ» предлагается определить единой теплоснабжающей организацией города Сарова предприятие АО «Саровская Теплосетевая Компания» (АО «СТСК»).

***АКТУАЛИЗИРОВАННАЯ СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА САРОВА
НА ПЕРИОД ДО 2028 ГОДА
(ПО СОСТОЯНИЮ НА 2021 ГОД)***

Раздел 9. Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

г.Саров

2020 г.

В соответствии с Главой 4 обосновывающих материалов «Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки» и Разделом 4 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии» предлагается распределить нагрузку потребителей тепловой энергии по источникам тепловой энергии следующим образом:

1. ТЭЦ АО «СГК».

Таблица 1.1 Располагаемая тепловая мощность ТЭЦ АО «СГК» по состоянию 01.01.2020г.

Наименование оборудования	Мощность отборов	Отборы пара в тоннах	Мощность источника по пару, Гкал	Мощность источника по горячей воде, Гкал
Т/а № 6 ПТ-30-90/10/1,2	мощность производственного отбора	140	86,4	86,4
	мощность теплофикационного отбора	35	19,4	19,4
Т/а № 7 ПР-25-90/110/0,9	мощность регулируемого отбора	96	58,6	58,6
	мощность противодействия	50	27,1	27,1
Т/а № 8 ПТ-25-90/10/1,2	мощность производственного отбора	70	43,2	43,2
	мощность теплофикационного отбора	50	27,8	27,8
Т/а № 9 ПТ-25-90/10/1,2	мощность производственного отбора	70	43,2	43,2
	мощность теплофикационного отбора	50	27,8	27,8
Установленная мощность турбоагрегатов		463	334	334
ПВК (ПТВМ-100) 3 ед.				300
РОУ			91	91
ИТОГО ТЭЦ			425	725

С момента строительства I и II очереди станции и до 2016 года установленная мощность станции оставалась неизменной.

В связи со списанием в 2007 году турбинной установки ВР-6-3 ст.№ 5 (акт списания № 9290/1014 от 30.05.2007г.) установленная мощность уменьшилась на 6 МВт. В 2010 г в соответствии с актом об установленной генерирующей мощности АО «СГК» (акт ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» от 9.11.2009г.) -96 МВт.

Установленная тепловая мощность по состоянию на 2020 г. составляет 725 Гкал/ч, в т.ч.: турбоагрегатов – 334 Гкал/ч, РОУ-91 Гкал/ч, пиковых водогрейных котлов – 300 Гкал/ч.
следующие:

Таблица 1.2 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии в зонах действия источника тепловой энергии ТЭЦ АО «СГК» по состоянию на 01.01.2019

ТЭЦ АО «СГК»

№	Наименование	Максимальные (договорные) нагрузки на 31.12.2019 г.				
		Пар (макс.)	ГВС (макс)	Цирк.	Отопл.(макс)	Вент.(макс)
1.	ТЭЦ АО «СГК»	9,86358 Гкал/ч	97,134646 Гкал/ч	11,7806 Гкал/ч	329,109983 Гкал/ч	192,449235 Гкал/ч
			ГВС (макс) без учета КБ-50		Отопл.(макс) без учета КБ-50	Вент.(макс) без учета КБ-50
			95,174646		325,689983	190,460235
Всего		640,338044 Гкал/ч с учетом КБ-50 632,969044 без учета КБ-50				

Перспективные мощности станции с учетом поэтапного введения нового оборудования и вывода оборудования, выработавшего ресурс, приведены в таблице 1.3

Таблица 1.3 Перспективная тепловая мощность ТЭЦ АО «СГК»

Состав основного оборудования	ст.№	Тип	31.12.2013-31.12.2016		01.01.2017		01.01.2018		01.01.2019		2020		2021-2023	
			МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч	МВт	Гкал/ч
Паровые турбины	1	П-4-35/5 "Лаваль"	4	23,6	4	23,6	4	23,6	4	23,6				
	2	П-4-35/5 "Лаваль"	4	17,5	4	17,5	4	17,5	4	17,5				
	3	П-4-35/5 "Лаваль"	4	17,5	4	17,5	4	17,5	4	17,5				
	4	П-4-35/5 "Лаваль"	4	23,6	4	23,6	4	23,6	4	23,6				
	6	ВПТ-25-4	30	105,9	30	105,8	30	105,8	30	105,8	30	105,8	30	105,8
	7	ПР-25-90/10/0,9	25	85,7	25	85,7	25	85,7	25	85,7	25	85,7	25	85,7
	8	ПТ-25-90/10	-	-	-	-	-	71	-	71	25,83	71	25,83	71

	9	ПТ-25-90/10	-	-	-	-	-	-	-	-	25,743	71	25,743	71
Паровые котлоагрегаты	1	ТС-35	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	2	ТС-35	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	3	ТС-35	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	4	ТС-35	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	5	ТС-35	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	6	ТП-170	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	7	БКЗ-160-100ФБ	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	8	БКЗ-160-100ФЖШ	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	9	Е-220-100	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	10	Е-220-100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+
	б/н	РОУ	-	20	-	20	-	70	-	70	-	91	-	91
Пиковые водогрейные котлы	1	ПТВМ-100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100
	2	ПТВМ-100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100
	3	ПТВМ-100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100	-	100
Итого Саратовская ТЭЦ			71	594	71	594	71	715	71	715	106,573	725	106,573	725
в том числе отборов паровых турбин			-	274	-	274	-	345	-	345		334	-	334
РОУ			-	20	-	20	-	70	-	70		91	-	91

Общая установленная мощность теплофикационного оборудования ТЭЦ по состоянию на 01.01.2020г. года составляет **725,0 Гкал/ч.**

Таблица 1.4 **Баланс перспективной тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия ТЭЦ АО «СГК»**

ТЭЦ АО «Саровская генерирующая компания» г. Саров	2017 (факт)	2018 (факт)	2019 (факт)	2020	2021	2022	2023	2024-2028	Примечания
	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	
Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в т.ч.	715	715	715	725	725	725	725	725	

Тепловая мощность на собственные нужды	22	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	
Тепловые потери	25	25	25	25	25	25	25	25	
Прогнозная присоединяемая тепловая нагрузка	7.893	1.612	1,124	6.105	15,996	8,839	23,733	49,812(с учетом ввода МКР-1А)	Прогнозные величины рассчитаны на базе выданных условий подключения. Фактическая величина подключаемых мощностей зависит от наличия финансовых источников застройщиков на момент реализации и фактических тепловых нагрузок вводимых объектов
Расчетная присоединенная договорная тепловая нагрузка	629,966	633,051	640,338(с КБ-50 без пара)	646.436	662,432	671,271	695.004	744,816	Договорные нагрузки потребителей и расчетных нагрузок в условиях подключения с 2019года с учетом подключения нагрузки КБ-50 от ТЭЦ (7,369Гкал/час без пара)
Расчетный резерв(+)/дефицит (-) тепловой мощности	38.034	30,749	23.462	27.364	11,368	2.529	-21.204	-71.016	Величины резерва и дефицита указаны исходя из договорных нагрузок потребителей и расчетных нагрузок в условиях подключения с 2019года с учетом

									подключения нагрузки КБ-50 от ТЭЦ (7,369Гкал/час без пара)
--	--	--	--	--	--	--	--	--	---

2. Котельная КБ-50 АО «СТСК».

Включение оборудования котельной производится в период профилактических ремонтов сетей ГВС и в межотопительный период до включения 1-й системы теплоснабжения.

Отопительно – производственная Котельная КБ-50 установленной тепловой мощностью 9,12 Гкал/ч обеспечивает теплоснабжение зданий и сооружений больничного городка ФГУЗ КБ-50 ФМБА России горячей водой на нужды отопления, вентиляции и ГВС в качестве резервного источника (основной источник – ТЭЦ АО «СГК»), а также паром на технологические нужды прачечной в качестве основного источника.

Дальнейшее развитие территории больничного городка и изменение тепловых нагрузок не планируется.

Расчетная присоединенная нагрузка котельной КБ-50:

- На отопление и вентиляцию 5,409 Гкал/ч

- На ГВС 1,960 Гкал/ч- На технологические нужды(пар) 0,389 Гкал/ч

Всего 7,758 Гкал/ч

Имеется возможность подключения теплоснабжения зданий КБ-50 к тепловым сетям от АО «СГК».

Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии представлены в таблицах 1.4 и 2.1.

**Таблица 2.1 Баланс существующей тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки
в зоне действия котельной КБ-50 в качестве резервного источника.**

Котельная КБ-50 ОАО «СТСК» г. Саров	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020- 2022	2023- 2028	Примечания
	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	Гкал/час	
Установленная тепловая мощность , в т.ч.	9,12	9,12	9,12	9,12	9,12	9,12	9,12	9,12	
Тепловая мощность на собственные нужды	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	
Тепловые потери	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	
Прогнозная присоединяемая тепловая нагрузка	-	-	-	-	-	-	-	-	
Присоединенная договорная тепловая нагрузка	7,758	7,758	7,758	7,758	7,758	7,758	7,758	7,758	
Резерв(+)/дефицит (-) тепловой мощности	1,172	1,172	1,172	1,172	1,172	1,172	1,172	1,172	

***АКТУАЛИЗИРОВАННАЯ СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА САРОВА
НА ПЕРИОД ДО 2028 ГОДА
(ПО СОСТОЯНИЮ НА 2021 ГОД)***

Раздел 10. Решения по бесхозным тепловым сетям

г.Саров

2020 г.

В соответствии с Главой 1 Часть 3 обосновывающих материалов «Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты» определен следующий перечень выявленных бесхозных сетей.

Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей

№ п/п	Адрес	участок сети	Протяженность, м (по линии лотка)
1	пр.Мира, 13	от тепловой камеры К-2.1-61/1 до К-12/3 (включая камеру К-12/3)	16
2	ул.Раменская, 13/ 3	от тепловой камеры К-М-15-11 до внешней границы стены МКД по ул.Раменская, 13/3	81,71
3	ул.Садовая, 72	от здания ЦТП (стр.№13), МКР-22, квартал 1, ул.Зернова, сооружение 15, до внешней границы стены МКД по ул.Садовая, д.72.	47,2
4	ул.Куйбышева, 19	от тепловой камеры К-1.20-2 до К-1.20-3 (включая К-1.20-3)	3
5	ул.Курчатова, 28	проходящий в техническом подполье МКД по ул.Курчатова, д.28, и до тепловой камеры К-М16-30 (К 16-18)	134,4
6	ул.Курчатова, 34	от задвижки в доме по ул.Курчатова,34 до внешней границы стены дома по ул.Курчатова 34	9,8
7	ул.Московская, 30	от тепловой камеры ТК-3.32 до МКД	76
8	ул.Раменская, 13	от тепловой камеры К-М15-11 до МКД	116
9	ул.Раменская, 13/2	от тепловой камеры К-М15-12 до МКД	179,2
10	ул.Раменская, 13/1	от тепловой камеры К-М15-12 до МКД	75,6
11	ул.Курчатова, 8/2	от тепловой камеры К-М15-16 до МКД	60
12	ул.Курчатова, 6	от тепловой камеры К-М15-17 до МКД	56
13	ул.Курчатова, 6/1	от тепловой камеры К-М15-18 до МКД	64
14	ул.Курчатова, 4/2	от тепловой камеры К-М15-18 до МКД	207,32
15	ул.Курчатова, 4/3	от тепловой камеры К-М15-18 до МКД	24
16	пр.Музрукова, 37	от тепловой камеры К-М5-5 до тепловой камеры К-М5-5А, включая камеру К-М5-5А	409,2
17	пр.Музрукова, 37/1	от тепловой камеры К-М5-5А до МКД	164
18	пр.Музрукова, 37/3	от тепловой камеры К-М5-5А до МКД	312
19	пр.Музрукова, 37	от МКД по пр.Музрукова, 37/3 до МКД по пр.Музрукова, 37/4	24
20	пр.Музрукова, 37	от МКД по пр.Музрукова, 37/1 до МКД по пр.Музрукова, 37/2	16
21	ул.Курчатова 29	от тепловой камеры ТК-4.22 до тепловой камеры к_4.22-1, включая тепловую камеру К-	152

		4.22-1	
22	ул.Московская, 37	от тепловой камеры К-М15-30 до МКД	70
23	ул.Московская, 37	от тепловой камеры К-М15-31 до МКД	132
24	ул.Павлика Морозова, 8	от тепловой камеры К-М21-44 до МКД	172
25	ул.Лесная, 21	от тепловой камеры К-М21-44 до МКД	104
26	ул.Павлика Морозова, 10	от тепловой камеры К-М21-43 до МКД	152
27	ул.Лесная, 23	от тепловой камеры К-М21-43А до МКД	104
28	ул.Лесная, 25	от тепловой камеры К-М21-43А до МКД	176
29	ул.Лесная, 27	от тепловой камеры К-М21-43А до МКД	236
30	ул.Павлика Морозова, 12	от тепловой камеры К-М21-33 до МКД	48
31	ул.Лесная, 29	от тепловой камеры К-М21-33 до МКД	88
32	пр.Музрукова, 39 корпус 3	от тепловой камеры К-3.35-10 до МКД	34,46
33	ул.Московская, 31	от тепловой камеры К-М15-27 до МКД	39
34	ул.Московская, 25	от тепловой камеры К-М15-26 до МКД	7
35	ул.Московская, 13	от тепловой камеры К-М15-3 до МКД	26
36	ул.Курчатова, 4/1	от тепловой камеры К-М15-20 до МКД	15
37	ул.Московская, 26/1	от тепловой камеры К-М16-24 до МКД	43,52
38	пр.Музрукова, 26	от тепловой камеры УТ-2 до первой запорной арматуры на трубопроводах Т3 и Т4; в подвале многоквартирного дома на пр.Музрукова, 22 (включая тепловую камеру УТ-2)	21
39	ул.Менделеева, 76	от тепловой камеры К-М21-39 до МКД	12
40	ул.Гоголя, 24	от тепловой камеры К-М16-23 до МКД	60
41	МКР-15, ул.Раменская, 13/1	от тепловой камеры К-М15-10 до тепловой камеры К-М15-11 (включая камеру К-М15-11)	44,1
42	МКР-15, ул.Раменская, 13/1	от тепловой камеры К-М15-11 до тепловой камеры К-М15-12 (включая камеру К-М15-12)	13,2
43	МКР-15, ул.Курчатова, 6	от тепловой камеры К-М15-15 до тепловой камеры К-М15-17 (включая камеру К-М15-17)	58,46
44	МКР-15, ул.Курчатова, 6	от тепловой камеры К-М15-17 до тепловой камеры К-М15-18 (включая камеру К-М15-18)	36

45	МКР-15, ул.Курчатова, 8/2	от тепловой камеры К-М15-15 до тепловой камеры К-М15-16 (включая камеру К-М15-16)	15,5
46	МКР-15, ул.Курчатова, 6, стр.4	от тепловой камеры К-М15-5 до тепловой камеры К-М15-15 (включая камеру К-М15-14)	70,36
47	МКР-15, ул.Курчатова, 6, стр.4	от тепловой камеры К-М15-13 до тепловой камеры К-М15-15 (включая камеру К-М15-15)	43,73

В соответствии с требованиями Федерального закона «О теплоснабжении» №190-ФЗ АО «Саровская Теплосетевая Компания» уполномочена на содержание выявленных бесхозных участков тепловых сетей до оформления на них права муниципальной собственности.

*Актуализированная схема теплоснабжения города Сарова на период до 2028 год
(по состоянию на 2021 год)*

Раздел 11. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения



РОСАТОМ

**г.Саров
2020 г.**

Согласно части 9 статьи 29 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении» с 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

С целью исполнения данного требования и обеспечения своевременного планирования и выполнения мероприятий по прекращению использования открытых систем теплоснабжения ЗАТО г.Саров для нужд горячего водоснабжения единой теплоснабжающей организацией АО «СТСК» и Администрацией г.Сарова проводятся мероприятия организационного и аналитического характера в части существующего технического состояния системы горячего водоснабжения ЗАТО г. Саров на предмет соответствия техническим терминам закрытости (открытости) систем ГВС и соответствия качества горячего водоснабжения нормативным требованиям.

Порядок, сроки принятия, требования и основания для принятия решения органа местного самоуправления о прекращении горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) регламентируется Постановлением Правительства РФ от 29.07.2013 № 642 "Об утверждении Правил горячего водоснабжения»:

- Решение о прекращении горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) и об организации перевода абонентов, подключенных (присоединенных) к таким системам, на иную систему горячего водоснабжения принимается органом местного самоуправления в отношении организации, осуществляющей горячее водоснабжение с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения).

- Для принятия решения орган местного самоуправления в течение 3 рабочих дней со дня получения уведомления территориального органа федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный санитарно-эпидемиологический надзор, о несоответствии средних уровней показателей проб горячей воды после ее приготовления нормативам качества горячей воды направляет организации, осуществляющей горячее водоснабжение с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), письменный запрос о

представлении результатов технического обследования объектов и сетей открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения), принадлежащих на законном основании организации, осуществляющей горячее водоснабжение, и ориентировочного плана мероприятий по приведению качества горячей воды в соответствие с установленными требованиями с указанием финансовых потребностей для реализации мероприятий при наличии технической возможности их проведения либо обоснования отсутствия технической возможности для проведения мероприятий.

Указанная информация представляется в органы местного самоуправления в письменном виде с приложением обосновывающих документов и расчетов в течение 10 рабочих дней со дня получения соответствующего запроса.

- Орган местного самоуправления рассматривает представленные документы и в случае наличия технической возможности для проведения мероприятий на основании представленного организацией, осуществляющей горячее водоснабжение с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), расчета финансовых потребностей для реализации таких мероприятий вносит изменения в техническое задание на разработку или корректировку инвестиционной программы в части учета мероприятий, за исключением случая, если низкое качество горячей воды вызвано несоответствием параметров тепловой энергии (теплоносителя), используемой для приготовления горячей воды, установленным требованиям.

- В случае отсутствия технической возможности и (или) экономической нецелесообразности проведения мероприятий орган местного самоуправления в течение 8 рабочих дней со дня получения от организации, осуществляющей горячее водоснабжение с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), документов, направляет в такую организацию запрос о представлении информации о технической возможности перевода абонентов, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения с приложением ориентировочного плана мероприятий по переводу абонентов на закрытую систему горячего водоснабжения, предусматривающего финансовые потребности для реализации данных мероприятий.

Указанная информация представляется в орган местного самоуправления в письменном виде с приложением обосновывающих документов и расчетов в течение 20 рабочих дней со дня получения соответствующего запроса.

- Орган местного самоуправления до 1 июля принимает решение о порядке и сроках прекращения горячего

водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) и об организации перевода абонентов, подключенных к таким системам, на иную систему горячего водоснабжения (далее - решение о прекращении горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения) на основании:

а) информации, указанной в пункте 120 Правил горячего водоснабжения;

б) ориентировочного плана мероприятий, подготовленного органом местного самоуправления **(в том числе с привлечением экспертной организации)**, и расчета финансовых потребностей для перевода абонентов на осуществление горячего водоснабжения с использованием закрытых систем горячего водоснабжения, в том числе с устройством индивидуальных тепловых пунктов с использованием тепловой энергии (теплоносителя), а также индивидуальных сооружений и устройств с использованием электрической энергии, газа для самостоятельного приготовления горячей воды.

Решение о прекращении горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения должно содержать:

а) наименование и реквизиты организации, осуществляющей горячее водоснабжение с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения);

б) указание системы горячего водоснабжения (централизованная, нецентрализованная), с использованием которой будет осуществляться горячее водоснабжение абонентов;

в) план мероприятий по прекращению горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) и по организации перевода абонентов, подключенных к таким системам, на иную систему горячего водоснабжения с указанием сроков их реализации;

г) указание лиц, ответственных за выполнение мероприятий по переводу абонентов на иную систему горячего водоснабжения;

д) источники финансирования мероприятий по переводу абонентов на иную систему горячего водоснабжения;

е) отражение принятого решения в схемах водоснабжения, теплоснабжения, электроснабжения;

ж) в случае принятия решения об использовании:

централизованной системы горячего водоснабжения - информацию об организации, к которой следует обращаться

заявителю для получения условий на подключение (присоединение) объекта к централизованной системе горячего водоснабжения, заключения договора о подключении (присоединении) объекта, которая обязана осуществить мероприятия по подключению (присоединению) объекта для перевода абонентов с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на систему централизованного горячего водоснабжения с использованием закрытых систем горячего водоснабжения;

нецентрализованной системы горячего водоснабжения - информацию об организациях, к которым следует обращаться заявителю для осуществления мероприятий по переводу абонентов с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на систему нецентрализованного (индивидуального) горячего водоснабжения с устройством индивидуальных тепловых пунктов, а также индивидуальных сооружений и устройств с использованием электрической энергии, газа для самостоятельного приготовления горячей воды.

Абонент, подключенный к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), в отношении которого принято решение о прекращении горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения, вправе до 1 ноября года, в котором принято указанное решение, направить в орган местного самоуправления предложение о своем переходе с открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на нецентрализованную систему горячего водоснабжения с указанием вида сооружений и устройств, а также ресурсов (тепловая энергия, электрическая энергия, газ), которые будут использоваться им при самостоятельном приготовлении горячей воды.

Решения органа местного самоуправления о прекращении горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения горячего водоснабжения ежегодно отражаются в схеме водоснабжения и водоотведения.

Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «Об утверждении требований к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» и Методические указания по разработке схем теплоснабжения (Утверждены приказом Минэнерго России от 5 марта 2019 г. N 212) регламентируют, что перевод от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения должен быть выполнен по элементам групп подключенных жилых и административных зданий, которые должны быть разделены на группы.

К первой группе должны быть отнесены жилые здания, при переводе которых на закрытую систему горячего водоснабжения не требуется реконструкция и (или) модернизация внутридомовых систем горячего водоснабжения.

Ко второй группе должны быть отнесены жилые и административные здания, у которых отсутствует система горячего водоснабжения, а теплоноситель для целей горячего водоснабжения разбирается из отопительных приборов или стояков отопительной системы такого жилого или административного здания. Реализация проектов второй группы должна быть совмещена с капитальным ремонтом таких зданий и осуществляться за счет средств фонда капитального ремонта общего имущества в многоквартирном доме и (или) иных источников финансирования.



РОСАТОМ

Техническая часть описания системы горячего водоснабжения.

1. Приготовление теплоносителя на источнике.

Источником водоснабжения ТЭЦ АО «СГК» является собственный подземный источник. Артезианские воды заключены между двумя водонепроницаемыми слоями.

Холодная вода на ТЭЦ расходуется на горячее водоснабжение, подпитку теплосетей отопления, на получение глубокоумягченной воды для питания котлов, на конденсацию пара в конденсаторах турбин, на охлаждение масла, на охлаждение подшипников, на охлаждение элементов котла не включенных в циркуляцию, на противопожарные и хозяйственные нужды ТЭЦ.

Из артезианских скважин водозаборного узла ТЭЦ артезианская вода подается глубинными и погружными насосами первого подъема в промежуточные резервуары чистой воды. Все водоводы, идущие от артезианских скважин, между собой закольцованы. Из артезианских скважин вода подается погружными насосами типа в промежуточные резервуары чистой воды.

НКС оборудована центробежными насосами второго подъема и предназначена для снабжения водой хозяйственно-противопожарной системы и технологической системы ТЭЦ.

Хозяйственно-противопожарная система обеспечивает водой внутренние противопожарные системы производственных и служебных помещений. Технологическая система обеспечивает водой технологические нужды производственных цехов.

Система охлаждения основного тепломеханического оборудования ТЭЦ циркуляционная (оборотная) с двумя градирнями (№1 и №3). Градирни имеют связь между чашами и фактически работают как одна.

Циркуляция в ОСО осуществляется двумя циркуляционными насосами производительностью 1500 м³/ч (зимний режим) и 3600 м³/ч (летний режим). В качестве охладителей воды в ОСО используются типовые башенные градирни.

Установка подготовки воды для подпитки системы горячего водоснабжения и теплосети располагается в здании ХВО I, II очереди и обеспечивает подготовку воды:

- для восполнения потерь водяных тепловых сетей 1-й и 1-й отопительных систем;

- для обеспечения горячей водой (ГВС) для бытовых нужд населения г. Саров и производственных площадок;
- для обессоливающей установки химического цеха.

Установка обессоливающая предназначена для подготовки воды на восполнение потерь пара, воды, конденсата в пароводяном тракте ТЭЦ (подготовки добавочной воды энергетических паровых котлов). Подготовка добавочной воды для котлов высокого и среднего давления ТЭЦ осуществляется методом ионного обмена на ионообменных смолах в насыпных напорных фильтрах по схеме трехступенчатого обессоливания. Исходной водой для обессоливающей установки является декарбонизированная вода после установки подготовки воды для подпитки системы горячего водоснабжения.

Качество теплоносителя на нужды горячего водоснабжения отвечает всем нормативным требованиям питьевого водоснабжения:

- СанПиН 2.1.4.1074-01 "Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения", утвержденных постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 26 сентября 2001 г. N 24 (зарегистрировано Министерством юстиции Российской Федерации 31 октября 2001 г., регистрационный N 3011), с изменениями, внесенными постановлениями Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 7 апреля 2009 г. N 20 (зарегистрировано Министерством юстиции Российской Федерации 5 мая 2009 г., регистрационный N 13891), от 25 февраля 2010 г. N 10 (зарегистрировано Министерством юстиции Российской Федерации 22 марта 2010 г., регистрационный N 16679) и от 28 июня 2010 г. N 74 (зарегистрировано Министерством юстиции Российской Федерации 30 июля 2010 г., регистрационный N 18009);

Высокое качество горячей воды обеспечивается за счет следующих факторов:

1. Подготовка подпиточной воды для подпитки системы теплоснабжения осуществляется из артезианского водозабора ТЭЦ АО «СГК», имеющего соответствующую лицензию и отвечающего требованиям питьевого водоснабжения.

2. Обработка добытой из артскважин воды производится в полном соответствии с требованиями действующих правил и нормативов на действующей установке химводоподготовки на базе современного оборудования по умягчению воды с целью недопущения накипеобразования с удалением коррозионно-активных растворенных газов.

В результате производимой подготовки подпиточной воды в тепловых сетях открытой системы теплоснабжения г. Саров отсутствует коррозия, что подтверждается удовлетворительным состоянием трубопроводов со сроком службы более 60 лет.

На протяжении многолетней эксплуатации открытой системы теплоснабжения у потребителей г. Саров отсутствуют претензии к качеству горячего водоснабжения.

За соблюдением физико-химических показателей горячей воды как подаваемой потребителю, так и возвращаемой от потребителя на источник ведется постоянный мониторинг как аккредитованной лабораторией эколого-аналитического контроля, входящей в состав энергохолдинга ресурсоснабжающей организации АО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ» (внутренний контроль), так и внешними надзорными органами.

2. Передача теплоносителя на нужды горячего водоснабжения до конечного потребителя.

Подача теплоносителя в системы теплоснабжения происходит по централизованным тепловым сетям. Теплоснабжение г.Саров разделено на 2-е независимые системы:

- **1 система теплоснабжения** обеспечивает теплоснабжение жилищно-коммунальной и социально-культурной сферы г.Саров и включает в себя:

- 4 магистрали отопления и горячего водоснабжения: ТЭЦ-Мкр.2, ТЭЦ-Боровое, ТЭЦ-Мкр.5, ТЭЦ-Мкр.14, работающие по радиальной схеме;

- 2 магистрали ГВС: ТЭЦ-Мкр.2, ТЭЦ-Боровое, работающие по закольцованной схеме;

Заречная часть города:

Магистралы ТЭЦ-Мкр.5, ТЭЦ-Мкр.14, обеспечивающие снабжение горячей водой и отоплением потребителей Заречной части города (Мкр. 5, 12, 14, 15, 16, 21, 22,) имеют 2-х трубную прокладку в формате транспорта от ТЭЦ до микрорайонов, далее по внутримикрорайонным отдельным сетям горячего водоснабжения конкретно теплоноситель передается до узлов ГВС потребителей.

Соответственно, согласно трактовки п. 133 раздела X Методических указаний по разработке схем теплоснабжения (Утверждены приказом Минэнерго России от 5 марта 2019 г. N 212) здания Заречной части города, подключенные по 4-х трубной системе относятся к 1-й группе, при переводе которых на закрытую систему горячего водоснабжения не требуется реконструкция и (или) модернизация внутримикрорайонных систем горячего водоснабжения.

Ряд зданий Заречной части города (воинская часть, Бани Центральные, Дом молодежи, жилые дома по ул. Матросова и Зернова, Центральной части в кв. 19 с подключением к магистрале ТЭЦ-МКР-5 (ул. Харитона, Сев. переулок, пос. ИТР - в перспективе по программе реновации будут снесены) имеют отдельную систему горячего водоснабжения с разводкой до конечных водоразборных приборов (узлы ГВС, трубопроводы, регуляторы и т.д.), осуществляя забор теплоносителя на ГВС от тепловых узлов внутренних систем теплоснабжения путем смешения **прямого и обратного** теплоносителя.

Согласно определению п.9.1.1 «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок» (утв. приказом Минэнерго РФ от 24 марта 2003 г. N 115) именно в тепловых пунктах предусматривается размещение оборудования, арматуры, приборов контроля, управления и автоматизации, посредством которых осуществляется:

- преобразование вида теплоносителя или его параметров;
- контроль параметров теплоносителя;
- регулирование расхода теплоносителя и распределение его по системам потребления теплоты;

- отключение систем потребления теплоты;
- защита местных систем от аварийного повышения параметров теплоносителя;
- заполнение и подпитка систем потребления теплоты;
- учет тепловых потоков и расходов теплоносителя и конденсата;
- сбор, охлаждение, возврат конденсата и контроль его качества;
- аккумулирование теплоты;
- водоподготовка для систем горячего водоснабжения.

Точек забора теплоносителя для целей горячего водоснабжения из отопительных приборов или стояков отопительной системы в данных зданиях не имеется (соответственно они не относятся ко второй группе зданий согласно п.134 раздела X Методических указаний по разработке схем теплоснабжения (Утверждены приказом Минэнерго России от 5 марта 2019 г. N 212), реализация проектов по закрытию которой должна быть совмещена с капитальным ремонтом таких зданий и осуществляться за счет средств фонда капитального ремонта общего имущества в многоквартирном доме и (или) иных источников финансирования.

Кроме этого, теплоноситель на нужды горячего водоснабжения для Заречной части города во всех циклах от приготовления из артезианского водозабора ТЭЦ АО «СГК» до транспортировки до конечного потребителя не имеет контакта с открытыми источниками воды и другими потенциально опасными с точки зрения биологических заражений факторами.

По итогам проведенной представителями единой теплоснабжающей организации ОА «СТСК» и ДГХ Администрации г. Сарова камеральной проверки тепловых сетей и внутренних систем ГВС можно сделать предварительный вывод, что система горячего водоснабжения Заречной части города закрытая.

Согласно п. 121 Постановления Правительства РФ от 29.07.2013 № 642 "Об утверждении Правил горячего

водоснабжения» данный вывод необходимо подтвердить комиссионным заключением с участием специализированной организации и последующим согласованием уполномоченным органом субъекта РФ.

Центральная часть города:

Магистралы ТЭЦ-Мкр.2 и ТЭЦ-Боровое, обеспечивающие теплоснабжение Центральной (старой) части города, имеют 4-х трубную прокладку с отдельными трубопроводами на отопление и горячее водоснабжение. Сети ГВС данных магистралей работают централизованно от подогревателей источника с забором исходной холодной воды из артезианского водозабора ТЭЦ АО «СГК» до транспортировки до конечного потребителя, имеющего отдельные узлы и трубопроводы ГВС с разводкой до конечных водоразборных приборов.

Предварительный вывод:

Система горячего водоснабжения Центральной части города закрытая.

2-я система теплоснабжения обеспечивает теплоснабжение промышленной зоны г.Саров, основной потребитель - производственные площадки ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ», и включает в себя:

- 3 отдельные магистрали отопления: ТЭЦ-Завод3, ТЭЦ-Завод1, ТЭЦ-КБ, работающие по закрытой, радиальной схеме;

- 2 магистрали ГВС ТЭЦ-Завод1, ТЭЦ-КБ, работающие по закольцованной схеме;

Все потребители имеют отдельные вводы и узлы ГВС с подключением к отдельным сетям горячего водоснабжения.

Предварительный вывод:

2-я система теплоснабжения (горячего водоснабжения) закрытая.

Основные выводы:

1. Существующая система горячего водоснабжения в городе Сарове является надежной и обеспечивает надлежащее качество горячего водоснабжения;
 2. Предварительный анализ проведения технических мероприятий по обеспечению закрытия системы горячего водоснабжения (теплоснабжения) показал значительную стоимость данных мероприятий (от 1 до 2,5 миллиардов рублей), при этом источники финансирования реализации данных мероприятий не определены в инвестиционной программе единой теплоснабжающей организации, согласованной в установленном порядке.
- 3. Учитывая неоднозначность трактовки понятия открытых и закрытых систем в действующих нормативных правовых актах, сложность и дороговизну выполнения мероприятий по закрытию системы теплоснабжения (горячего водоснабжения), экономическую нецелесообразность их проведения в силу наличия в городе Сарове надлежащего качества горячего водоснабжения, включая требования к качеству питьевой воды, неоднозначность последствий экономического и технического характера в случае принятия решений о характеристике и типе системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в городе Сарове (закрытая или открытая), вопрос об установлении типа системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) требует серьезной проработки и привлечения специализированных организаций к обследованию действующих систем теплоснабжения и горячего водоснабжения;
 - 4. Окончательное принятие решения о характеристике и установлении типа системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в городе Сарове принять:
 - по результатам обследования системы теплоснабжения (горячего) водоснабжения города Сарова и заключения специализированной организации , на основании вывода о типе системы теплоснабжения (горячего водоснабжения), согласованного с ЕТСО, Администрацией города Сарова, Министерством энергетики и ЖКХ Нижегородской области;
 - с учетом оценки рисков и изменений, связанных с принятием решений о закрытии системы горячего водоснабжения (теплоснабжения) города Сарова.

При разработке данного раздела использовались следующие нормативные акты:

- Федеральный закон от 27.07.2010 № 190 "О теплоснабжении".
- Федеральный закон от 07.12.2011 № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении» в части требований к эксплуатации открытых систем теплоснабжения.
- Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ».
- Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «Об утверждении требований к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
- Постановление Правительства РФ от 29.07.2013 № 642 "Об утверждении Правил горячего водоснабжения и внесении изменения в постановление Правительства Российской Федерации от 13.02.2006 № 83".
- Приказ Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 21.08.2015 № 606/пр «Об утверждении методики комплексного определения показателей технико-экономического состояния систем теплоснабжения (за исключением теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии, теплоносителя, а также источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработке электрической и тепловой энергии), в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, и порядка осуществления мониторинга таких показателей».
- Схема водоснабжения и водоотведения города Сарова на период до 2023 года, утвержденная постановлением Администрации г.Сарова от 16.12.2013 № 6778.
- Схема теплоснабжения города Сарова на период до 2028 года, утвержденная постановлением Администрации города Сарова от 16.12.2013 № 6781 (в редакции постановления Администрации города Сарова от 24.06.2019 № 2086).

АКТУАЛИЗИРОВАННАЯ СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА САРОВА НА ПЕРИОД ДО 2028 ГОДА

(по состоянию на 2021 год)

Раздел 12 "Синхронизация схемы теплоснабжения со схемой газоснабжения и газификации субъекта Российской Федерации и (или) поселения, схемой и программой развития электроэнергетики, а также со схемой водоснабжения и водоотведения поселения городского округа город Саров"

г.Саров

2020г.

СОДЕРЖАНИЕ:

	Введение	стр. 3
1.	Описание решений (на основе утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций) о развитии соответствующей системы газоснабжения в части обеспечения топливом источников тепловой энергии.	стр.6
2.	Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии.	стр. 12
3.	Предложения по корректировке утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения	стр. 13
4.	Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы России) о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и (или) модернизации, выводе из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов, включая входящее в их состав оборудование, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансах тепловой мощности и энергии.	стр.14
5.	Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, указанных в схеме теплоснабжения, для их учета при разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, схемы и программы развития Единой энергетической системы России, содержащие в том числе описание участия указанных объектов в перспективных балансах тепловой мощности и энергии.	стр.17
6.	Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, утвержденной единой схемы водоснабжения и водоотведения Республики Крым) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения.	стр.22
7.	7. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) схемы водоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, единой схемы водоснабжения и водоотведения Республики Крым для обеспечения согласованности такой схемы и указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения.	стр.23

Введение

Развитие систем теплоснабжения представляет собой комплексную задачу, от оптимального решения которой во многом зависят размеры инвестиций не только в эти системы, но и в системы водоснабжения и водоотведения, газификации и электроснабжения.

Спрос на тепловую энергию основан на динамике развития города и всей его инженерной структуры.

Проработка перспективного развития осуществляется на стадии разработки генеральных планов в самом общем виде совместно с другими вопросами городской инфраструктуры. Подготавливается обоснование необходимости сооружения новых или расширение существующих источников тепла, электроэнергии, водозаборов, очистных сооружений, газораспределительных станций и соответствующих сетей для покрытия имеющегося дефицита мощности и возрастающих объемах потребления вышеперечисленных ресурсов.

Рассмотрение вопросов выбора основного оборудования для котельных или ТЭЦ, трасс тепловых сетей и других коммуникаций производится с учетом синхронизации их строительства и прокладки после технико-экономического обоснования принимаемых решений. Одними из основных предпроектных документов по развитию города принята практика составления перспективных схем теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения, электроснабжения и газификации городов.

Схемы разрабатываются на основе анализа фактических объемов потребления всех ресурсов с учётом перспективного развития, структуры топливного баланса региона, оценки состояния существующих источников тепла, коммуникаций и возможности их дальнейшего использования, рассмотрения вопросов надёжности, экономичности.

С повышением степени централизации инженерной инфраструктуры городов, как правило, повышается экономичность выработки и транспортировки тепловой и электрической энергии, холодной воды, снижаются начальные затраты и расходы по эксплуатации источников теплоснабжения, водозаборов, очистных сооружений, ГРС, трансформаторных подстанций.

Централизация всегда экономически выгодна при плотной застройке в пределах данного района. При централизации теплоснабжения только от котельных не осуществляется комбинированная выработка электрической

энергии на базе теплового потребления (то есть не реализуется принцип теплофикации), поэтому суммарный расход топлива на удовлетворение теплового потребления больше, чем при теплофикации.

Федеральный закон от 06.10.2003 № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в РФ» обязывает органы местного самоуправления обеспечивать организацию в границах поселения электро-, тепло-, газо- и водоснабжения населения, водоотведения, снабжения населения топливом в пределах полномочий, установленных законодательством Российской Федерации, соответственно без синхронизации развития указанной инженерной инфраструктуры невозможно обеспечение всеми требуемыми ресурсами.

Основой для разработки и реализации схемы теплоснабжения города Сарова до 2028 года является Федеральный закон от 27 июля 2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении» (далее по тексту ФЗ-190), регулирующий всю систему взаимоотношений в теплоснабжении и направленный на обеспечение устойчивого и надежного снабжения тепловой энергией потребителей.

Статья 23 ФЗ-190 «Организация развития систем теплоснабжения поселений, городских округов» одним из основных обязательных критериев в отношении развития системы теплоснабжения регламентирует согласование (синхронизацию) схем теплоснабжения с иными программами развития сетей инженерно-технического обеспечения, а также с программами газификации.

Государственная программа РФ «Энергоэффективность и развитие энергетики» (утв. Постановлением Правительства от 15 апреля 2014г. №321) синхронизацию модели рынка электроэнергии и модели рынка теплоснабжения в целях обеспечения приоритета комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и создания условий для повышения энергоэффективности сферы теплоснабжения определяет как стратегической целью развития электроэнергетики.

Особую актуальность синхронизация схемы теплоснабжения со схемой газоснабжения и газификации, схемой и программой развития электроэнергетики, а также со схемой водоснабжения и водоотведения приобретает в части обеспечения надежности функционирования источников тепловой энергии.

Согласно приказа Министерства регионального развития РФ №310 от 26 июля 2013г. «Методические указания по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения» для оценки надежности системы

теплоснабжения используются следующие ключевые показатели, установленные в соответствии с [пунктом 123](#) Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. N 808:

- показатель надежности электроснабжения источников тепловой энергии;
- показатель надежности водоснабжения источников тепловой энергии;
- показатель надежности топливоснабжения источников тепловой энергии;

Учитывая, вышесказанное обеспечение синхронизации развития систем теплоснабжения, газоснабжения, электроэнергетики, а также водоснабжения и водоотведения является необходимым условием надежного энергоснабжения города.

Ежегодно Администрацией города Сарова производится актуализация «Программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры города Сарова на 2016-2025г.г.» по следующим направлениям:

1. «Строительство» и «Реконструкция» формата «Электроснабжение».
2. «Строительство» и «Реконструкция» формата «Генерация».
3. «Строительство» и «Реконструкция» формата «Теплоснабжение».
4. «Строительство» и «Реконструкция» формата «Газоснабжение».
5. «Строительство» и «Реконструкция» формата «Водоснабжение и водоотведения».

1. Описание решений (на основе утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций) о развитии соответствующей системы газоснабжения в части обеспечения топливом источников тепловой энергии.

Газовое хозяйство источника тепловой энергии ТЭЦ АО «СГК»:

В качестве топлива для котлов ТЭЦ используются три вида энергетического топлива:

Основное: Природный газ $Q^p = Q^h = 7900-8200$ ккал/кг, $V=0,84$ м³/кг, с содержанием метана (СН₄)=94%, тяжелых углеводородов (С_n H_{2n+2})=4,5%, азота (W₂)=1,5%. Пределы взрываемости 5%-15%. От ГРС газ по газопроводу $\phi 530$ мм с давлением 4,5 кгс/см². Через откл. Задв. На ТЭЦ и разделяется на 2 потока. Далее через 2 ГРП (газораспределительных пункта), где давление газа понижается до (0,8 кгс/см² в сторону БВД и ПВК и 0,45 в сторону БСД) и систему газопроводов газ направляется непосредственно для сжигания к топкам котлов.

Резервное: Донецкий уголь (марки АШ) с $Q^p = 5660$ ккал/кг, с содержанием $C^p = 66,6\%$, $H^p = 1,3\%$, $O^p = 1,8\%$, $N^p = 0,7\%$, $S^p = 1,6\%$, $A^p = 20\%$, $W^p = 8,0\%$, $V_l = 6,26$ м³/кг, $V_0 = 6,63$ м³/кг. Поставляется на ТЭЦ железнодорожным транспортом и в данное время содержится на открытом складе в объеме 30 суточной полной нагрузки ТЭЦ по этому виду топлива. В бункерах сырого угля котлов попадает через дробильное отделение, транспортеры I и II подъема, метало уловители и грохоты.

Растопочное: (резервное для котлов типа ПТВМ-100). Если котлы БВД работают на резервном топливе при растопке и останове, а так же при нагрузках котлов меньших 30-35% D кот., для подсвечивания факела применяется малосернистый

мазут марки «М-40» или марки «М-100» с $Q^p = 9240$ ккал/кг, с содержанием $C^p = 87,5\%$, $H^p = 10,7\%$, $S^p = 0,7\%$, $O^p + N^p = 0,8\%$, $Ac = 0,3\%$, $Wp = 4,0\%$, $V_0 = 10$ м³/кг, Усл. Вязк=13-15,5 энт, $t = 1250$ С. Поставляется на ТЭЦ в железнодорожных цистернах $V = 50-60$ м³ и через приемно-сливное устройство попадает на хозяйство ТЭЦ.

В настоящее время основным видом топлива для ТЭЦ АО «СГК» является природный газ, получаемый с месторождения Медвежье Тюменской области по газопроводу Н. Тура-Пермь-Горький-Центр.

От ГРС газ по газопроводу $\phi 530$ мм с давлением 4,5 кгс/см² поступает на ТЭЦ и разделяется на 2 потока в ГРП 1,2, с которых газ под давлением 0,8 кгс/см² поступает по газопроводам к энергетическим котлам БВД и в пиковую водогрейную котельную, газ под давлением 0,45 кгс/см² поступает к энергетическим котлам БСД.

В соответствии с нормативными документами оборудованию газового хозяйства ТЭЦ устанавливается назначенный срок службы. За пределами назначенного срока службы оборудование подлежит экспертному обследованию.

По результатам обследования следующие газопроводы соответствуют требованиям промышленной безопасности:

- внутренние газопроводы, газовое оборудование и газогорелочные устройства паровых котлов БВД;
- наружный и внутренние газопроводы, газовое оборудование и газогорелочные устройства паровых котлов БСД;
- наружный (надземный) газопровод и газовое оборудование от колодца №ГК 2-9 до ГРП-2.

Система газораспределения и газопотребления АО «СГК» представляет собой комплекс сооружений, установок и устройств и включает:

- Газопровод высокого давления Ду350 от газового колодца № ГК-1-14 до ГРП-1 протяжённостью 150 м.
- Газопровод высокого давления Ду530 от газового колодца № ГК-2-9 до ГРП-2 протяжённостью 336 м.
- ГРП-1, ГРП-2.
- Газопроводы среднего давления БСД Ду300.
- Газопроводы среднего давления БВД Ду500, Ду720.
- Газогорелочные устройства котлов БСД.
- Газогорелочные устройства котлов БВД.
- Газогорелочные устройства котлов ПВК.
- Отключающие, регулирующие, предохранительные устройства

Помещения ГРП эксплуатируются персоналом ТЭЦ и расположены на территории ТЭЦ в отдельно стоящих зданиях.

Коммерческий учет количества поставляемого природного газа производится по показаниям установленных на ГРП приборов учета. В состав узла учета газового хозяйства входят следующие приборы:

- корректор СПГ761.1;
- сужающее устройство-диафрагма камерная;
- датчики перепада давления Метран 150 СД;
- термопреобразователь сопротивления медный ТСМ 0618;
- датчик избыточного давления.

Технический учет природного газа налажен на каждом котле, тип приборов РМТ-49.

Показатели качества природного газа принимаются по паспортам, ежемесячно представляемым поставщиком газа - АО «Газпром межрегионгаз Нижний Новгород».

Теплотворная способность газа в 2015-2018 гг. в среднем составляла 8200-8250 ккал/м³.

Отопительно-производственная котельная КБ-50.

Основным видом топлива (единственным) отопительно-производственной котельной КБ-50 является природный газ. Резервное топливо – отсутствует.

Газоснабжение котельной КБ-50 осуществляется от наружного газопровода высокого давления $P=6$ гкс/см², Ду80. Редукционирование газа осуществляется в ГРП с высокого давления до среднего и низкого регулятором давления типа РДБК-100/50 и РДБК-50/25.

Потребителем газа являются горелки котлов типа РГМГ-4 и ГГ-1.

Газоснабжение котельной КБ-50 осуществляется природным газом от газопровода переданного в общем потоке по магистралям: Уренгой-Ужгород, Уренгой-Центр-1, Уренгой-Центр-2, Ямбург-Елец-1, Ямбург-Елец-2, Ямбург-Западная граница.

Средняя теплота сгорания газа при 25°С поставленная в 2019г. составила 8104 ккал/м³

Включение оборудования котельной производится в период профилактических ремонтов сетей ГВС и в межотопительный период до включения 1-й системы теплоснабжения.

Проблем в части обеспечения природным газом источника тепловой энергии в г. Сарове не имеется.

Структура газоснабжения г. Сарова:

В городе Сарове эксплуатацию системы коммунального газоснабжения осуществляют следующие юридические лица:

- Федеральное государственное унитарное предприятие «Российский федеральный ядерный центр - Всероссийский научно-исследовательский институт экспериментальной физики» (ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»);
- Администрация г. Сарова от имени муниципального образования городского округа города Сарова;
- АО «СаровГаз».

В комплекс инженерной инфраструктуры газоснабжения входят в том числе:

- газораспределительная станция (ГРС) «Арзамас-2» – 1 шт.;
- коммерческий узел учета газа – 1 шт.;
- газорегуляторные пункты (ГРП) – 20 шт.;
- шкафные регуляторные пункты – 9 шт.;
- магистральный газопровод (отвод) – 6,9 км;
- газопровод высокого давления – 45,36 км;
- газопровод низкого давления – 130,73 км;
- бесхозяйные газопроводы низкого давления – 7,2 км.

Газификация города началась в 1962 году. Основная часть газораспределительных сетей строилась в 60-70 годы прошлого столетия. Поэтому, начиная с 2002 года, с привлечением экспертных организаций ежегодно проводится техническое диагностирование состояния подземных газопроводов, отработавших свой нормативный срок более 40 лет. По результатам диагностирования составляются Заключения промышленной безопасности, в которых указываются сроки, возможности и условия дальнейшей эксплуатации газопроводов. В среднем по статистическим данным нормативные сроки эксплуатации подземных распределительных газопроводов в нашем городе продлены на 10 лет, повторно диагностируемым газопроводам срок эксплуатации продлевают только на 5 лет. По этим причинам необходимо планировать финансирование работ по перекладке газопроводов.

Газораспределительная станция (ГРС) «Арзамас-2» введена в эксплуатацию в 1986 году. В период с 2012 по 2015 году проведено полное техническое перевооружение ГРС. В настоящее время проектная производительность ГРС - 150 000 м³/час, максимальный фактический расход зафиксирован на уровне 80 000 м³/час, минимальный – 10 000 м³/час.

В настоящее время вводятся работы по техническому перевооружению линейных кранов первой нитки магистрального газопровода-отвода Ду-300 (1962 года ввода).

Проектная мощность ГРС -1314 млн. м³, фактическая мощность за 2018 год – 255,481 млн.м³, из них основными потребителями являлись:

- промышленность – 243,007 млн.м³;

- население – 9,6 млн.м³.

По группам потребителей :

- 2 группа – 240.181 млн.м³;

- 4 группа – 0.889 млн.м³;

- 5 группа – 0.477 млн.м³;

- 6 группа – 1.541 млн.м³;

- транзит – 2.813 млн.м³.

Основным потребителем газа в городе является ТЭЦ.

Газоснабжение жилых домов в старой части города осуществляется от 5 ГРП. Газоснабжение жилых домов в заречной части города разделено на следующие микрорайоны:

- газоснабжение ТИЗ-1 осуществляется от 2 ГРП;
- газоснабжение п. «Яблоневый сад» осуществляется от 1 ГРП;
- газоснабжение п. Н. Финский осуществляется от 2 ГРП;
- газоснабжение п. Рабочий осуществляется от 1 ГРП;
- газоснабжение п. Балыково осуществляется от 1 ГРП;
- газоснабжение Мкр 22 осуществляется от 1 ГРП;
- газоснабжение п. Строитель осуществляется от 2 ГРП;
- газоснабжение ул. Зернова и ул. Матросова осуществляется от 1 ГРП.

Газифицированных детских садов, школ, столовых в городе нет.

Организация системы эксплуатации, наладки и ремонта проводится на основании и в соответствии с ФНП в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления» и ГОСТ Р 54983-2012 «Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа»

Обслуживание осуществляется силами специализированной организации, в составе которой имеется аварийно-диспетчерская служба (АДС), обеспечивающая круглосуточное обслуживание газовых объектов г. Саров, включая выходные и праздничные дни. Имеется система телемеханики, которая позволяет диспетчеру АДС в режиме он-лайн отслеживать данные в ГРП и ГРС по давлению газа, текущему расходу, температуре газа и помещений, уровню загазованности помещений и несанкционированному проникновению посторонних лиц и т.д. Выполняются мероприятия по графикам планово-предупредительных ремонтов. В рамках производственного контроля проводятся инструментальные проверки, приборно-техническое обследование газопроводов.

Диагностика газовых объектов выполняется по утвержденному графику в соответствии с нормативным сроком службы объекта. Инвентаризация газовых сетей проведена.

Эксплуатирующей организацией обеспечивается:

- бесперебойное круглосуточное газоснабжение в течение года;
- соответствие свойств подаваемого газа требованиям законодательства РФ о техническом регулировании (ГОСТ 5542-87);
- установленное давление газа.

Весь поступивший в ГРС природный газ подлежит приборному учёту, который производится в коммерческом узле учета газа. Далее, поступивший в ГРС газ, подаётся в распределительную сеть.

Учет объемов природного газа в точках поставки осуществляется по приборам:

- для предприятий – 100%;
- для населения, проживающего в индивидуальных домах – 82%;
- для населения, проживающего в многоквартирных домах – 2,5%.

Резервная мощность – 70000 м³/час. Имеющийся дефицит связан с пропускной способностью трубопроводов в отдельных районах города.

На обслуживании:

- Федерального государственного унитарного предприятия «Российский федеральный ядерный центр - Всероссийский научно-исследовательский институт экспериментальной физики» (ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ») находится 135,89 км газовых стальных трубопроводов. Введены в эксплуатацию в период с 1962 по 2017 годы. Физический износ сетей – 75,4%;

- муниципального образования город Саров находится 40,2 км газовых стальных, полиэтиленовых трубопроводов. Введены в эксплуатацию в период с 1999 по 2018 годы. Физический износ сетей – 24%;

- АО «СаровГаз» находится 3,65 км газовых стальных, полиэтиленовых трубопроводов. Введены в эксплуатацию в период с 1996 по 2014 годы. Физический износ сетей – 7,8%;

Воздействие на окружающую среду оказывается в пределах установленных законодательством РФ нормативных показателей.

За 2019 год на сетях произошло 4 повреждения (инцидента), среднее время восстановительных работ – от 2 до 4 часов.

В целом система газоснабжения надёжна. Существующий резерв установленных мощностей позволит в случае увеличения спроса обеспечить газоснабжением потребителей в рамках мощности ГРС в установленной черте города, при условии увеличения пропускной способности газораспределительной сети.

В настоящее время существует необходимость в разработке плановых мероприятий и выделению финансирования на замену (капитальный ремонт) сетей. Не проводя работ по замене (капитальному ремонту) в достаточном объеме износ сетей может достигнуть 100%.

2. Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии.

Проблем в части обеспечения природным газом источников тепловой энергии ТЭЦ АО «СГК» и котельной больничного городка АО «СТСК» в г. Сарове не имеется.

В настоящее время существуют следующие проблемы в сфере газоснабжения городской инфраструктуры г. Сарова:

1. Отсутствует возможность вывода в ремонт газораспределительной станции (ГРС).
2. Недостаточная пропускная способность газопроводов в отдельных районах города, в основном связанных с развивающимся индивидуальным жилищным строительством.

В последнее время в городе появилось ещё одно перспективное и доступное направление жилищной проблемы населения: перевод садовых участков под индивидуальное жилищное строительство и здесь природный газ является самым оптимальным видом топлива для целей отопления, приготовления пищи и горячего водоснабжения переводимого фонда (ПФ).

За последние три года в АО «СаровГаз» поступило порядка 80 заявлений о газификации подобных земельных участков (в.т.ч. и уже переведённых в статус ИЖС). По всем указанным заявлениям был отказ ввиду того, что при проектировании и строительстве в 90-х и начале 2000 годов газowych сетей индивидуального жилого фонда это направление не учитывалось и пропускной способности действующих газопроводов высокого и низкого давления (и соответственно ГРП) для ПФ явно недостаточно.

Ситуация усугубляется ещё и тем, что с момента перевода участка в статус ИЖС, строение на нём становится объектом капитального строительства и попадает под действие пп.№ 1314 «О технологическом присоединении » и отказать (как было ранее) в газификации заявителям нельзя.

Для решения указанной проблемы АО «СаровГаз» предложены мероприятия по перекладке действующих газопроводов высокого давления до ГРП-14 (пос. Балыково) и до МКР ТИЗ-1 с заменой на больший диаметр Ду-300.

3. Более 50% подземных газопроводов нуждаются в постоянной диагностике с целью установления предельного срока эксплуатации (перехода объекта в предельное состояние).
4. Достаточно значительная потребность финансирования работ по перекладке газопроводов (отслуживших нормативный срок и с целью увеличения пропускной способности), которая не обеспечивается действующим тарифом.
5. В существующей гидравлической схеме газоснабжения не были заложены дополнительные объёмы газа под развитие городского строительства в северном направлении за пределами нынешних границ ЗАТО, а также на энергоёмкие производственные объекты в рамках государственной программы развития ТОСЭР;
6. Линейные краны магистрального газопровода- отвода Ду-300 (первая очередь 1962 г) изношены физически и морально устарели.

Для решения существующих в настоящее время проблем в сфере газоснабжения считаем целесообразным обеспечить реализацию следующих мероприятий, которые отражены в следующем разделе 3.

3. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения;

Для решения существующих в настоящее время проблем в сфере газоснабжения городских объектов считаем целесообразным обеспечить реализацию следующих мероприятий:

1. Развитие новых сетей газоснабжения для строящихся объектов промышленности и населения.
2. Перекладку газопроводов, отслуживших нормативный срок.
3. Перекладку газопроводов с целью увеличения пропускной способности.

4. Строительство закольцованных систем газоснабжения.
5. Строительство новой модульно-блочной АГРС производительностью 30 тыс.куб/час для нужд газификации объектов северной части города выход которой закольцевать с действующей газораспределительной сетью высокого давления второй категории г. Саров
6. Выполнение мероприятий по обеспечению учета объемов природного газа в точках поставки по приборам.
7. Проведение активной работы по привлечению инвесторов в жилищно-коммунальный комплекс.
8. Разработку долгосрочной целевой программы по реконструкции комплекса сооружений и замене газопроводных сетей (при стабильном и постоянном финансировании из бюджетов различных уровней и привлечении средств инвесторов).
9. Реализацию мероприятий по программе энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

4. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы России) о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и (или) модернизации, выводе из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов, включая входящее в их состав оборудование, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных

Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии в формате строительства 3-й очереди ТЭЦ:

1. Надежность и безопасность эксплуатации оборудования III очереди ТЭЦ не может вызывать сомнений по следующим причинам:
 - В проекте III очереди применена классическая технологическая схема тепловой электростанции с типовым оборудованием, выпускаемым российскими заводами-изготовителями, имеющими разрешения на изготовление данного оборудования Ростехнадзора РФ. Аналогичное оборудование долгие годы безаварийно работает на тепловых электростанциях РФ, в том числе на действующей ТЭЦ АО «СГК».
 - Оборудование III очереди зарегистрировано в органах Ростехнадзора.
 - Основные разделы проектной документации получили положительное заключение Главгосэкспертизы РФ.

2. Дефицит тепловой и электрической мощности оборудования действующей ТЭЦ АО «СГК» определен с учетом текущих нагрузок и заявленных мощностей новых потребителей электрической и тепловой энергии, как промышленной, так и жилищно-коммунальной сфер экономики ЗАТО г. Саров. Учитывая, что практически все оборудование АО «СГК» выработало ресурс, проблема дефицита из-за возможного вывода из работы действующего оборудования может значительно обостриться.
3. Все альтернативные варианты строительству III очереди ТЭЦ привели бы к значительному увеличению капитальных затрат по следующим причинам:
 - Потребуется поиск строительной площадки для новой котельной. В условиях сложившейся застройки ЗАТО г. Саров найти новую площадку практически невозможно.
 - Строительство новой котельной требуемой мощности 900 Гкал/час по капитальным затратам превышает стоимость строительства III очереди в три раза.
 - III очередь подключается к действующим энергетическим коммуникациям (газ, мазут, вода, канализация, тепловые и электрические сети, связь, железные и автомобильные дороги). Для новой котельной все перечисленные коммуникации потребуется строить заново.
 - Стоимость строительства новых высоковольтных линий электропередач вместо практически установленных генераторов III очереди ТЭЦ ориентировочно превысит стоимость строительства всей III очереди в три раза, учитывая высокую стоимость технологического присоединения и удаленность ближайших подстанций ОАО «ФСК ЕЭС» (ПС «Радуга» - более 150 км и ПС «Арзамасская» более 100 км).
4. Статьей 3 190 – ФЗ «О теплоснабжении» оговаривается приоритетное использование комбинированной выработки электрической и тепловой энергии при организации теплоснабжения. Строительство котельной противоречит данному положению.
5. Основным и критическим недостатком варианта с применением парогазовых технологий является неоптимальное соотношение устанавливаемых тепловой и электрической мощностей применительно к площадке ТЭЦ АО «СГК». При установке ПГУ очень значительно увеличивается электрическая мощность и в значительно меньшей степени увеличивается тепловая мощность. Так применительно к III очереди ТЭЦ чтобы заместить 275 Гкал/час устанавливаемой тепловой мощности (два котла БКЗ-220) по существующему проекту вариантом с применением ПГУ, потребуется установка ориентировочно 300 МВт электрической мощности вместо 50 МВт. Это ведет к

резкому росту затрат на реализацию проекта до 15 млрд. рублей вместо 1,319 млрд. рублей. Кроме этого, вписать данные мощности в уже построенное здание будет невозможно. А для выдачи мощности потребуется пересмотр схемы выдачи мощности (по существующему проекту она не меняется). Существующее открытое распреустройство ОРУ 110 кВ и 220 кВ ТЭЦ не позволяет столь значительное увеличение мощности. Кроме реконструкции ОРУ потребуется реконструкция, а возможно и строительство новых высоковольтных линий электропередач. Все это в комплексе делает вариант с применением ПГУ практически нереализуемым.

Таким образом, реализация существующего проекта III очереди ТЭЦ с вводом турбогенераторов №8,9 суммарной мощностью 50МВт является единственным безальтернативным вариантом решения проблем энергокомплекса ЗАТО г. Саров:

- морального и физического износа оборудования 1 и 2 очереди ТЭЦ;
- перспективного дефицита электрической мощности;
- дефицита тепловой мощности;
- финансовой устойчивости АО «СГК».

Кроме этого, реализация проекта «Строительство III очереди ТЭЦ» обеспечит достижение следующих показателей:

- увеличение установленной тепловой и электрической мощности источника и ликвидация дефицита мощности;
- создание условий для обеспечения потребностей энергоснабжения ЗАТО г. Саров, в т.ч. ФГУП "РФЯЦ - ВНИИЭФ";
- создание условий для развития жилищного сектора и инфраструктуры г. Саров;
- повышение энергоэффективности производства тепловой и электрической энергии;
- повышение качества, надежности и безопасной эксплуатации оборудования опасного производственного объекта АО «Саровская Генерирующая Компания».

Предстоящие ключевые мероприятия проекта «Строительство III очереди ТЭЦ»

Ввод в эксплуатацию турбоагрегата ПТ-25-90/10 ст. № 9

Ввод в эксплуатацию котла БКЗ 220-100-9 ст. № 10 в 2022 году.

5. Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, указанных в схеме теплоснабжения, для их учета при разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, схемы и программы развития Единой энергетической системы России, содержащие в том числе описание участия указанных объектов в перспективных балансах тепловой мощности и энергии;

Ежегодно в части актуализации «Схемы и программы развития электроэнергетики Нижегородской области» направляется информация о **существующем состоянии и перспективном развитии электрических сетей и генерирующих объектов** в Министерство Энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Нижегородской области.

С 2010 года в г Саров предприятием АО «СЭСК» взят активный курс на обновление существующих объектов электросети и развитие электросетевого хозяйства, обеспечивающие социально-экономическое развитие городской инфраструктуры и промышленного производства. Инвестиционные программы АО «СЭСК» включают реконструкцию существующих и строительство новых электросетевых объектов.

В результате выполнения инвестиционной программы и мероприятий по технологическим присоединениям, капитальное строительство кабельных линий электросетевой организацией позволило переломить тенденцию старения электрических сетей 0,4кВ – показатели изношенности и выработки ресурса снизились с 64,5% в 2015г. до 49,6% в 2019г, а электрических сетей 6 кВ снизились с 81% в 2015 до 79% в 2019.

В 2019 г. выведено из эксплуатации турбогенераторов ст. № 1, 2, 3, 4 АО «СГК» общей установленной мощностью 16 МВт по причине полного физического износа, несоответствия современным техническим требованиям, отсутствия запасных частей и материалов. Указанное оборудование произведено в 1950 – 1951 г.г. на заводе De Laval (Швеция).

Вывод из эксплуатации указанного оборудования не приведет к угрозе возникновения дефицита теплоснабжения потребителей, поскольку установленная мощность АО «СГК» с 01.01.2019 увеличена на 25,83 МВт, а с 01.01.2020 будет увеличена еще на 25,743 МВт за счет ввода новых генерирующих мощностей (турбогенераторов ст. № 8, 9).

Вывод из эксплуатации согласован приказом Министерства энергетики РФ от 23.08.2013 № 486.

В соответствии с Правилами вывода в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей, утвержденных постановлением Правительства РФ от 06.09.12 № 889, вывод из эксплуатации оборудования электростанции, функционирующей в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии,

включенного в перечень объектов диспетчеризации субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, осуществляется по согласованию с органом местного самоуправления.

Берегов А.Ф.
Сарычев С.А.
Сидоров И.А.
Соловьев И.В.
16.04.2019



Администрация г. Сарова Нижегородской области

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

11.04.2019

№ 1180

О согласовании вывода из эксплуатации турбогенераторов №1, 2, 3, 4 АО «Саровская Генерирующая Компания»

В соответствии со статьей 21 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении», постановлением Правительства РФ от 06.09.2012 №889 «О выводе в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей», на основании уведомления АО «Саровская Генерирующая Компания» от 12.03.2019 №083/508 о согласовании вывода из эксплуатации генерирующего оборудования, приказа министерства энергетики Российской Федерации от 23.08.2013 №486 «О согласовании вывода из эксплуатации турбогенераторов №1, 2, 3 и 4 Саровской ТЭЦ ЗАО «Саровская Генерирующая Компания», руководствуясь статьей 36 Устава города Сарова:

1.Согласовать вывод из эксплуатации турбогенераторов №1, 2, 3, 4 АО «Саровская Генерирующая Компания» установленной мощностью 16 МВт в связи с вводом в эксплуатацию турбогенератора установленной мощностью 25 МВт с 01.01.2019 и планируемым вводом в эксплуатацию турбогенератора установленной мощностью 25 МВт с 01.01.2020.

2.Согласовать сроки вывода из эксплуатации турбогенераторов №1, 2, 3, 4 АО «Саровская Генерирующая Компания»: с 01 января 2020 года.

3.Управлению делами Администрации (Д.Г.Житников):

3.1.Направить настоящее постановление в редакцию газеты «Городской курьер» для опубликования;

3.2.Обеспечить размещение настоящего постановления на официальном сайте Администрации города Сарова в сети «Интернет»;

3.3.Направить настоящее постановление в государственно-правовой департамент Нижегородской области.

4.Контроль за исполнением настоящего постановления возложить на заместителя главы Администрации – директора Департамента городского хозяйства Администрации г.Саров С.И.Лобанова.

Глава Администрации



А.В.Голубев

14.13/2019
16.04.2019
465/083
17.04.2019

Электроэнергия, выработанная станцией, используется для электроснабжения собственных потребителей по фидерам 6 кВ, а также передается в энергосистему по линиям 110 кВ и 220 кВ.

В состав электрической схемы станции входят: шесть турбогенераторов ТГ-1 - ТГ-4, ТГ-6, ТГ-7, ТГ-8; три трансформатора связи Т-1 - Т-3 между распределительными устройствами; открытые распределительные устройства ОРУ-110 кВ и ОРУ-220 кВ; главные распределительные устройства ГРУ-1-6 кВ и ГРУ-2-6 кВ; комплектные распределительные устройства собственных нужд КРУСН-6 кВ, а также распределительные устройства собственных нужд РУСН-0,4 кВ.

Главное распределительное устройство ГРУ-2-6 кВ также состоит из четырех секций, между которыми установлены секционные выключатели и реакторы: 5 и 6 секции - два выключателя СМВ-4А, СМВ-4Б и реактор; 6 и 7 секции - выключатель СМВ-5 и реактор; 7 и 8 секции - выключатель СМВ-6, реактор и шунтирующий разъединитель; 5 и 8 секции - выключатель СМВ-7 и реактор.

Распределительные устройства ГРУ-1-6 кВ и ГРУ-2-6 кВ соединены между собой линиями связи: ЛС-1, ЛС-1А, 1Б; ЛС-2, ЛС-2А, 2Б с расщепленными токоограничивающими реакторами типа 2РБ-6-750; ЛС-3, ЛС-3А, 3Б; ЛС-4, ЛС-4А, 4Б с токоограничивающими реакторами типа РБ-10-1000, РБ-10-630 соответственно.

Генераторы второй очереди ТГ-6 и ТГ-7 типа ТВС-30-2, номинальной мощностью 30 МВт каждый, присоединены, соответственно, к 5 и 6 секции ГРУ-2-6 кВ.

От распределительных устройств ГРУ-1-6 кВ, ГРУ-2-6 кВ и КРУСН-6 кВ собственным потребителям станции отпускается электроэнергия по фидерам 6 кВ.

Главное распределительное устройство ГРУ-2-6 кВ электрически связано с распределительным устройством ОРУ-110 кВ посредством трансформаторов связи Т-1 и Т-2 типа ТДНГУ-40500/110, номинальной мощностью 40,5 МВА.

Открытое распределительное устройство ОРУ-110 кВ выполнено по схеме: две рабочие системы шин с обходной системой шин, с одним выключателем на цепь, с фиксированным распределением присоединений. Рабочие системы сборных шин связаны между собой шиносоединительным масляным выключателем. Обходная система шин предназначена для замены выключателей отходящих линий и подключается на время их ремонта шинным разъединителем перемишки 110 кВ. Все выключатели распределительного устройства масляные типа МКП-110М и ВМТ-110 Б. На системах сборных шин установлены измерительные трансформаторы напряжения типа НКФ-110-II-У1 и НКФ-110-57.

Для защиты оборудования ОРУ-110 кВ от перенапряжений на каждую рабочую систему шин установлены защитные разрядники типа РВС-110М. Системы шин оборудованы устройством резервирования отказа выключателей и дифференциальной защитой шин.

К сборным шинам ОРУ-110 кВ подключены пять высоковольтных линий электропередачи: ВЛ 110 кВ Саровская ТЭЦ – Первомайск (ВЛ 181); ВЛ 110 кВ Саровская ТЭЦ – Лесная № 2 (ВЛ 5С); ВЛ 110 кВ Саровская ТЭЦ – Лесная № 1 (ВЛ 4С); ВЛ 110 кВ Саровская ТЭЦ – Заречная с отпайкой на ПС 40 (ВЛ 2С); ВЛ 110 кВ Саровская ТЭЦ – Дивеево с отпайкой (ВЛ 182). В линиях установлены измерительные трансформаторы тока типа ТВ-110 и OSKF 123.

Связь с энергосистемой на напряжении 220 кВ осуществляется через глухую отпайку от линии электропередачи ВЛ-220 кВ Арзамасская – Сасово в открытом распределительном устройстве ОРУ-220 кВ.

В ОРУ-220 кВ установлен силовой трансформатор Т-3 с расщепленными обмотками типа ТРДЦН-63000/220/6,3-6,3, номинальной мощности 63 МВА. С низкой стороны обмотки трансформатора соединены с 7 и 8 секциями ГРУ-2-6 кВ.

Распределительное устройство ОРУ-220 кВ оборудовано масляным выключателем типа У-220, разъединителем горизонтально поворотного типа серии РГН2-220/1000, защитным разрядником типа РВМГ-220, устройством резервирования отказа выключателей. К ВЛ-220 кВ Арзамасская – Сасово с отпайкой присоединен измерительный трансформатор напряжения типа НКФ-245. Для токовых цепей измерений и защит присоединений используются трансформаторы тока типа ТФЗМ-220Б и ТВ-220 соответственно.

6.Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, утвержденной единой схемы водоснабжения и водоотведения Республики Крым) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения.

Отношения, связанные с горячим водоснабжением, осуществляемым с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), регулируются Федеральным законом «О теплоснабжении» от 27 июля 2010 г. №190-ФЗ, за исключением отношений, связанных с обеспечением качества и безопасности горячей воды.

Источником водоснабжения ТЭЦ АО «СГК» является собственный подземный источник. Артезианские воды заключены между двумя водонепроницаемыми слоями. Вода на ТЭЦ расходуется на горячее водоснабжение, подпитку теплосетей отопления, на получение глубокоумягченной воды для питания котлов, на конденсацию пара в конденсаторах турбин, на охлаждение масла, на охлаждение подшипников, на охлаждение элементов котла не включенных в циркуляцию, на противопожарные и хозяйственные нужды ТЭЦ.

Из артезианских скважин водозаборного узла ТЭЦ артезианская вода подается глубинными и погружными насосами первого подъема в промежуточные резервуары чистой воды. Все водоводы, идущие от артезианских скважин, между собой закольцованы. Из артезианских скважин вода подается погружными насосами типа в промежуточные резервуары чистой воды.

НКС оборудована центробежными насосами второго подъема и предназначена для снабжения водой хозяйственно-противопожарной системы и технологической системы ТЭЦ.

Хозяйственно-противопожарная система обеспечивает водой внутренние противопожарные системы производственных и служебных помещений. Технологическая система обеспечивает водой технологические нужды производственных цехов.

Система охлаждения основного тепломеханического оборудования ТЭЦ циркуляционная (оборотная) с двумя градирнями (№1 и №3). Градирни имеют связь между чашами и фактически работают как одна.

Циркуляция в ОСО осуществляется двумя циркуляционными насосами производительностью 1500 м³/ч (зимний режим) и 3600 м³/ч (летний режим). В качестве охладителей воды в ОСО используются типовые башенные градирни.

Установка подготовки воды для подпитки системы горячего водоснабжения и теплосети располагается в здании ХВО I, II очереди и обеспечивает подготовку воды:

- для восполнения потерь водяных тепловых сетей I II отопительных систем;
- для обеспечения горячей водой (ГВС) для бытовых нужд населения г. Саров и производственных площадок;
- для обессоливающей установки химического цеха.

Установка обессоливающая предназначена для подготовки воды на восполнение потерь пара, воды, конденсата в пароводяном тракте ТЭЦ (подготовки добавочной воды энергетических паровых котлов). Подготовка добавочной воды для котлов высокого и среднего давления ТЭЦ осуществляется методом ионного обмена на ионообменных смолах в насыпных напорных фильтрах по схеме трехступенчатого обессоливания. Исходной водой для обессоливающей установки является декарбонизированная вода после установки подготовки воды для подпитки системы горячего водоснабжения.

Проблем в части холодного водоснабжения ТЭЦ АО «СГК» не имеется.

Электроснабжение Городского водозаборного узла осуществляется по трем кабельным линиям напряжением 6 кВ, подключённых к фид. №851 и №454 ГРУ ТЭЦ и ячейке №2 РП-21. Суммарная мощность трансформаторных подстанций составляет 3830 кВа. Главным элементом электроснабжения Городского водозаборного узла являются распределительные устройства (РУ) 6 кВ, ТП-46а и ТП-46 от безаварийной работы которых зависит обеспечение холодной водой потребителей города.

7. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) схемы водоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, единой схемы водоснабжения и водоотведения Республики Крым для обеспечения согласованности такой схемы и указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения.

В г. Саров отсутствуют проблемы с качеством горячего водоснабжения для потребителей. На протяжении длительного времени (более 50 лет) качество горячего водоснабжения полностью соответствует требованиям, предъявляемых к питьевой воде. За соблюдением физико-химических показателей горячей воды как подаваемой потребителю, так и возвращаемой от потребителя на источник ведется постоянный мониторинг как аккредитованной лабораторией эколого-аналитического контроля, входящей в состав энергохолдинга ресурсоснабжающей организации АО «Обеспечение РФЯЦ-ВНИИЭФ» (внутренний контроль), так и внешними надзорными органами.

Высокое качество горячей воды обеспечивается за счет следующих факторов:

1. Подготовка подпиточной воды для подпитки системы теплоснабжения осуществляется из артезианского водозабора ТЭЦ АО «СГК», имеющего соответствующую лицензию и отвечающего требованиям питьевого водоснабжения.

2. Обработка добытой из артскважин воды производится в полном соответствии с требованиями действующих правил и нормативов на действующей установке химводоподготовки на базе современного оборудования по умягчению воды с целью недопущения накипеобразования с удалением коррозионно-активных растворенных газов.

В результате производимой подготовки подпиточной воды в тепловых сетях открытой системы теплоснабжения г. Саров отсутствует коррозия, что подтверждается удовлетворительным состоянием трубопроводов со сроком службы более 60 лет.

Кроме этого, на протяжении многолетней эксплуатации системы теплоснабжения у потребителей г. Сарова отсутствуют претензии к качеству горячего водоснабжения.

Предложений по корректировке утвержденной (разработке) схемы водоснабжения г. Саров для обеспечения согласованности такой схемы и указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения не имеется по причине наличия собственного водозабора на ТЭЦ.

*Актуализированная схема теплоснабжения города Сарова на период до 2028 год
(по состоянию на 2021 год)*

Раздел 13. "Индикаторы развития систем теплоснабжения городского округа город Саров"

**г.Саров
2020 г.**

Индикаторы развития систем теплоснабжения г. Сарова содержит результаты оценки существующих и перспективных значений следующих индикаторов развития систем теплоснабжения, рассчитанных в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения:

1.Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях.

	ПОКАЗАТЕЛИ	Факт		план					
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1.1	по тепловым сетям								
1.1.1	количество прекращений подачи тепловой энергии	2	16	10	9	8	7	6	6
1.1.2	количество тепловых сетей в двухтрубном исчислении, км	156,079	156,079	156,079	156,079	156,079	156,079	156,079	156,079
1.1.3	отношение количества прекращений подачи тепловой энергии к количеству км тепловых сетей	0,0128	0,1025	0,0641	0,0577	0,0513	0,0448	0,0384	0,0384

2.Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии.

	ПОКАЗАТЕЛИ	Факт		план					
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1.2	по источнику - котельная БГ								
1.2.1	количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2.2	установленная мощность источника, Гкал/ч	9,12	9,12	9,12	9,12	9,12	9,12	9,12	9,12
1.2.3	Количество прекращений подачи тепловой энергии в результате технологических нарушений на источнике тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности	0	0	0	0	0	0	0	0

	ПОКАЗАТЕЛИ	Факт	план
--	------------	------	------

10. Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии;

	ПОКАЗАТЕЛИ	Факт		план					
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	по тепловым сетям								
1	Объем отпущенной тепловой энергии, тыс.Гкал	988,78813	942,75565	944,5529	944,5529	944,5529	944,5529	944,5529	944,5529
2	Объем отпущенной тепловой энергии потребителям по приборам учета, тыс.Гкал	630,6491	680,1982	708,4147	748,0859	803,8145	833,0957	853,8758	853,8758
3	Доля отпущенной тепловой энергии потребителям по приборам учета, %	63,78	72,15	75	79,2	85,1	88,2	90,4	90,4

11. Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения).

	ПОКАЗАТЕЛИ	Факт		план					
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	по тепловым сетям								
1	количество тепловых сетей в двухтрубном исчислении, км	156,079	156,079	156,079	156,079	156,079	156,079	156,079	156,079
2	материальная характеристика тепловой сети, м ²	79190	79190	79190	79190	79190	79190	79190	79190
3	средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей, лет	39,84	40,83	41,81	42,79	43,78	44,76	45,75	43,73

12.Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения, а также для поселения, городского округа, города федерального значения).

	ПОКАЗАТЕЛИ	Факт		план					
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	по тепловым сетям								
1	Материальная характеристика реконструированных тепловых сетей, м ²	0	128,8	264,16	319	319	319	318	318
2	материальная характеристика всей тепловой сети, м ²	79190	79190	79190	79190	79190	79190	79190	79190
3	Отношение материальных характеристик реконструированных сетей и всей тепловой сети, %	0	0,16	0,33	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4

13.Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения, городского округа, города федерального значения).

	ПОКАЗАТЕЛИ	Факт		план					
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	по ТЭЦ								
13.1.	Установленная тепловая мощность, Гкал	594	715	725	725	725	725	725	725
13.2	Тепловая мощность вновь вводимых источников тепловой энергии								
	ПТ-25-90 ст.№8	-	71	-	-	-	-	-	-
	ПТ-25-90 ст.№9	-	-	71	-	-	-	-	-
	РОУ	-	50	21	-	-	-	-	-
13.3	Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, вновь вводимого за год, к общей установленной тепловой мощности .	0	0,17	0,13	0	0	0	0	0

***АКТУАЛИЗИРОВАННАЯ СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА САРОВА
НА ПЕРИОД ДО 2028 ГОДА
(ПО СОСТОЯНИЮ НА 2021 ГОД)***

Раздел 14. Ценовые (тарифные) последствия.

г.Саров

2020 г.

1.Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения потребителей ЕТО АО "СТСК" (1 и 2 системы теплоснабжения)

(без НДС)

Наименование	Ед. изм.	2021 год		
		1 полугодие	2 полугодие	год
Подконтрольные расходы	тыс. руб.	82 812,54	42 038,30	124 850,83
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	62 841,33	60 859,41	123 700,74
Энергоресурсы	тыс. руб.	672 747,54	512 118,99	1 184 866,53
Покупка тепловой энергии в горячей воде у АО "СГК" (на технологические цели, компенсация потерь)	тыс. руб.	666 771,62	507 437,96	1 174 209,58
Расходы на приобретение холодной воды и теплоносителя, электрической энергии, расходы на топливо	тыс. руб.	5 975,92	4 681,03	10 656,95
Прибыль, РПП	тыс. руб.	6 584,65	4 934,96	11 519,61
Итого необходимая валовая выручка (НВВ) на горячую воду (без учета инвестиционной составляющей)	тыс. руб.	824 986,06	619 951,66	1 444 937,72
Тариф на тепловую энергию в горячей воде (без учета инвестиционной составляющей)	руб./Гкал	1 597,48	1 661,38	x
Объем реализации тепловой энергии потребителям в горячей воде	Гкал	516 429,67	373 154,64	889 584,31
Индекс роста тарифа АО «СТСК» с 01.07.2021 без учета инвестиционной составляющей (тепловая энергия в горячей воде)			4,00%	
Прибыль на финансирование инвестиционной программы по собственным сетям	тыс. руб.	0,00	15 000,00	15 000,00

Налог на прибыль на величину инвестиционной составляющей из прибыли	тыс. руб.	0,00	3 750,00	3 750,00
Тариф на тепловую энергию в горячей воде (с учетом инвестиционной составляющей)	руб./Гкал	1 597,48	1 711,63	1 645,36
Индекс роста тарифа АО «СТСК» с 01.07.2021 учетом инвестиционной составляющей (тепловая энергия в горячей воде)			7,15%	

Справочно:

Потери в тепловых сетях ФГУП "РФЯЦ-ВНИИЭФ" горячая вода (учтенные при установлении тарифов на 2019-2023 гг.) горячая вода	Гкал	19 531,90	15 040,44	34 572,34
Потери в тепловых сетях АО "СТСК" горячая вода (учтенные при установлении тарифов на 2019-2023 гг.) горячая вода	Гкал	75 421,30	62 845,40	138 266,70
Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды котельной КБ-50 АО "СТСК" (горячая вода)	Гкал	50,90	61,80	112,70
Объем отпуска тепловой энергии источниками ТЭЦ АО "СГК" и котельной КБ №50 АО "СТСК" (горячая вода)	Гкал	611 433,77	451 102,28	1 062 536,05
<i>в т.ч. объем тепловой энергии в горячей воде от ТЭЦ АО "СГК"</i>	<i>Гкал</i>	<i>610 670,05</i>	<i>450 646,00</i>	<i>1 061 316,05</i>
<i>в т.ч. объем тепловой энергии в горячей воде от котельной АО "СТСК"</i>	<i>Гкал</i>	<i>763,72</i>	<i>456,28</i>	<i>1 220,00</i>
Объем отпуска тепловой энергии источником ТЭЦ АО "СГК" (пар)	Гкал	24 209,98	22 956,07	47 166,05
Объем отпуска тепловой энергии источником котельной КБ №50 АО "СТСК" (пар)	Гкал	284,44	305,56	590,00

Объем отпуска тепловой энергии источниками ТЭЦ АО "СГК" и котельной КБ №50 АО "СТСК" (ВСЕГО)	Гкал	635 928,18	474 363,92	1 110 292,10
Тариф АО "СГК" на тепловую энергию в горячей воде, руб./Гкал	руб./Гкал	1 127,95	1 164,90	x
Индекс роста тарифа АО "СГК" (тепловая энергия в горячей воде) с 01.07.2021 года			3,28%	

2. Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей.

2.1. Описание изменений (фактических данных) в оценке ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения.

Ценовые (тарифные) последствия реализации проектов схемы теплоснабжения на 2021 год сформированы с учетом актуализированных прогнозных показателей по отпуску тепловой энергии от ТЭЦ АО "Саровская Генерирующая Компания", а также от котельной АО «СТСК» в 2021 году. Величина необходимой валовой выручки (без учета инвестиционной составляющей) сформирована с учетом подконтрольных расходов, расходов на приобретение энергетических ресурсов, а также размера расчетной предпринимательской прибыли, утвержденных органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в 2019 году при корректировке тарифов на тепловую энергию в горячей воде на 2021 год (Решение Региональной службы по тарифам Нижегородской области № 58/31 от 05.12.2019г.).

Стоимость покупной тепловой энергии в горячей воде у АО «Саровская Генерирующая Компания» (АО «СГК») отражена в тарифно-балансовой модели в соответствии с прогнозными показателями по отпуску тепловой энергии на 2021 год и величинами тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «Саровская Генерирующая Компания» на 2021 год, утвержденных Решением Региональной службы по тарифам Нижегородской области № 58/31 от 05.12.2019г.

Согласно тарифно-балансовой модели - совокупный индекс роста тарифа (без учета инвестиционной составляющей) на тепловую энергию в горячей воде, поставляемую АО «СТСК» потребителям с 01.07.2021 составит 4%, что соответствует параметрам роста совокупного платежа граждан за коммунальные услуги с 01.07.2021 согласно актуальному на 30.09.2019 прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года.

Параметрами тарифно-балансовой модели предусмотрен совокупный индекс роста тарифа на тепловую энергию в горячей воде, поставляемую АО «СТСК» потребителям с 01.07.2021 в размере 7,15% и превышающий индекс роста платы граждан за коммунальные услуги (за счет инвестиционной составляющей, соответствующей проекту инвестиционной программы АО «Саровская Теплосетевая Компания» в сфере теплоснабжения на 2021-2023 гг.).