

**АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2025 ГОД  
СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРА-  
ЗОВАНИЯ ГОРОДСКОЙ ОКРУГ «ГОРОД ОБНИНСК» НА  
ПЕРИОД 2023-2035 ГОДЫ**

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ  
ГЛАВА 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, МОДЕРНИЗА-  
ЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ  
ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

**2024 г.**

## СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ.....	3
Общие положения .....	4
1. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления .....	5
2. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.....	12
3. Обоснование предлагаемых для модернизации действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.....	13
4. Обоснование предлагаемых для модернизации котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.....	14
5. Обоснование предлагаемых для модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии	22
6. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.....	34
7. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии..	35
8. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии .....	45
9. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями .....	46
10. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории городского округа.....	47
11. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения городского округа и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии .....	48
12. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения.....	62

## ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 1 – Стоимость эквивалента электрической энергии, тепла и природного газа.....	14
Таблица 2 – Показатели для установки комбинированной выработки на базе турбины типа «Р».....	19
Таблица 3 – Показатели для установки комбинированной выработки на базе ГТУ.....	19
Таблица 4 – Существующий и перспективный состав оборудования Городской котельной (пр-д. Коммунальный, 21) АО «РИР».....	23
Таблица 5 – Сведения о сетевых насосах первой очереди .....	24
Таблица 6 – Сведения о сетевых насосах второй (третьей) очереди.....	24
Таблица 7 – Данные по исходной артезианской воде АО РИР».....	28
Таблица 8 – Перечень мероприятий для повышения эффективности .....	32
Таблица 9 – Мероприятия для Обнинской ГТУ ТЭЦ.....	39
Таблица 10 – Перспективный баланс тепловой мощности в районе Заовражье .....	40
Таблица 11 – Перечень основного оборудования ГТУ-ТЭЦ .....	43
Таблица 12 – Перечень основного оборудования ТЭЦ ФЭИ до и после модернизации .....	45
Таблица 13 – Баланс тепловой мощности и тепловой энергии Городской котельной АО «РИР» (пр-д. Коммунальный, 21) на период Схемы теплоснабжения.....	49
Таблица 14 – Баланс тепловой мощности и тепловой энергии Обнинской ГТУ-ТЭЦ ПАО «КСК» на период Схемы теплоснабжения.....	51
Таблица 15 – Баланс тепловой мощности и тепловой энергии ТЭЦ АО «ГНЦ РФ ФЭИ им. А.И. Лейпунского» на период Схемы теплоснабжения .....	53
Таблица 16 – Баланс тепловой мощности и тепловой энергии котельной ФГБНУ «ВНИИРАЭ» на период Схемы теплоснабжения .....	55
Таблица 17 – Баланс тепловой мощности и тепловой энергии котельной АО «НИФХИ им. Л.Я. Карпова» на период Схемы теплоснабжения .....	57
Таблица 18 – Баланс тепловой мощности и тепловой энергии котельной АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашина» на период Схемы теплоснабжения.....	59
Таблица 19 – Баланс тепловой мощности и тепловой энергии БМК-Заовражье на период Схемы теплоснабжения .....	61
Таблица 20 - Присоединенная тепловая нагрузка и диаметр тепловых сетей.....	65

## **Общие положения**

Прогноз спроса на тепловую энергию и теплоноситель для перспективной застройки в административных границах города Обнинска определен по следующим сведениям:

- 1) Утвержденная в 2013 г. корректировка Генерального плана города;
- 2) Проекты планировок территории, размещенные на официальном информационном портале Администрации МО «Город Обнинск»;
- 3) Служебная записка (и приложение к ней «информация о планируемой застройке») от Начальника Управления архитектуры и градостроительства О.И. Лапиной «О предоставлении информации»;
- 4) Действующие технические условия на присоединение перспективных потребителей, предоставленные АО «РИР»;
- 5) Реестр разрешений на строительство жилых зданий в МО «Город Обнинск» по состоянию на 01.10.2017, размещенный на официальном сайте Администрации.

Ежегодно Администрацией города производятся работы по созданию новых и корректировке утвержденных ППТ (при необходимости). Внесенные изменения в градостроительную документацию могут быть учтены при последующих актуализациях схемы теплоснабжения.

## **1. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления**

Согласно статье 14, Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении», подключение теплopotребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных ФЗ №190 «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации. Правила выбора теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, к которой следует обращаться заинтересованным в подключении к системе теплоснабжения лицам и которая не вправе отказать им в услуге по такому подключению и в заключении соответствующего договора, устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения отказ потребителю, в том числе застройщику, в заключении договора на подключение объекта капитального строительства, находящегося в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается. Нормативные сроки подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, но при наличии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, отказ в заключении договора на его подключение не допускается. Нормативные сроки его подключения к системе теплоснабжения

устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации в пределах нормативных сроков подключения к системе теплоснабжения, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, в сроки, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденным Правительством Российской Федерации, принимает решение о внесении изменений в схему теплоснабжения или об отказе во внесении в нее таких изменений. В случае, если теплоснабжающая или теплосетевая организация не направит в установленный срок и (или) представит с нарушением установленного порядка в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, предложения о включении в нее соответствующих мероприятий, потребитель, в том числе застройщик, вправе потребовать возмещения убытков, причиненных данным нарушением, и (или) обратиться в федеральный антимонопольный орган с требованием о выдаче в отношении указанной организации предписания о прекращении нарушения правил недискриминационного доступа к товарам.

В случае внесения изменений в схему теплоснабжения теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обращается в орган регулирования для внесения изменений в инвестиционную программу. После принятия органом регулирования решения об изменении инвестиционной программы он обязан учесть внесенное в указанную инвестиционную программу изменение при установлении тарифов в сфере теплоснабжения в сроки и в порядке, которые определяются основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Нормативные сроки подключения объекта капитального строительства устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, в которую внесены изменения, с учетом нормативных сроков подключения объектов капитального строительства, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Таким образом, вновь вводимые потребители, обратившиеся соответствующим образом в теплоснабжающую организацию, должны быть подключены к централизованному теплоснабжению, если такое подсоединение возможно в перспективе.

С потребителями, находящимися за границей радиуса эффективного теплоснабжения, могут быть заключены договора долгосрочного теплоснабжения по свободной (обойдно приемлемой) цене, в целях компенсации затрат на строительство новых и реконструкцию существующих тепловых сетей, и увеличению радиуса эффективного теплоснабжения.

Зоны централизованного теплоснабжения представлены в книге 1 обосновывающих материалов.

Индивидуальное теплоснабжение предусматривается для:

1. Индивидуальных жилых домов до трех этажей вне зависимости от месторасположения;
2. Малоэтажных (до четырех этажей) блокированных жилых домов (таунхаусов) планируемых к строительству вне перспективных зон действия источников теплоснабжения при условии удельной нагрузки теплоснабжения планируемой застройки менее 0,01 Гкал/ч/га;
3. Социально-административных зданий высотой менее 12 метров (четыре этажей) планируемых к строительству в местах расположения малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, находящихся вне перспективных зон действия источников теплоснабжения;

4. Промышленных и прочих потребителей, технологический процесс которых предусматривает потребление природного газа;
5. Инновационных объектов, проектом теплоснабжения которых предусматривается удельный расход тепловой энергии на отопление менее 15 кВт·ч/м<sup>2</sup>год, т.н. «пассивный (или нулевой) дом» или теплоснабжение которых предусматривается от альтернативных источников, включая вторичные энергоресурсы.
6. Промышленных потребителей и малоэтажных жилых домов в случае вывода из эксплуатации(консервации) источника теплоснабжения и(или) тепловой сети, в соответствии с «Правилами вывода в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей», утвержденных ПП РФ от 06.09.2012 г. № 889 (в ред. от 30.01.2021 г.)

Поквартирное отопление применяется в соответствии с п. 15 ст. 14 Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении»:

*«Запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения многоквартирных домов, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения».*

Вышеуказанная статья вступила в законную силу с 01 января 2021 года, а перечень запрещенных к использованию индивидуальных квартирных источников тепловой энергии был утвержден 30.01.2021 года (п. 51 Правил подключения к системам теплоснабжения, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 05.07.2018г.№ 787):

*«В перечень индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, которые запрещается использовать для отопления жилых помещений в многоквартирных домах при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения, входят источники тепловой энергии, работающие на природном газе, не отвечающие следующим требованиям:*

- *наличие закрытой (герметичной) камеры сгорания;*
- *наличие автоматики безопасности, обеспечивающей прекращение подачи топлива при прекращении подачи электрической энергии, при неисправности цепей защиты, при погасании пламени горелки, при падении давления тепло-*



*носителя ниже предельно допустимого значения, при достижении предельно допустимой температуры теплоносителя, а также при нарушении дымоудаления;*

- *температура теплоносителя - до 95°C;*
- *давление теплоносителя - до 1 МПа».*

Отказ от централизованного отопления представляет собой процесс по замене и переносу инженерных сетей и оборудования, что требует внесения изменений в технический паспорт здания. В соответствии со статьей 25 Жилищного кодекса РФ (далее по тексту – ЖК РФ) такие действия именуются переустройством жилого помещения (жилого дома, квартиры, комнаты), порядок проведения которого регулируется как главой 4 ЖК РФ, так и положениями Градостроительного кодекса РФ о модернизации внутридомовой системы отопления (то есть получении проекта модернизации, разрешения на реконструкцию, акта ввода в эксплуатацию и т.п.).

В соответствии с частью 1 статьи 25 Жилищного кодекса Российской Федерации, пунктом 1.7.1 Правил и норм технической эксплуатации жилищного фонда, утвержденных Постановлением Государственного комитета Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному комплексу от 27.09.2003 № 170 (далее – Правила), замена нагревательного оборудования является переустройством жилого помещения.

Частью 1 статьи 26 Жилищного кодекса Российской Федерации установлено, что переустройство жилого помещения производится с соблюдением требований законодательства по согласованию с органом местного самоуправления на основании принятого им решения.

Согласно п. 1.7.2 Правил, переоборудование и перепланировка жилых домов и квартир (комнат), ведущие к нарушению прочности или разрушению несущих конструкций здания, нарушению в работе инженерных систем и (или) установленного на нем оборудования, ухудшению сохранности и внешнего вида фасадов, нарушению противопожарных устройств, не допускаются.

Приборы отопления служат частью отопительной системы жилого дома, их демонтаж без соответствующего разрешения уполномоченных органов и технического проекта, может привести к нарушению порядка теплоснабжения многоквартирного дома.

Переустройство помещения осуществляется по согласованию с органом местного самоуправления, на территории которого расположено жилое помещение по заявлению о переустройстве жилого помещения. Форма такого заявления утверждена Постановлением Правительства РФ от 28.04.2005 № 266 «Об утверждении формы заявления о переустройстве и (или) перепланировке жилого помещения и формы документа, подтверждающего

принятие решения о согласовании переустройства и (или) перепланировки жилого помещения».

Одновременно с указанным заявлением представляются документы, определенные в статье 26 Жилищного кодекса РФ, в том числе подготовленные и оформленные проект и техническая документация установки автономной системы теплоснабжения (автономный источник теплоснабжения может быть электрическим, газовым и т.п.). Данный проект выполняется организацией, имеющей свидетельство о допуске к выполнению такого вида работ, которое выдается саморегулируемыми организациями в строительной отрасли.

Кроме того, при установке в жилом помещении отопительного оборудования его качественные характеристики должны подтверждаться санитарно-эпидемиологическим заключением, пожарным сертификатом, разрешением Ростехнадзора и сертификатом соответствия.

Поскольку внутридомовая система теплоснабжения многоквартирного дома входит в состав общего имущества такого дома, а уменьшение его размеров, в том числе и путем модернизации системы отопления посредством переноса стояков, радиаторов и т.п. хотя бы в одной квартире, возможно только с согласия всех собственников помещений в многоквартирном доме (ч. 3 ст. 36 ЖК РФ).

Для оснащения квартиры индивидуальным источником тепловой энергии желающим, кроме согласования этого вопроса с органами местного самоуправления, необходимо также получение на это переустройство согласия всех собственников жилья в многоквартирном доме.

Согласно действующим строительным нормам и правилам (СНиП 31-01-2003 «Здания жилые многоквартирные», п. 7.3.7) применение систем поквартирного теплоснабжения может быть предусмотрено во вновь возводимых зданиях, которые проектируются под установку индивидуальных теплогенераторов в каждой квартире. Допускается перевод существующих многоквартирных жилых домов на поквартирное теплоснабжение от индивидуальных теплогенераторов с закрытыми камерами сгорания на природном газе при полной проектной модернизации инженерных систем дома, а именно:

- общей системы теплоснабжения дома;
- общей системы газоснабжения дома, в т. ч. внутридомового газового оборудования, газового ввода;
- системы дымоудаления и подвода воздуха для горения газа;
- кроме того, для установки теплогенератора объем кухни квартиры должен быть не менее 15 куб. м.

Собственниками помещений многоквартирного дома, перешедшими с централизованного отопления на индивидуальное, оплачивается только собственное потребление. Однако, жилищное законодательство (статьи 30 и 39 Жилищного Кодекса Российской Федерации) не освобождает граждан, отключившихся от центрального отопления, от оплаты за тепловые потери системы отопления многоквартирного дома и расход тепловой энергии на общедомовые нужды.

Учитывая вышеизложенные факты отказ от централизованного теплоснабжения и переход на автономное теплоснабжение, возможен и целесообразен только для многоквартирного дома в целом, но тогда соответствующее решение должны принять собственники помещений МКД, разработать проект модернизации внутренних инженерных систем, согласовать его с соответствующими службами. Для этого необходимо провести собрание собственников жилых помещений, на котором принять решение о переводе всех квартир дома на индивидуальное теплоснабжение с отключением от централизованного теплоснабжения, определить источник финансирования данных работ, в том числе проектных.

В соответствии с СП 41-108-2004 забор воздуха для горения должен производиться непосредственно снаружи здания воздуховодами. Устройство дымоотводов от каждого теплогенератора индивидуально через фасадную стену многоэтажного жилого здания запрещается.

Учитывая данные факты, установка газовых теплогенераторов для теплоснабжения возможна только во всех помещениях многоквартирного дома, с обеспечением принудительной подачи (циркуляцией воды) в контуры отопления и горячего водоснабжения.

В случае имеющейся возможности установки индивидуального газового отопительного оборудования, на общем собрании собственников помещений принимается решение о переводе всех квартир дома на индивидуальное отопление, органами местного самоуправления издается постановление о переводе всех квартир дома на индивидуальное отопление, а управляющими компаниями, ТСЖ и другими балансодержателями многоквартирных домов должен выполняться расчет пропускной способности подводящих и внутренних газопроводов и разрабатывается откорректированный проект газоснабжения жилого дома в целом.

Следует отметить, что отключение от централизованного теплоснабжения многоквартирного дома невозможно в случае возникновения серьезных нарушений в схеме теплоснабжения муниципального образования, возникших при отключении многоквартирного дома от централизованного теплоснабжения. Данное заключение может дать местная теплоснабжающая организация

## **2. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок**

Согласно Методическим рекомендациям по разработке схем теплоснабжения, предложения по новому строительству генерирующих мощностей с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения теплоснабжения потребителей возможны только в случае утвержденных решений по строительству генерирующих мощностей в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, разработанных в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

На основании Постановления Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» разработана и утверждена Схема и программы развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 гг. (далее по тексту - СиПР ЕЭС на 2017 - 2023 годы). Также территория города включена в действующую Схему и программу развития электроэнергетики Калужской области на 2018-2022 годы (далее по тексту - СиПР Калужской обл. на 2018-2022 годы).

В программах развития строительство нового источника комбинированной выработки электрической и тепловой энергии не предусматривается. Программами развития электроэнергетики, базовым и актуализированным проектом Схемы теплоснабжения размещение источников комбинированной выработки на территории г. Обнинск не предусматривается.

### **3.Обоснование предлагаемых для модернизации действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок**

На территории г. Обнинска действуют два источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии: Обнинская ГТУ-ТЭЦ и ТЭЦ ФЭИ.

Электрическая энергия, производимая на Обнинской ГТУ-ТЭЦ, реализуется на розничном рынке сторонним потребителям. В то время как электроэнергия, производимая на ТЭЦ ФЭИ, полностью потребляется на собственные нужды Физико-энергетического института и не поставляется сторонним потребителям.

В рамках схемы теплоснабжения для Обнинской ГТУ-ТЭЦ предусматривается в 2025 году ввод второго блока ГТУ, аналогичного установленному. Ввод второго блока позволит повысить надежность как электроснабжения, так и теплоснабжения г. Обнинска, а также обеспечить тепловой мощностью перспективную застройку района «Заовражье».

Мероприятия, предусматриваемые для Обнинской ГТУ-ТЭЦ представлены в п. 7 настоящей главы.

#### **4.Обоснование предлагаемых для модернизации котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок**

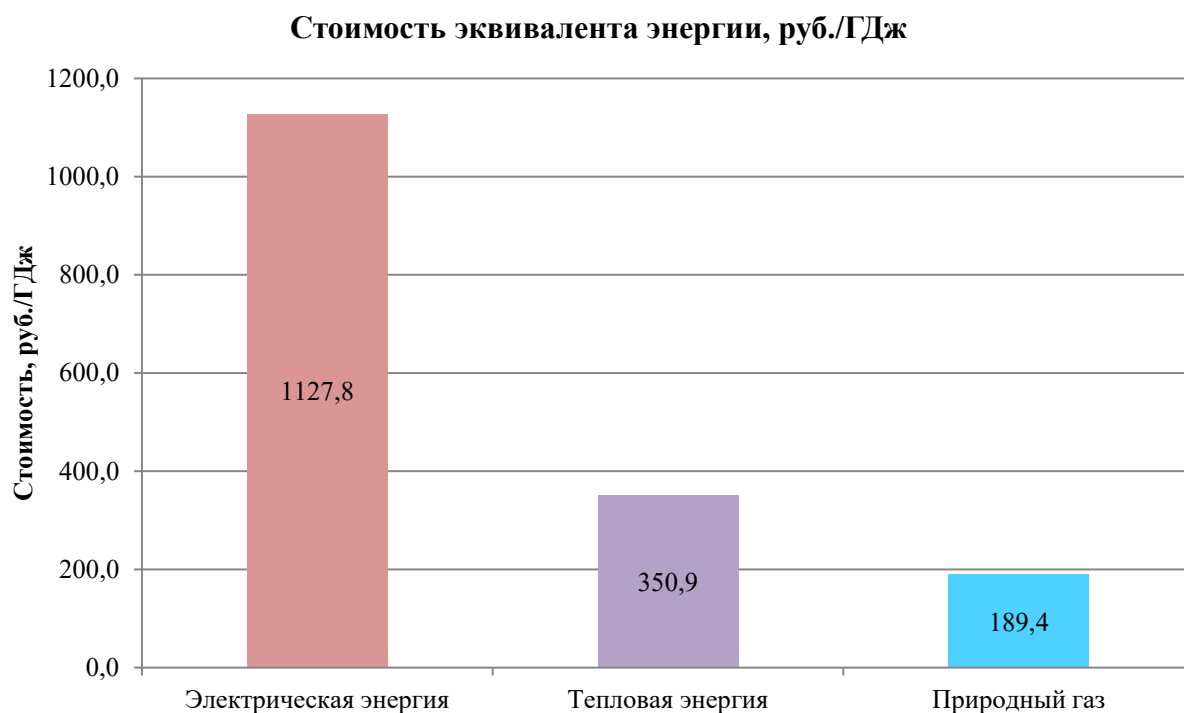
Для оценки эффективности строительства источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на базе отопительных котельных следует оценить рентабельность таких энергоисточников в существующих условиях рынка.

Цена электроэнергии и природного газа принимается по текущей средней цене покупки АО «РИР» в 2016 году, стоимость тепловой энергии – по экономически обоснованному тарифу АО «РИР» на 2016 год. В таблице 1 приведены соответствующие стоимость эквивалента энергии (руб./ГДж) данных энергоносителей вместе с максимально возможной добавленной стоимостью производства тепловой и электрической энергии при сжигании газа.

Теплосетевая организация – организация, оказывающая услуги по передаче тепловой энергии.

**Таблица 1 – Стоимость эквивалента электрической энергии, тепла и природного газа**

Наименование	Ед. изм.	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Природный газ
Цена электрической энергии (1-й ценовой зоне)	руб./кВт*ч	4,06		
Стоимость тепловой энергии на котельных	руб./Гкал		1469,1	
Стоимость газа	руб./тыс.нм <sup>3</sup>			4980
Переводной коэф. для ЭЭ	кВт*ч/ГДж	277,78		
Переводной коэф. для ТЭ	Гкал/ГДж		0,2389	
Переводной коэф. для газа	тыс.нм <sup>3</sup> /ГДж			0,038
<b>Стоимость эквивалента энергии</b>	<b>руб./ГДж</b>	<b>1127,8</b>	<b>350,9</b>	<b>189,4</b>
Максимально возможная добавленная стоимость	руб./ГДж	938,4	161,5	-



**Рисунок 1 – Стоимость эквивалента энергии**

Экономия от производства электрической энергии из газа равна разнице между добавленной стоимостью (добавленная стоимость в данном случае равна стоимости приобретаемой электроэнергии за минусом стоимости приобретенного газа) и прочими операционными расходами. Максимальная добавленная стоимость соответствует 100% электрическому КПД и отсутствию прочих операционных расходов. Как повышается стоимость эквивалента электрической энергии (стоимость топливной составляющей без учета прочих операционных расходов) при снижении КПД показывает рисунок 2.

### Соотношение себестоимости производства эквивалента электроэнергии в зависимости от КПД и стоимости ее на рынке



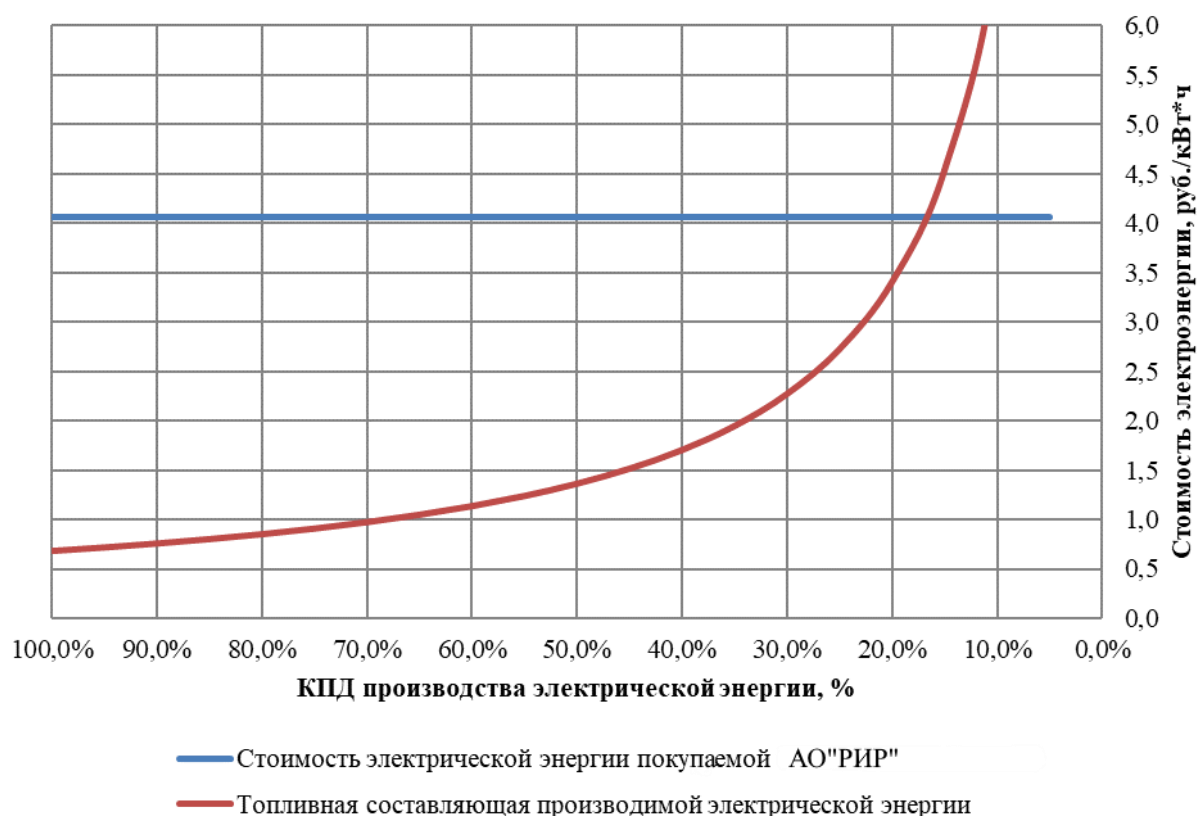
**Рисунок 2 – Соотношение себестоимости производства эквивалента энергии**

Как видно, топливная составляющая производимой электрической энергии равна цене ее покупки при КПД производства электрической энергии менее 12%. Современные газопоршневые и газотурбинные установки имеют КПД порядка 27% - 40%, что обеспечивает топливную составляющую меньше 500 руб./ГДж.

То же самое, только для стоимости топливной составляющей в кВт\*ч электроэнергии, представлено на рисунке 3.



### Соотношение себестоимости производства электроэнергии в зависимости от КПД и стоимости ее на рынке



**Рисунок 3 – Соотношение топливной составляющей электроэнергии**

Для энергоустановок, работающих в комбинированном цикле, электрический КПД определяется расходом условного топлива на выработку электрической энергии, который в свою очередь, зависит от принятого метода разнесения затраченного топлива на производство электрической и тепловой энергии и коэффициентом использования топлива всей установки.

Для исключения условного перекрестного субсидирования между тепловой и электрической частью, для рассматриваемых типов когенерационных источников целесообразно принять удельный расход топлива на выработку тепловой энергии соответствующим современной котельной – 156 кг у.т./Гкал. Для определения характерных соотношений тепловой и электрической мощности для различных групп оборудования в зависимости от электрического КПД установки без теплофикации (конденсационный режим) воспользуемся обобщенными зависимостями.

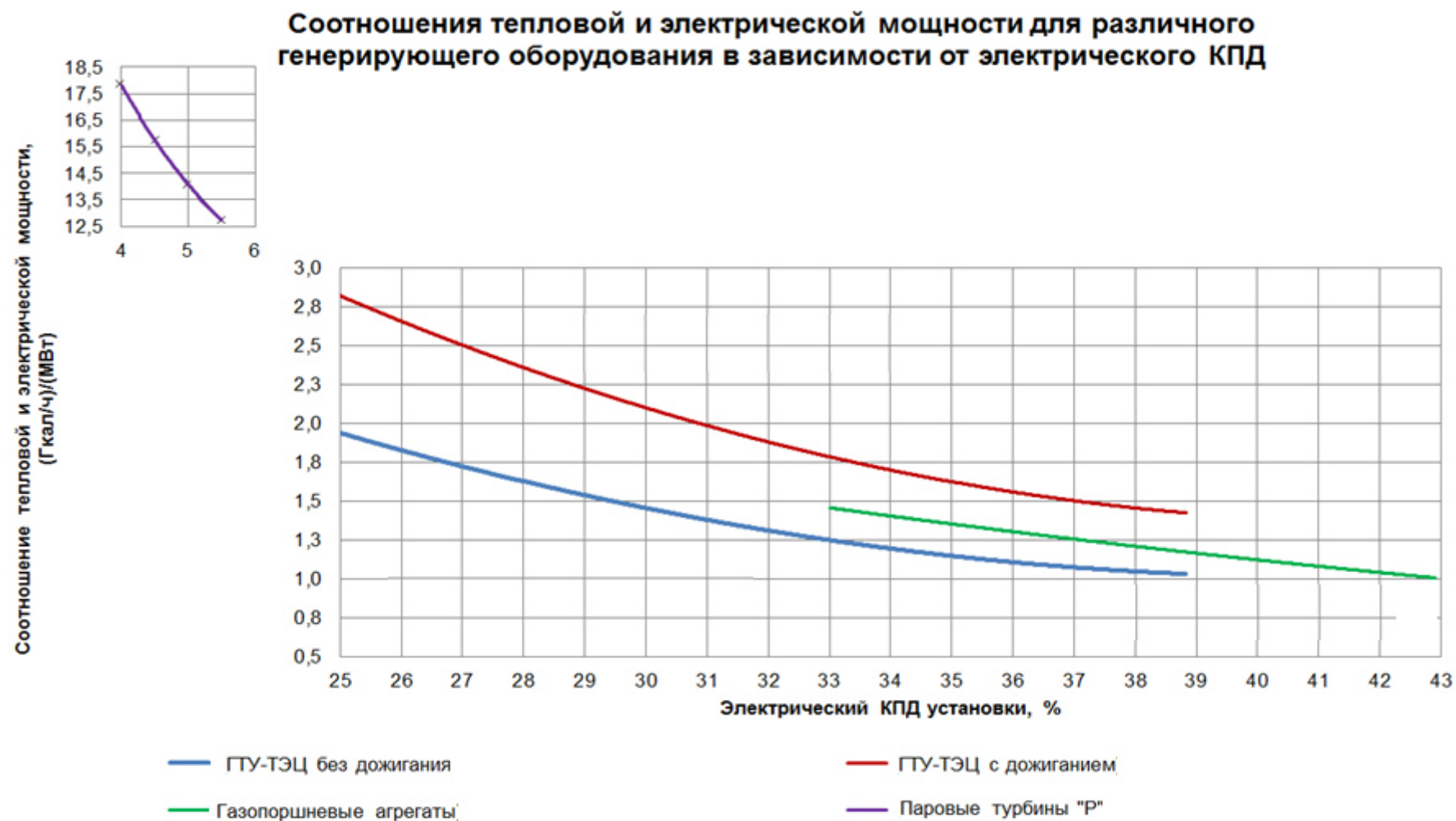


Рисунок 4 – Соотношения тепловой и электрической мощности для различного генерирующего оборудования в зависимости от электрического КПД

В качестве примера рассмотрим две установки комбинированной выработки на базе:

- паровой турбины типа «Р» (13,0 кгс/см<sup>2</sup>, 250 °С);
- газовой турбины с электрическим КПД 35% и утилизацией тепла (без дожигания).

Показатели для таких установок представлены в таблицах 2 и 3 соответственно;

**Таблица 2 – Показатели для установки комбинированной выработки на базе турбины типа «Р»**

Электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность котла-утилизатора, Гкал/ч	Электрический КПД установки в простом цикле, %	Коэффициент использования топлива при комб. Выр., о.е.	УРУТ на ВЭЭ при К <sub>ут</sub> =0, г.у.т./кВт*ч	УРУТ на ВЭЭ при К <sub>ут</sub> =1, г.у.т./кВт*ч	УРУТ на ВТЭ, кг у.т./Гкал
1,0	14,0	5,0	0,86	2460,0	276,0	156,0

**Таблица 3 – Показатели для установки комбинированной выработки на базе ГТУ**

Электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность котла-утилизатора, Гкал/ч	Электрический КПД установки в простом цикле, %	Коэффициент использования топлива при комб. Выр., о.е.	УРУТ на ВЭЭ при К <sub>ут</sub> =0, г.у.т./кВт*ч	УРУТ на ВЭЭ при К <sub>ут</sub> =1, г.у.т./кВт*ч	УРУТ на ВТЭ, кг у.т./Гкал
1,0	1,2	35,0	0,84	351,4	164,2	156,0

Как видно из таблицы 2, при отнесении на тепловую энергию топливной составляющей в размере 156,0 кг у.т./Гкал, УРУТ на выработку электрической энергии при 100% утилизации тепла составит 276,0 г.у.т./кВт\*ч для турбины типа «Р» и 164,2 г.у.т./кВт\*ч для ГТУ, что соответствует топливной составляющей в 1 кВт\*ч производимой электроэнергии – 1,14 руб. и 68 копеек соответственно.

Число часов использования установленной электрической мощности когенерационной установки с утилизацией тепла не может превышать 5000 ч.

Поскольку в существующих рыночных условиях паровая турбина типа «Р» или газотурбинная мини-ТЭЦ не может претендовать на получение платы за мощность, компенсирующую возврат инвестиций и прочие операционные расходы, рассмотрим возможные доли этих расходов в себестоимость электроэнергии, производимой паровой турбиной типа «Р» и ГТУ в когенерационном режиме, при ЧИУМ – 5000 часов и простом сроке окупаемости 7 лет, в зависимости от удельных капитальных вложений.

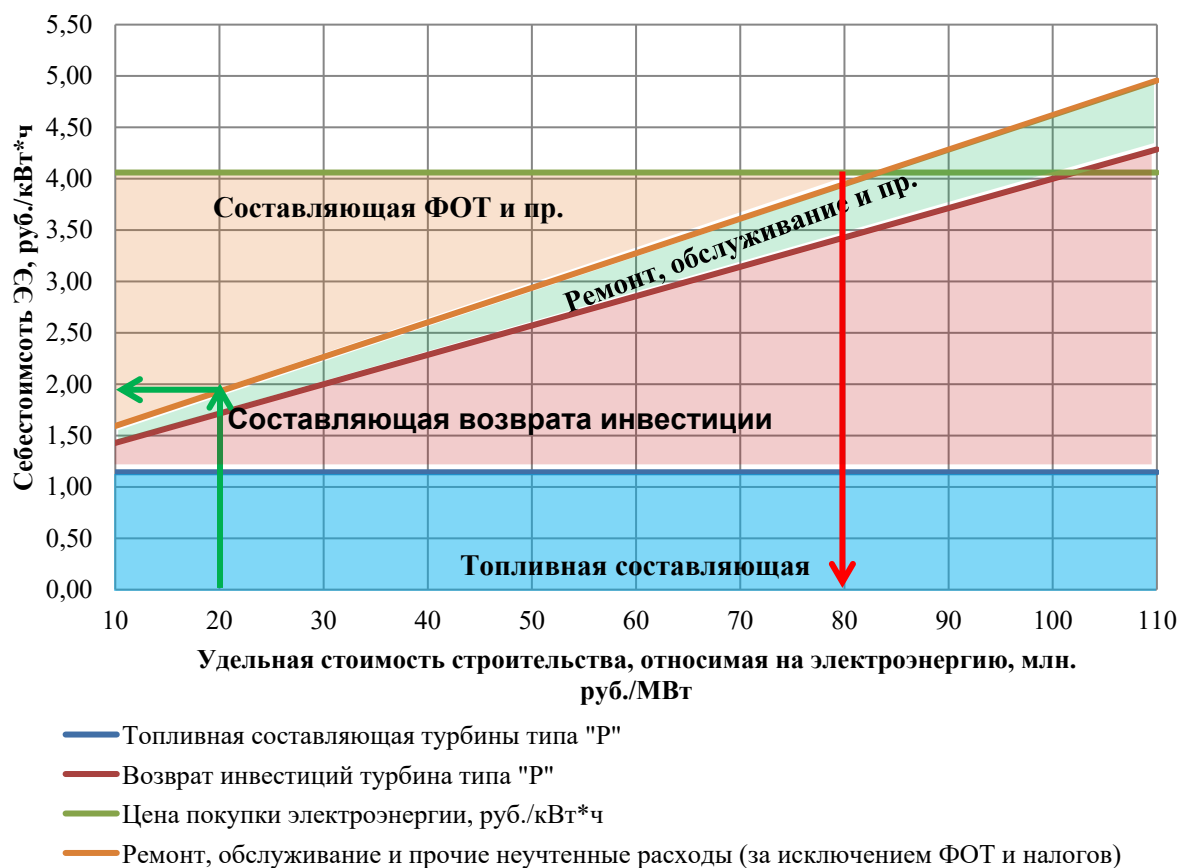


Рисунок 5 – Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии паровой турбины типа «Р»

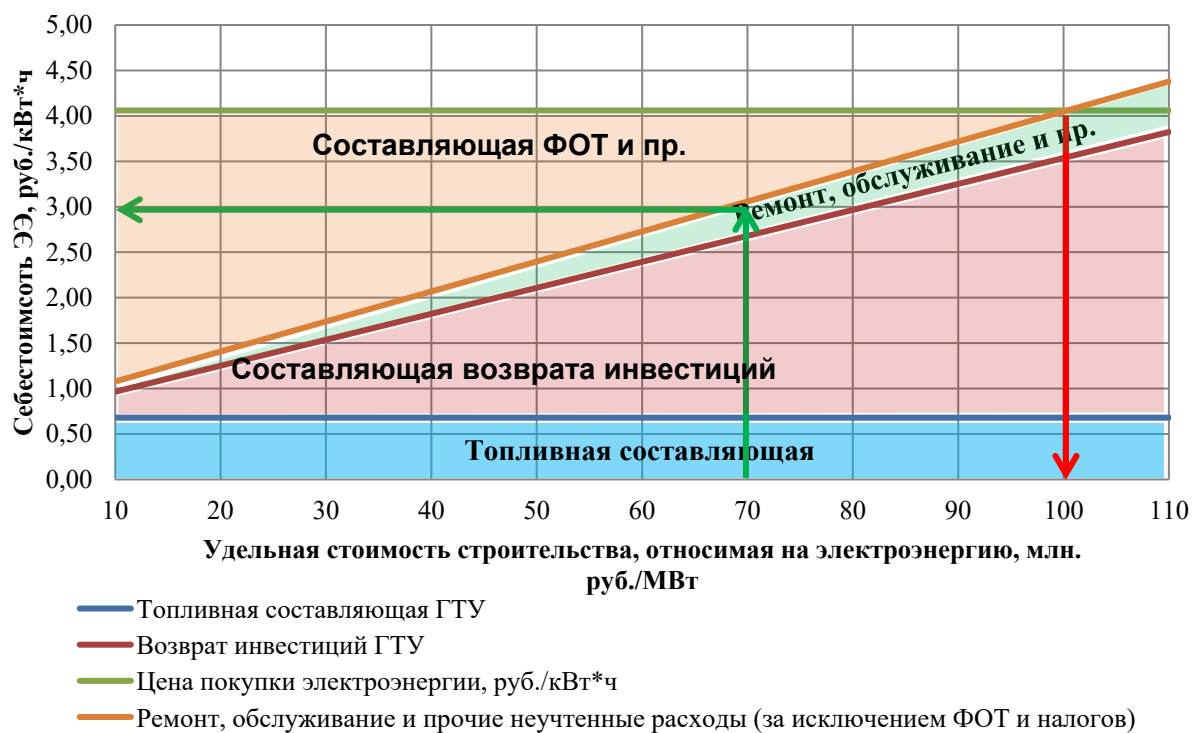


Рисунок 6 – Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии ГТУ

Как видно из приведенных графиков 5 и 6, при удельной стоимости строительства когенерационной остановки на базе паровой турбины типа «Р» более 80 млн. руб./МВт (электрической мощности), прочие составляющие, такие как заработная персонала с социальными отчислениями, налог на имущество, текущие и ремонты и обслуживание, уже не могут быть включены в себестоимость. Фактическая же стоимость строительства рассматриваемых паровых турбин типа «Р» в настоящее время составляет 25,0-35,0 млн. руб./МВт, что могло бы сделать их строительство в рассмотренных условиях привлекательными. При использовании существующих паровых котлов, генерацию на базе паровых турбин типа «Р» целесообразно рассматривать при электрической мощности от 2 МВт, ЧЧИУМ – 5000 ч, и стоимости строительства 20,0 млн. руб./МВт.

Удельная стоимость строительства ГТУ, при которой прочие составляющие, такие как заработная персонала с социальными отчислениями, налог на имущество, текущие и ремонты и обслуживание, уже не могут быть включены в себестоимость составляет 100 млн. руб./МВт. Фактическая стоимость строительства ГТУ малой мощности составляет 65,0-75,0 млн руб./МВт. При удельной стоимости строительства в 70 млн. руб./МВт, на ФОТ и прочие отчисления будет приходиться 1,0 руб./кВт\*ч, или 5,0 млн. руб. в год на 1 МВт установленной мощности (ЧЧИУМ – 5000 ч). Когенерационную установку на базе ГТУ целесообразно рассматривать при установленной электрической мощности от 4 МВт, ЧЧИУМ – 5000 ч, и стоимости строительства не выше 75,0 млн. руб./МВт.

## **5.Обоснование предлагаемых для модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии**

### **Городская котельная АО «РИР»**

Тепловая энергия для части потребителей АО «РИР» в районе «Мирный» и Старом городе, а также городских очистных сооружений приобретает у стороннего источника – ТЭЦ ФЭИ.

С целью повышения надежности теплоснабжения потребителей района Старый город, п. Мирный, данные потребители должны иметь возможность быть обеспеченными тепловой энергией от альтернативного источника.

Предлагаемый Вариант решения для потребителей района Старый город-строительство в 2023 г. понизительной насосной станции (ПНС) производительностью 315 м<sup>3</sup>/час, с возможностью увеличения производительности до 1000 м<sup>3</sup>/час для теплоснабжения Старого города, городских очистных сооружений и промплощадки ФЭИ от котельной АО «РИР» .

Мероприятия на тепловых сетях для переключения рассматриваемых потребителей представлены в Главе 7 «Предложения по строительству и модернизации тепловых сетей и сооружений на них».

Схемой теплоснабжения предусматривается поэтапное проведение капитальных ремонтов основного оборудования котельной:

- 2023 год – капитальный ремонт парового котла ДЕ-25-14 ГМ №6;
- 2024 год – капитальный ремонт парового котла ДЕ-25-14 ГМ №7;
- 2024 год – капитальный ремонт котла КВГМ-100 №8;
- 2025 год – капитальный ремонт котла КВГМ-100 №9;
- 2026 год – капитальный ремонт котла КВГМ-100 №10;
- 2027 год – капитальный ремонт котла ДКВР-20/13 №1;
- 2028 год – капитальный ремонт котла ДКВР-20/13 №2;
- 2029 год – капитальный ремонт котла КВГМ-100 №11.

Мощность водогрейных котлов КВГМ-100 после проведения капитальных ремонтов должна соответствовать паспортным значениям – 100,0 Гкал/ч каждый. Таким образом, по результатам мероприятий, ограничения тепловой мощности водогрейной части котельной снизятся с существующих 60,6 Гкал/ч до 4,7 Гкал/ч.

Состав оборудования котельной до и после модернизации представлен в таблице 4.

**Таблица 4 – Существующий и перспективный состав оборудования Городской котельной (пр-д. Коммунальный, 21) АО «РИР»**

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода (кап. Ремонта)	Производительность	Марка	Год ввода (кап. ремонта)	Производительность
Паровые котлы						
1	ДКВР-20/13	1971 (2004)	11,5 Гкал/ч (20 т/ч)	ДКВР-20/13	1971 (2027)	11,5 Гкал/ч (20 т/ч)
2	ДКВР-20/13	1971 (2006)	11,5 Гкал/ч (20 т/ч)	ДКВР-20/13	1971 (2028)	11,5 Гкал/ч (20 т/ч)
3	ДЕ-25-14 ГМ	1982	14,5 Гкал/ч (25 т/ч)	ДЕ-25-14 ГМ	2023	14,5 Гкал/ч (25 т/ч)
4	ДЕ-25-14 ГМ	1983	14,5 Гкал/ч (25 т/ч)	ДЕ-25-14 ГМ	2024	14,5 Гкал/ч (25 т/ч)
Водогрейные котлы						
1	ПТВМ-50	2014	50,0 Гкал/ч	ПТВМ-50	2014	50,0 Гкал/ч
2	ПТВМ-50	2015	50,0 Гкал/ч	ПТВМ-50	2015	50,0 Гкал/ч
3	ПТВМ-50	2018	50,0 Гкал/ч	ПТВМ-50	2018	50,0 Гкал/ч
4	КВ-ГМ-100	1980 (2002)	100,0 Гкал/ч	КВ-ГМ-100	1980 (2024)	100,0 Гкал/ч
5	КВ-ГМ-100	1982 (2003)	100,0 Гкал/ч	КВ-ГМ-100	1982 (2025)	100,0 Гкал/ч
6	КВ-ГМ-100	1983 (2004)	100,0 Гкал/ч	КВ-ГМ-100	1983 (2026)	100,0 Гкал/ч
7	КВ-ГМ-100	2008	100,0 Гкал/ч	КВ-ГМ-100	2008 (2029)	100,0 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			602,0 Гкал/ч			602,0 Гкал/ч

Принципиальная схема циркуляции теплоносителя через водогрейные котлы первой и второй очереди представлена на рисунке 7. Перечень и характеристики сетевых насосов первой и второй (третьей) очереди представлены в таблицах 5 и 6 соответственно.

Котельная имеет два вывода: по одному для каждой очереди котельной. Выводы котельной гидравлически связаны между собой и в зависимости от состава сетевых насосов, находящихся в работе, расход теплоносителя между выводами может изменяться.

Принципиальная гидравлическая схема работы сетевых насосов в отопительный период представлена на рисунке 8. Располагаемый напор на выходе из источника по магистралям составляет в среднем 55 м.

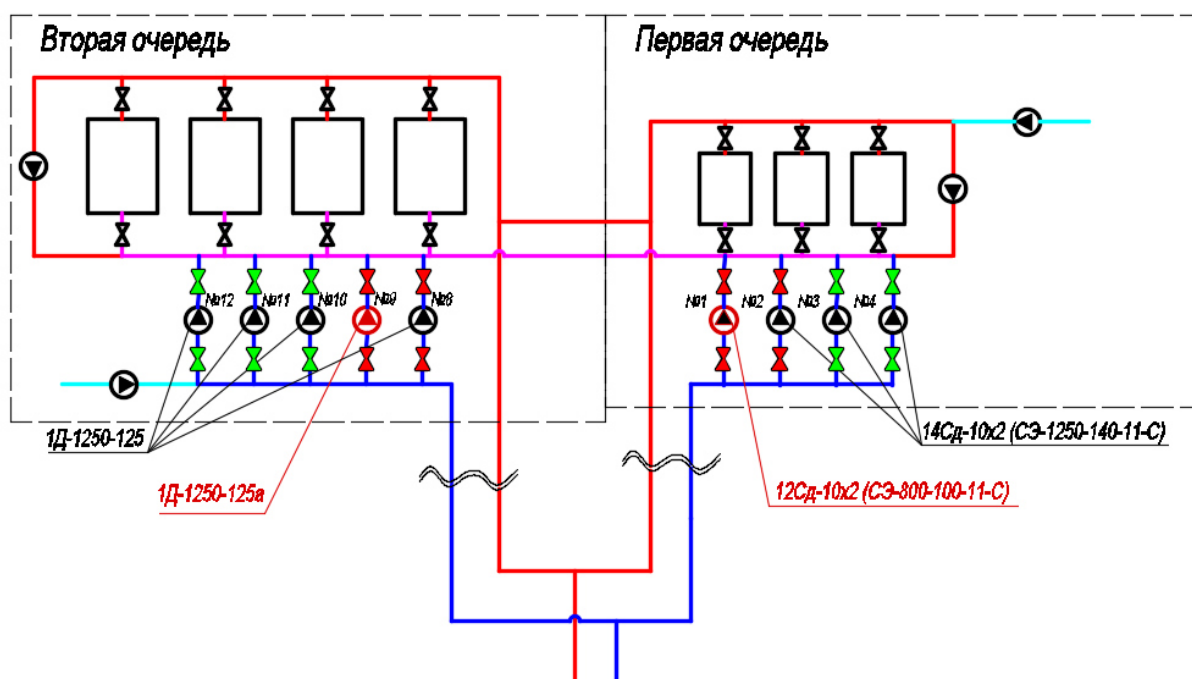


Рисунок 7 – Принципиальная схема циркуляции теплоносителя Городской котельной

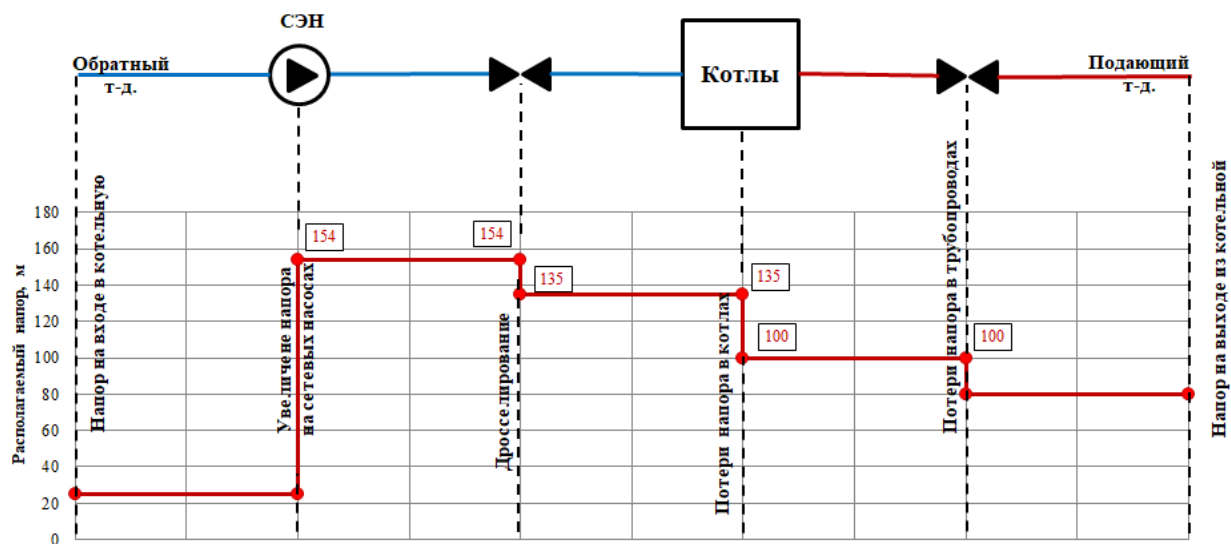
Таблица 5 – Сведения о сетевых насосах первой очереди

Показатель		Ед. изм.	Номер СЭН			
			1	2	3	4
Насос	Марка		СЭ800-100 (12СД-10*2)	14СД-10*2	14СД-10*2	14СД-10*2
	Подача	м³/час	570-800-900	900-1260-1360	900-1260-1360	900-1260-1360
	Полный напор	м	115-100-95	141-129-125	141-129-125	141-129-125
	Диаметр рабочего колеса	мм	415*2	460*2	460*2	460*2
Электро-двигатель	Марка		ДАВ-315-4УЗ	СД 12-52-4	А4-400У-4УЗ	СД 12-52-4
	Тип		асинхронный	синхронный	асинхронный	синхронный
	Мощность	кВт	315	630	630	630
	Частота вращения,	об/мин	1500	1500	1500	1500

Таблица 6 – Сведения о сетевых насосах второй (третьей) очереди

Показатель		Ед. изм.	Номер СЭН		
			8, 10, 11	9	12
Насос	Марка		1Д1250-125	1Д1250-125а	Д1250-125
	Подача	м³/час	1250	1250	1250
	Полный напор	м	125	125	125
	Диаметр рабочего колеса	мм	615	568	615
Электро-двигатель	Марка		А4-400У-4УЗ	А12-52-4у4	А4-400У-4УЗ
	Тип		асинхронный	асинхронный	асинхронный
	Мощность	кВт	630	630	630
	Частота вращения,	об/мин	1500	1500	1500





**Рисунок 8 – Принципиальная гидравлическая схема Городской котельной в отопительный период**

Для расчетов приняты следующие гидравлические характеристики работы выводов:

1. Вывод первой очереди в отопительный период:

- Насосы в работе – 2х14СД-10х2.
- Циркуляционный расход через сетевые насосы – 2500,0 м<sup>3</sup>/час;
- Напор на насосах – 140 м.
- Дросселирование – 40 м

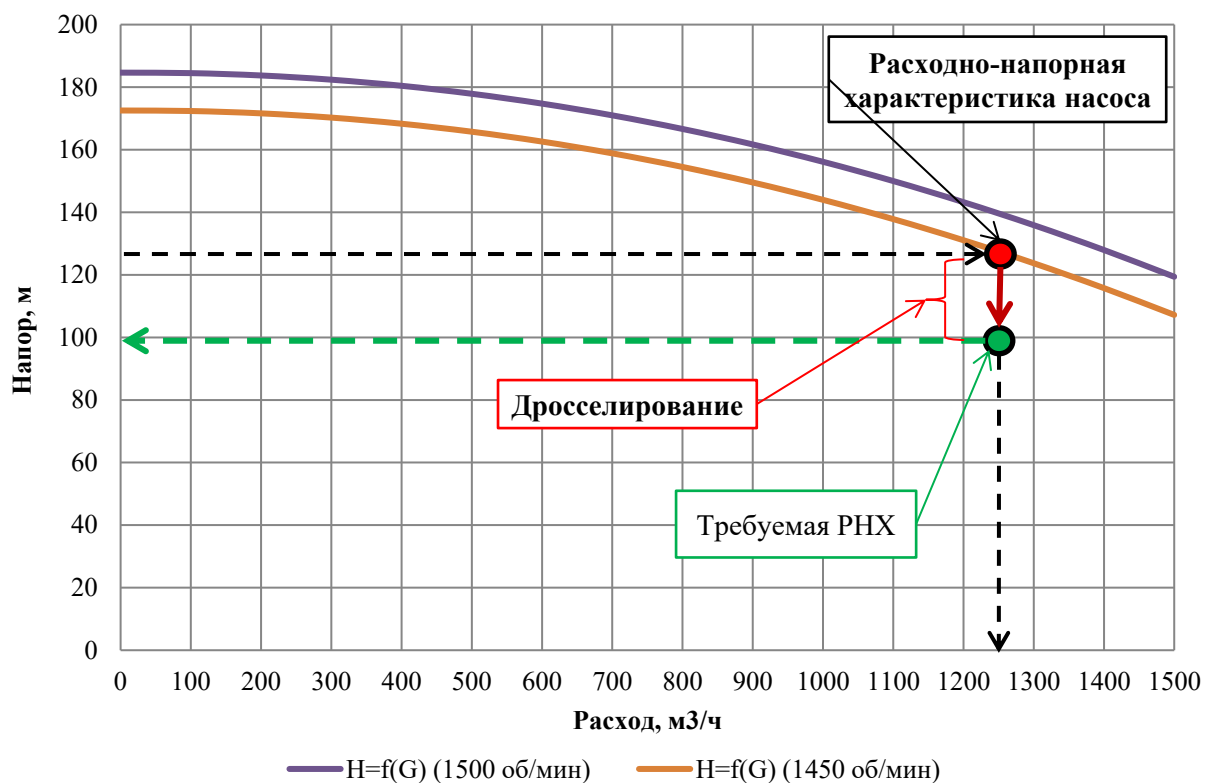
2. Вывод второй очереди в отопительный период:

- Насосы в работе – 3х1Д-1250-125.
- Циркуляционный расход через сетевые насосы – 3350,0 м<sup>3</sup>/час;
- Напор на насосах – 129 м.
- Дросселирование – 29 м

Расходно-напорные характеристики насосов не в полной мере соответствуют гидравлическому режиму тепловой сети, что вынуждает применять дросселирование.

Расходно-напорная характеристика насосов типа 14СД-10х2 представлена на рисунке 12 для привода синхронным и асинхронным электродвигателем.

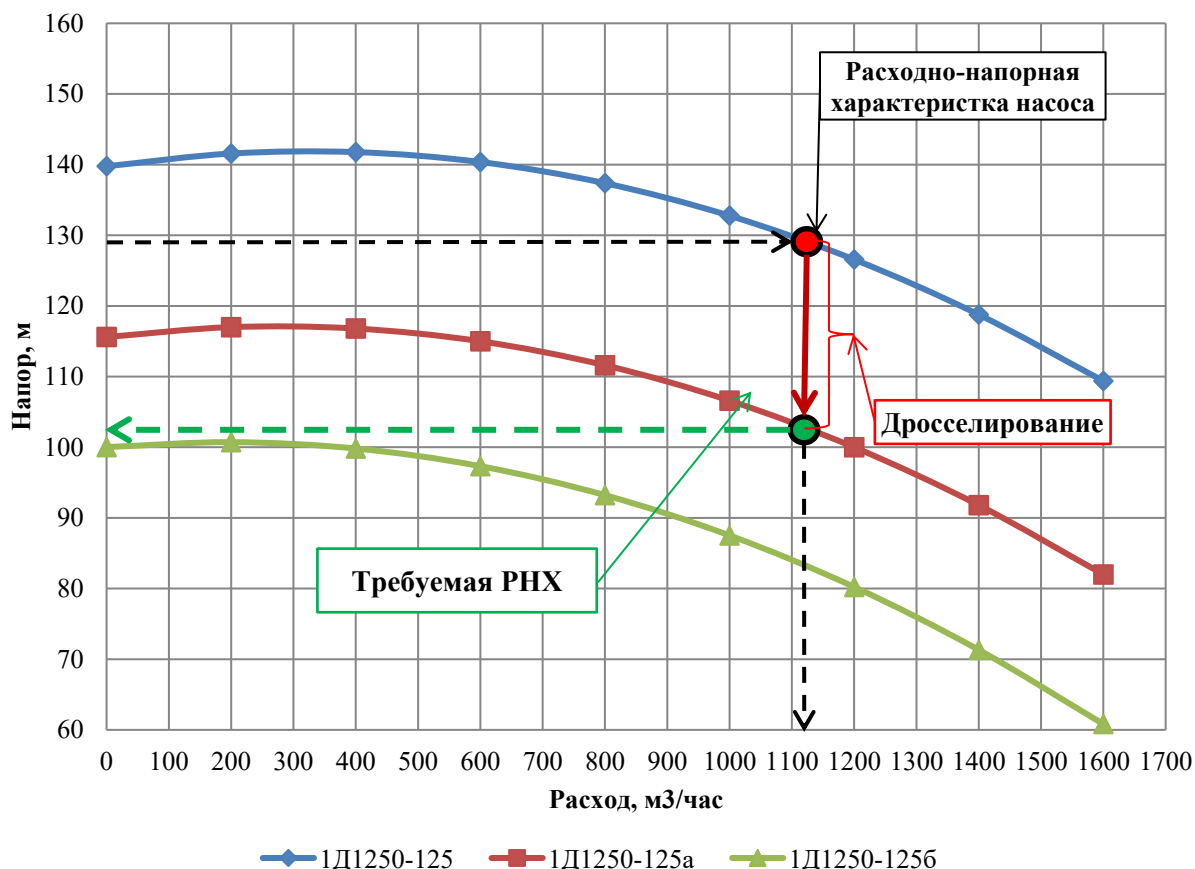
При средней производительности 1250 м<sup>3</sup>/час, насос развивает напор до 140 м, из которых 40 м необходимо дросселировать. Конструкцией данных насосов не предусматривается возможность обрезки рабочих колес, в связи с чем, изменить РНХ можно только снижением числа оборотов, что требует применения частотного регулятора.



**Рисунок 9 – Расходно-напорная характеристика насоса 14Сд-10х2**

Расходно напорная характеристика насосов типа 1Д-1250-125 с рабочим колесом 615 мм («А» - 568 мм; «Б» - 526 мм) представлена на рисунке 13. Расходно-напорные характеристики насосов также не в полной мере соответствуют гидравлическому режиму тепловой сети. При средней производительности 1116 м³/час, насос развивает напор до 129 м, из которых 29 м необходимо дросселировать.

Данный насос с рабочим колесом 568 мм (лит «А») развивает напор в 103 м при данной производительности (1116 м³/ч). Подрезка рабочего колеса на один типоразмер приведет практически к исключению дросселирования.



**Рисунок 10 – Расходно-напорная характеристика насоса 1Д-1250-125**

В рамках Мастер-плана рассматривался вариант подрезки рабочих колес насосов 1Д-1250-125 в размер «А», и оснащение сетевых насосов типа 14Сд-10х2 частотным регулированием. Данный вариант имеет приемлемый срок окупаемости (4 года) при полной стоимости оборудования частотным регулированием одного насоса типа 14Сд-10х2 порядка 18,0 млн. руб. Учитывая необходимую мощность частотного регулятора и рабочее напряжение в 6 кВ, данный вариант признан нецелесообразным.

Регулирование частоты вращения наиболее целесообразно применять в системах, расход в которых значительно меняется за небольшой промежуток времени. Примером такой системы может быть система холодного водоснабжения, имеющая пики в период утреннего и вечернего максимума разбора холодной воды и минимум в ночное время.

В теплоснабжении изменение расхода теплоносителя характерно для систем с количественным, и в меньшей степени, качественно-количественным регулированием.

При принятом на котельной количественном регулировании расход теплоносителя практически постоянный. Изменение расхода теплоносителя на ГВС по открытой схеме не превышает 15%. После предстоящего отказа от разбора теплоносителя на нужды ГВС,

изменение расхода теплоносителя сократится. При постоянном расходе теплоносителя не используется основное преимущество ЧРП – возможность постоянного изменения частоты вращения насоса.

### **Модернизация ВПУ котельной АО «РИР»**

Предлагается заменить технологию подготовки подпиточной воды тепловых сетей котельной АО «РИР» на ионообменных смолах на технологию защиты от накипи и шламовых осадков с использованием реагента «ПРОНАКОР Н-150».

Реагент «ПРОНАКОР Н-150» предназначен для предотвращения образования твердых минеральных отложений, таких как кальциевые, магниевые, железистые и коррозии металлических поверхностей в теплонагревающем оборудовании и магистральных трубопроводах систем теплоснабжения открытого и закрытого водозабора, горячего водоснабжения, а также для обработки вод охлаждающих оборотных циклов.

«ПРОНАКОР» Н-150 соответствует Единым санитарно-эпидемиологическим и гигиеническим требованиям к продукции(товарам), подлежащей санитарно-эпидемиологическому надзору (контролю) утв. решением Комиссии таможенного союза № 299 от 28.05.2010г.(гл. II, разд.3)

В качестве исходного материала используется технико-коммерческое предложение по обработке подпиточной воды тепловых сетей котельной АО «РИР», разработанное поставщиком технологии ООО «Эдванта».

Характеристики исходной воды приведено в таблице 7.

**Таблица 7 – Данные по исходной артезианской воде АО РИР»**

№	Параметр	Значение	Размерность
1	pH	7,69	
2	Жесткость общая Ж <sub>о</sub>	6,1( макс. 11)	Мг – экв / л
3	Щелочность Щ <sub>о</sub>	4,8	Мг – экв / л
4	Содержание кальция Ж <sub>Ca</sub>	5,7	Мг – экв \ л
5	Содержание магния Ж <sub>Mg</sub>	0,5	Мг –экв/ л
6	Щелочность по фенол – фталейну Щ <sub>ф-ф</sub>	отсутствует	
7	Прозрачность по шрифту	30	
8	Солесодержание с/с	300	Мг/ л
9	Углекислый газ	17,6	Мг / л
10	Хлорид – ионы Cl <sup>-</sup>	21,2	Мг / л
11	Сульфат – ионы SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	54,8	Мг / л
12	Окисляемость по перманганату	0,47	Мг O <sub>2</sub> / л
13	Содержание железа	0,29	Мг / л
14	Нефтепродукты Нпр	0,034	Мг / л
15	Гумматы	0,3	Мг – экв / л
16	Щелочность бикарбонатная	4,5	Мг - / л
18	Нитраты	0,4/2,29	Мг - / л
19	Ионы NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	0,015	Мг / л
20	Фосфат - ионы	0,06	Мг / л
21	Жесткость кальциевосульфатная	Менее 1,0	Мг – экв / л

В качестве факторов, определяющих технико-экономическую целесообразность применения реагента «ПРОНАКОР Н-150», приводятся:

- существенное снижение расхода воды на собственные нужды;
- уменьшение количества сточных вод;
- исключение затрат на досыпку катионитов;
- исключение затрат на реагенты для регенерации;
- снижение расхода электроэнергии;
- исключение затрат на кислотные промывки.

Технический и экологический эффект достигается за счет:

- упрощения водоподготовки – замена металло- и энергоемкого оборудования ХВО на систему дозирования реагента, включающую насос-дозатор и емкость с реагентом;
- отсутствия стоков и твердых отходов, требующих утилизации, после регенерации фильтрующих материалов.

Предлагается технология водоподготовки с замещением установки умягчения воды дозатором реагента «ПРОНАКОР Н-150». Дозировка реагента составит от 3 до 10 г/м<sup>3</sup> в зависимости от температурного графика, что соответствует годовому расходу реагента 19 т при объеме подпитки 3210191 м<sup>3</sup> (данные 2016 г.).

Реагент «ПРОНАКОР Н-150» подается в линию подпитки насосом-дозатором «GRUNDFOS DDA» СП (Германия Дания). Для точного учета часовой подпитки тепловых сетей АО «РИР» устанавливается расходомер учета подпиточной воды «АКРОН-1».

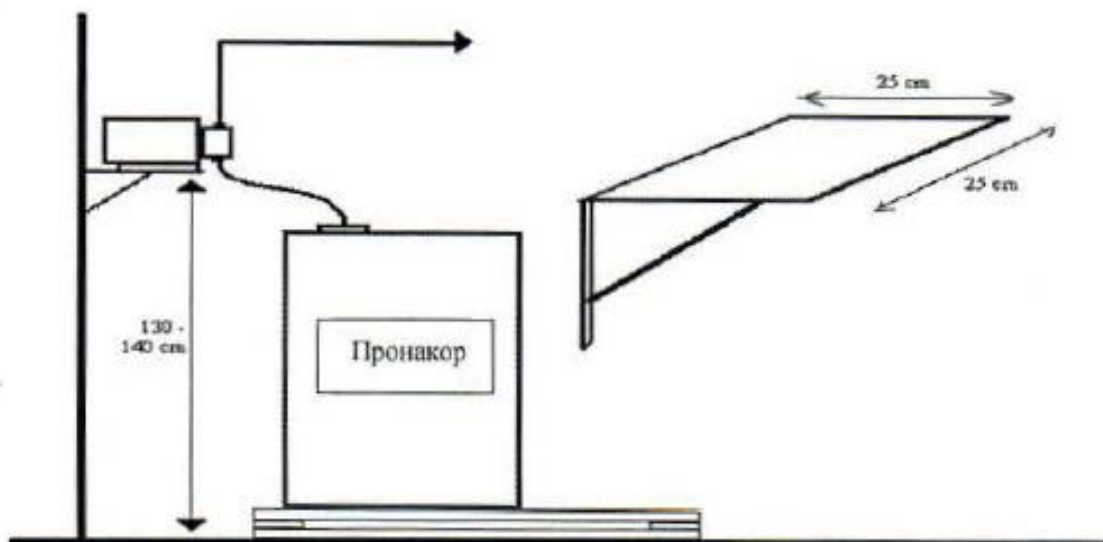


**Рисунок 11 – Насос-дозатор «Grundfos DDA»**



**Рисунок 12 – Расходомер учета подпиточной воды «Акрон-1»**

Схема установки подачи реагента из рабочей емкости приведена на рисунке 13.



**Рисунок 13 – Схема подачи реагента «ПРОНАКОР Н-150» из рабочей емкости**

Стоимость поставки оборудования и проведения пуско-наладочных работ по представленному технико-коммерческое предложению составляет ориентировочно 540 тыс. руб. Стоимость 19 т реагента «ПРОНАКОР Н-150» составляет 4750 тыс. руб.

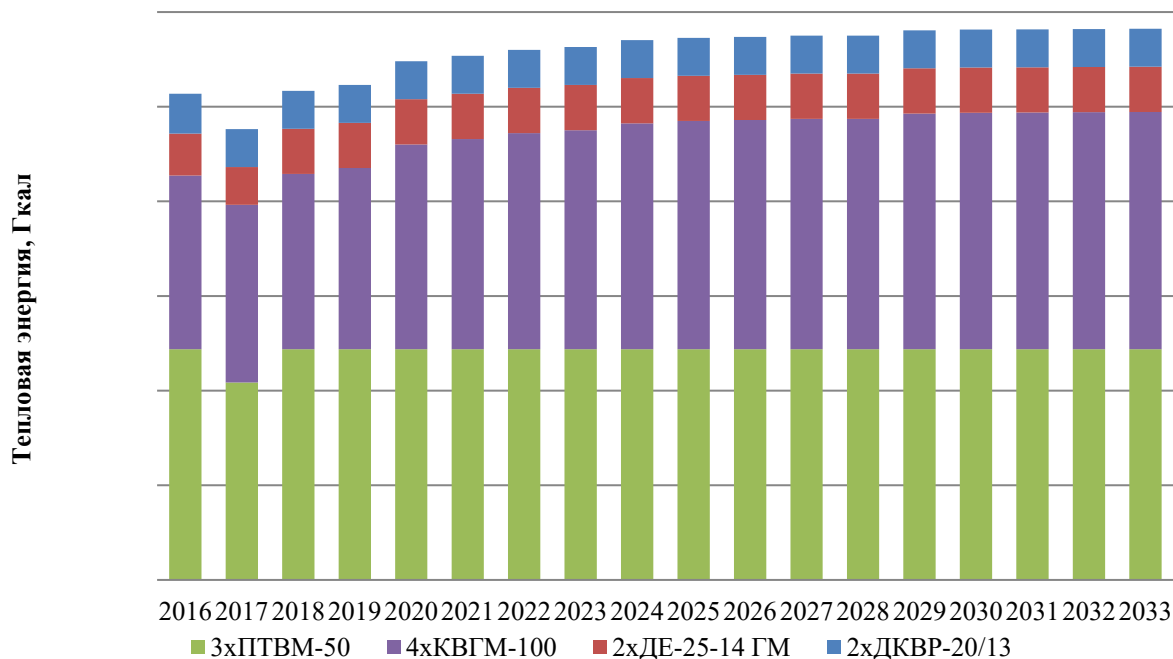
Для подтверждения заявленных поставщиком технологии обработки подпиточной воды тепловых сетей АО «РИР» предлагается провести опытную эксплуатацию с замещением 50% расхода воды, подаваемой на установку умягчения, обработкой реагентом «ПРОНАКОР Н-150» по опыту Ульяновской ТЭЦ-1. В случае получения положительного результата предполагается полностью перейти на технологию дозирования реагента «ПРОНАКОР Н-150».

Баланс располагаемой тепловой мощности и подключенной нагрузки котельной на период схемы теплоснабжения представлен в Главе 4.

Выработка тепловой энергии различными группами оборудования котельной представлена на рисунке 14.

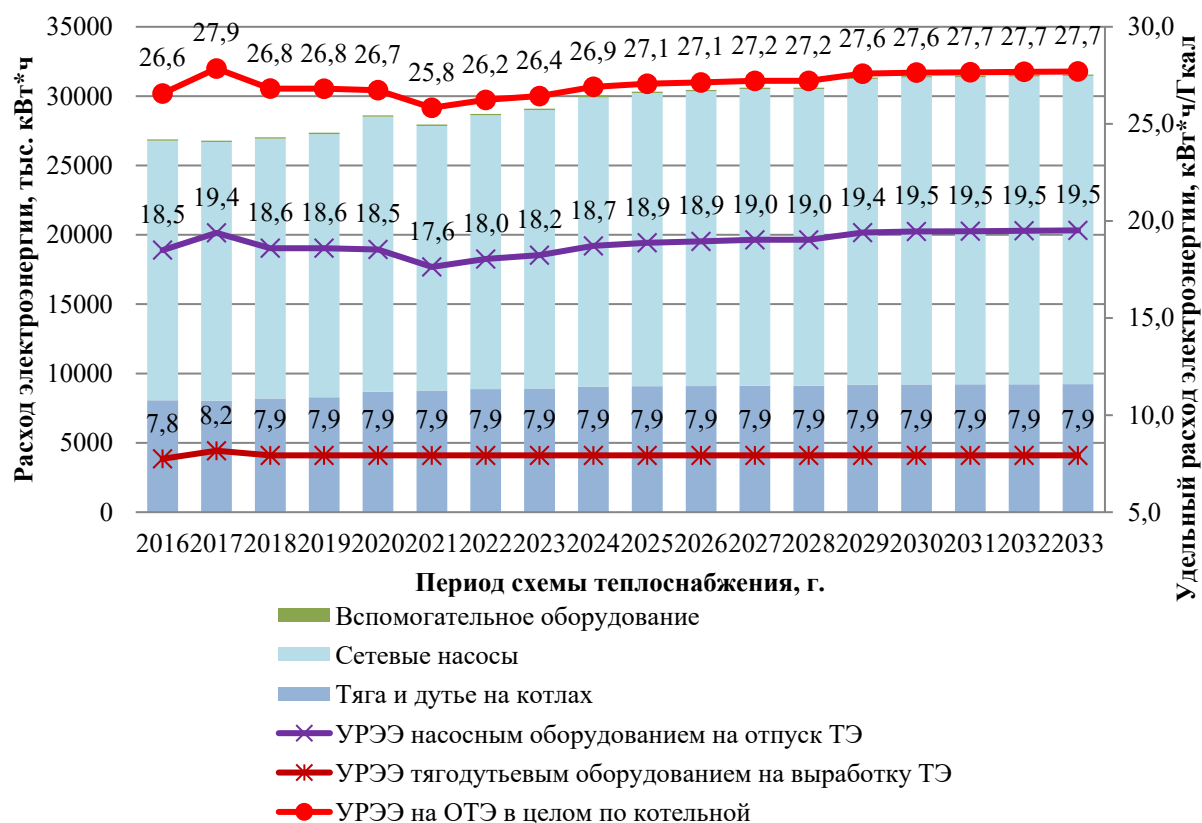
Расход электроэнергии с разделением по группам оборудования и значения удельного расхода электроэнергии по группам оборудования представлены на рисунке 23.

Численные значения вышеописанных показателей приведены в таблице 13 п. 11.



**Рисунок 14 – Выработка тепловой энергии котельной на период Схемы теплоснабжения**





**Рисунок 15 – Расход электроэнергии на котельной**

Перечень мероприятий для повышения эффективности городской котельной, стоимость и сроки их реализации представлены в таблице ниже.

**Таблица 8 – Перечень мероприятий для повышения эффективности**

Наименование мероприятия	Срок реализации, год	Стоимость, тыс. руб. (без НДС)
Реконструкция группы мазутных насосов типа 4Н*2В с целью обеспечения требований Правил промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов.	2023	23 595
Реконструкция насосного оборудования: НПВ-3,НПВ-4,НПВ-5,НПВ-6 с установкой ЧРП	2023-2024	21 077
Реконструкция насосного оборудования: НХВ-1,НХВ-2,НХВ-3 с установкой ЧРП	2023-2024	21 077
Реконструкция зданий , сооружений и прилегающей территории котельной в соответствии с категорией опасности объекта ТЭК	2023-2025	48 913
Реконструкция КРУ 6кВ РП-2 (замена масляных выключателей ВМПЭ-10 на вакуумные выключатели ВВ-10-20, трансформаторов типа НТМИ на НАЛИИ или аналог)	2023	17 118
Создание автоматизированной системы "Цифровое теплоснабжение"	2023-2025	100 000
Техническое перевооружение узла подогрева химочищенной воды 2-ой очереди № 5 и №6.Узел №5- 4 блок-секции; Узел №6-4 блок-секции ПВ1-325*4-5-1,6-28,49-Т ГОСТ 27590-2005	2022-2023	12 000
Замена деаэратора питательной воды ДСА-75 №1 (бак +колонка+затворы), с охладителем выпара ОВА-8	2022	8 000
Установка узла регулирования давления на выходе 2 очереди(Ду=800мм	2022	4 500



Наименование мероприятия	Срок реализации, год	Стоимость, тыс. руб. (без НДС)
Создание насосной группы летних сетевых насосов типа 2х DMC 250-480E	2022	9 000
<b>Всего</b>		<b>265 282</b>

## **6.Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии**

Перевод в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии схемой теплоснабжения не предусматривается.

**\* Строительство и ввод в эксплуатацию** первой очереди строительства трассы теплоснабжения жилого района **Заовражье (ОКС 40:27:0:491)** позволило перевести смонтированную в квартале инженерных сооружений жилого района Заовражье водогрейную котельную в пиковый режим работы. В рамках проведенного, гидравлического расчета тепловых сетей и в целях повышения надежности теплоснабжения потребителей ПАО «Калужская сбытовая компания» на территории водогрейной котельной жилого района Заовражье запланирован монтаж повысительной насосной станции производительностью не менее 750 м<sup>3</sup>/ час (3 рабочих + 1 резервный насос по 254 м<sup>3</sup>/ час каждый ).

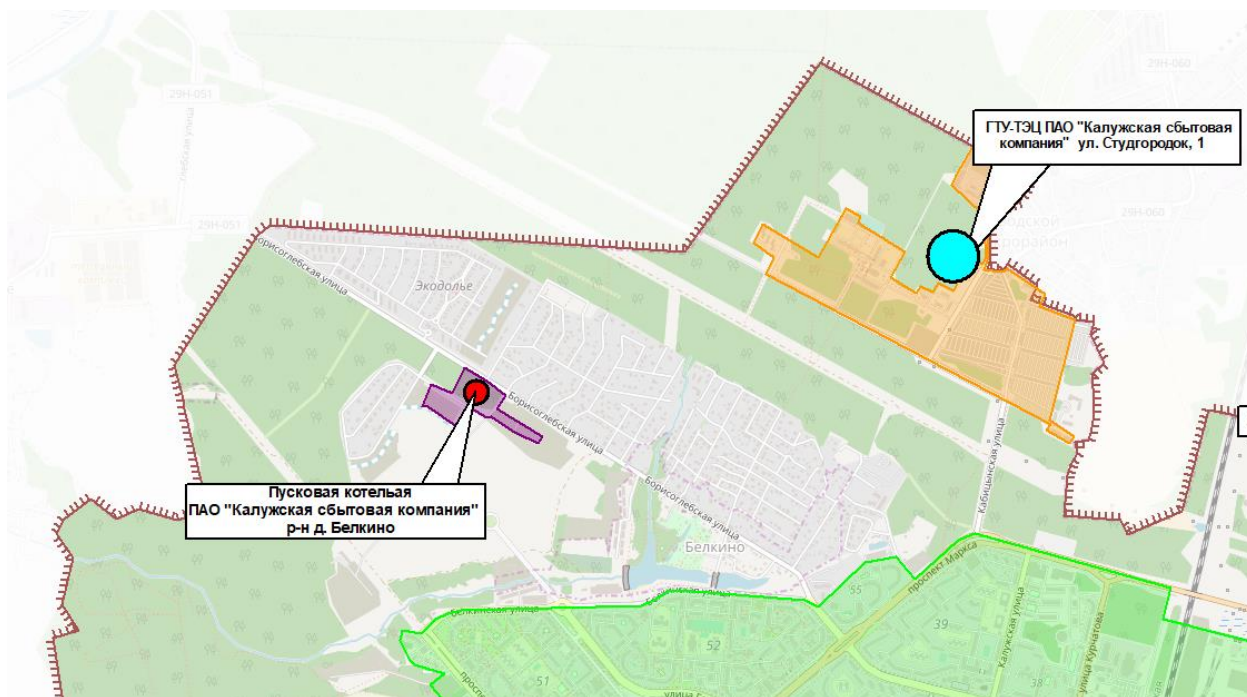
\*письмо Заместителя генерального директора ПАО «КСК» от22.03.2021г.

## **7.Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии**

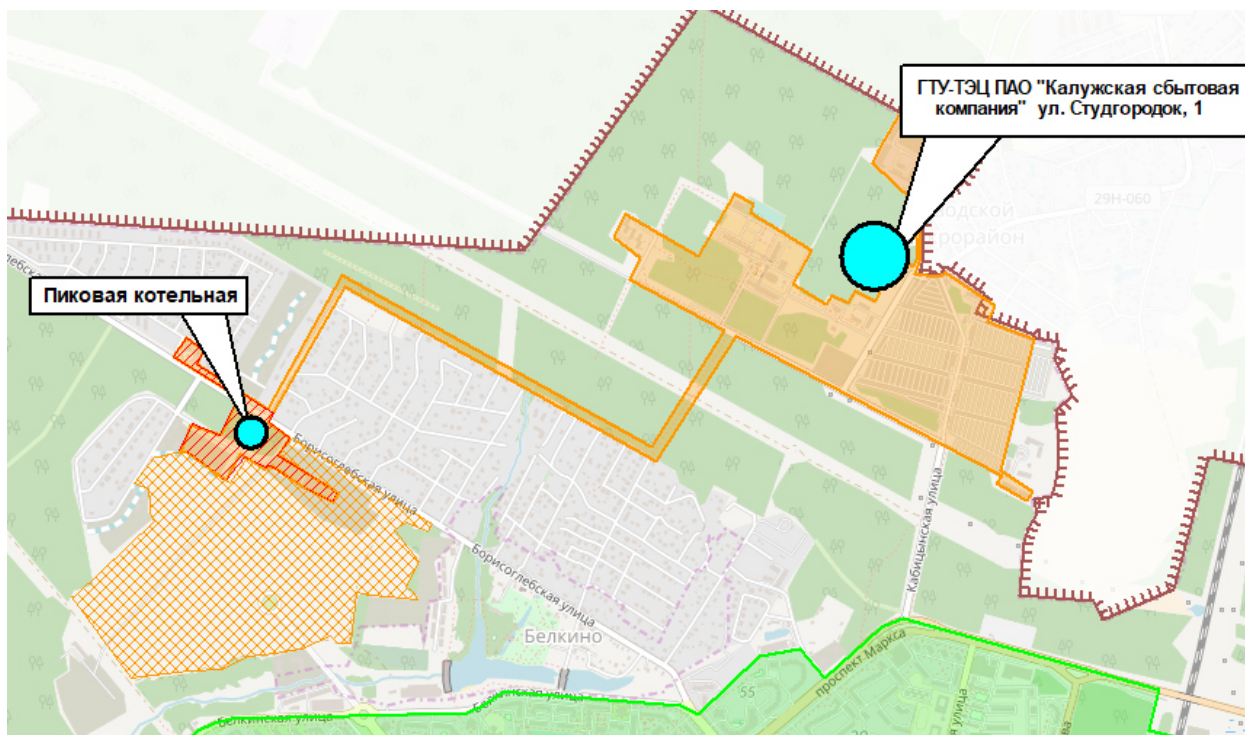
### **ГТУ-ТЭЦ ПАО «Калужская сбытовая компания»**

Схемой теплоснабжения предусматривается расширение зоны действия ГТУ-ТЭЦ в р-н Заовражье. Для осуществления данного мероприятия проложена тепловая магистраль «ГТУ-ТЭЦ – Пусковая котельная» длиной 3,6 км. Это позволит обеспечить тепловой энергией на отопление, вентиляцию и ГВС существующую и часть перспективной застройки р-на Заовражье от современного источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

Зона действия источников до и после переключения представлена на рисунках 16 и 17 соответственно.



**Рисунок 16 – Существующие зоны действия ГТУ-ТЭЦ и пусковой котельной**



**Рисунок 17 – Перспективная зона действия ГТУ-ТЭЦ**

Существующая нагрузка потребителей района Заовражье составляет 16,5 Гкал/ч. К 2035 году данный показатель увеличится до 76,12 Гкал/ч.

Доступная тепловая мощность Обнинской ГТУ ТЭЦ №1 в части возможности подключения новых абонентов с учетом уже заключенных договоров равна 0 Гкал/час. В настоящее время разрабатывается проект технического перевооружения Обнинской ГТУ-ТЭЦ №1 по замене к 2023 году двух котлов EURO THERM-11 (мощностью по 11,63 Гкал/ч каждый) на котлы мощностью по 35 МВт (по 30,1 Гкал/ч каждый). Таким образом, установленная тепловая мощность ГТУ-ТЭЦ должна увеличиться на 36,94 Гкал/ч (с 48,46 до 85,4 Гкал/ч). В 2025 году в результате установки второго котла-утилизатора КУ-25/170 Н тепловая мощность ГТУ-ТЭЦ №1 планируется увеличить еще на 25,2 Гкал/ч – до 110,6 Гкал/ч. При этом существующая магистраль от ГТУ ТЭЦ №1 до района Заовражье спроектирована на передачу тепловой мощности в количестве не более чем 61 Гкал/ч при температурном графике 150/70 гр.С.

Учитывая ограничение по пропускной способности тепломагистрали, покрытие всей перспективной нагрузки в районе Заовражье со стороны Обнинской ГТУ-ТЭЦ №1 не может быть обеспечено.

Имеющаяся пусковая котельная с проектной мощностью 7,17 Гкал/ч (8,34 МВт) в настоящее время смонтирована частично и имеет мощность 4,55 Гкал/ч (5,29 МВт). Температурный график работы котельной 95/70 гр.С. Из-за различия температурных графиков

ГТУ-ТЭЦ №1 (температурный график 150/70 гр.С) и пусковая котельная не могут работать на общую сеть теплоснабжения. Функционально котельная предназначена для снабжения потребителей района Заовражье тепловой энергией для горячего водоснабжения в неотапливаемый период, когда передавать небольшие объемы тепловой энергии от ГТУ-ТЭЦ №1 на значительное расстояние экономически нецелесообразно. На время отопительного периода пусковая котельная останавливается.

Существующая магистраль от ГТУ ТЭЦ №1 до района Заовражье (до существующей пусковой блочно-модульной котельной) выполнена бесканальным способом прокладки диаметром 400 мм и, как указывалось выше, позволяет обеспечить передачу тепловой мощности в район Заовражье в количестве не более чем 61 Гкал/ч (при температурном графике 150/70 гр.С). Таким образом, со стороны ГТУ-ТЭЦ №1 в район Заовражье может быть подано мощности не более 61 Гкал/ч при перспективной потребности 76,12 Гкал/ч.

Магистраль имеет протяженность 3600 п.м, проходит по территории лесного массива и пересекает магистральный газопровод и газопровод высокого давления.

Значительная удаленность района Заовражье по трассе тепломагистрали от ГТУ-ТЭЦ №1 обуславливает высокие потери напора в сети. Из-за этого у наиболее удаленных по трассе сети потребителей может наблюдаться недостаточная циркуляция теплоносителя. По мере роста нагрузок (как за счет приближения температур наружного воздуха в отопительные периоды к расчетным минимумам, так и за счет подключения новых зданий) такие потребители могут испытывать недотопы помещений и недостаточный нагрев горячей воды.

Кроме того, на территории района Заовражье проектом планировки предусмотрено строительство районной поликлиники со стационаром, относящимся к потребителям 1 категории, для которых не допускается перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижение температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494.

При авариях (отказах) в системе централизованного теплоснабжения в течение всего ремонтно-восстановительного периода для таких потребителей должна обеспечиваться подача 100% необходимой теплоты путем резервирования от нескольких независимых источников тепла или тепловых сетей.

В связи с вышесказанным, ПАО «КСК» предусматривает следующие мероприятия:

#### **Техническое перевооружение Обнинской ГТУ ТЭЦ №1**

В целях обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки потребителей ПАО «Калужская сбытовая компания» на 2021-2024 годы запланировано техническое перевооружение

Обнинской ГТУ ТЭЦ №1, что предусматривает замену установленных на Обнинской ГТУ ТЭЦ №1 водогрейных котлов «Eurotherm-11» на котлы теплопроизводительностью 30 Гкал/час, прирост тепловой мощности составит 40 Гкал/ час. Техническое перевооружение Обнинской ГТУ ТЭЦ №1 будет проведено в два этапа.

Первый этап технического перевооружения Обнинской ГТУ ТЭЦ №1 (2021-2023 гг.)

На первом этапе запланированы работы по увеличению мощности Обнинской ГТУ ТЭЦ №1 путем замены существующего водогрейного котла «Eurotherm-11» на котел RSM35000 теплопроизводительностью 35 МВт. Первый этап технического перевооружения Обнинской ГТУ ТЭЦ №1 позволит увеличить мощность Обнинской ГТУ ТЭЦ №1 на 25 МВт (20 Гкал/час). Для этого необходимо будет произвести изыскательские, проектные работы; произвести демонтаж установленного котла и его обвязки: технологическим трубопроводом, газопроводом, воздухопроводом газохода. Смонтировать фундамент под котёл, дымосос, сетевые насосы. Произвести монтаж трубопровода, газопровода, воздухопровода и газохода с увеличенными диаметрами на котёл. В рамках первого этапа предусмотрена замена существующего водогрейного котла «Eurotherm-11» мощностью 12,5 МВт на водогрейный котел RSM35000 теплопроизводительностью 35 МВт с возможностью работы нового котла на существующей дымовой трубе с ограничением максимальной тепловой мощности до 21 МВт.

Второй этап технического перевооружения Обнинской ГТУ ТЭЦ №1 (2023-2024гг.)

На втором этапе технического перевооружения предусмотрена вывод установленного на первом этапе котла на полную мощность (35 МВт) и замена второго водогрейного котла «Eurotherm-11» на котел RSM35000 теплопроизводительностью 35 МВт. Для вывода, установленного на первом этапе котла на полную мощность (35 МВт) будет осуществлена установка новой дымовой трубы для обеспечения отвода продуктов сгорания.

Отвод продуктов сгорания от двух котлов RSM 35000 в режиме номинальной нагрузки 35 МВт будет, осуществляется через дымовые трубы диаметром 1 300 мм и 23 метра в высоту с промежуточной установкой в газоход дымососов ДН-17 с частотным преобразователем и комплектом тормозных резисторов с тормозным модулем.

**Строительство газопровода высокого давления**

В рамках технического перевооружения Обнинской ГТУ ТЭЦ №1 с заменой водогрейных котлов на более мощные будет реализовано строительство «Газопровод высокого давления от Газовых сетей ГРС Обинск-1-МП «Теплоснабжение до Обиннской ГТУ ТЭЦ

№1». Строительство газопровода будет осуществлено в рамках выданных АО «Газпром газораспределение Обнинск» технических условий на газификацию Обнинской ГТУ ТЭЦ №1. Строительство газопровода необходимо для обеспечения требуемого расхода газа при установке на Обнинской ГТУ ТЭЦ №1 котлов теплопроизводительностью 35 МВт. Также строительство газопровода позволит увеличить надежность газоснабжения Обнинской ГТУ ТЭЦ №1 и рассмотреть возможность сокращения затрат на содержание хозяйства резервного дизельного топлива.

Проектируемый газопровод по рабочему давлению транспортируемого газа относится к газопроводу высокого давления ГЗ  $P \leq 0,6$  МПа второй категории согласно СП 62.13330 с изм.1,2,3 Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002 «Газораспределительные системы». Общая протяженность проектируемого газопровода составит около 3702,0 м. Прокладка подземного газопровода высокого давления  $P \leq 0,6$  МПа планируется из труб полиэтиленовых ПЭ100 SDR 11 по ГОСТ Р 58121.2-2018 диаметром 325 мм<sup>2</sup>.

В таблице ниже представлена перечень мероприятий для Обнинской ГТУ ТЭЦ

**Таблица 9 – Мероприятия для Обнинской ГТУ ТЭЦ**

Наименование мероприятия	Срок реализации, год	Стоимость, тыс. руб. (без НДС)
Ввод блока №2 ГТУ-ТЭЦ	2030	1 500 000
Техническое перевооружение Обнинской ГТУ-ТЭЦ №1(замена ПВК)	2021-2025	200 000
Строительство резервного газопровода	2023-2025	150 000
Увеличение мощности на водогрейной котельной жилого района Заовражье	2027-2028	40 000
<b>Всего</b>		<b>1 890 000</b>

В таблице 10 представлен перспективный баланс тепловой мощности в районе Заовражье.

**Таблица 10 – Перспективный баланс тепловой мощности в районе Заовражье**

Показатель	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Мощность нетто Обнинской ГТУ-ТЭЦ №1, Гкал/ч	66,05	66,05	85,3	85,3	85,3	85,3	85,3	110,1	110,1	110,1	110,1	110,1	110,1
Тепловая нагрузка потребителей и потери в зоне Кабицыно, Гкал/ч	31,999	31,999	31,999	31,999	31,999	31,999	31,999	31,999	31,999	31,999	31,999	31,999	31,999
Мощность нетто Обнинской ГТУ-ТЭЦ №1 за вычетом тепловой нагрузки и потерь в зоне Кабицыно, Гкал/ч	34,051	34,051	53,301	53,301	53,301	53,301	78,101	78,101	78,101	78,101	78,101	78,101	78,101
Пропускная способность магистрали от ГТУ-ТЭЦ №1 до района Заовражье, Гкал/ч	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
Потери тепловой мощности в магистрали от ГТУ-ТЭЦ №1 до района Заовражье, Гкал/ч	0,256	0,256	0,256	0,256	0,256	0,256	0,256	0,256	0,256	0,256	0,256	0,256	0,256
Мощность нетто БМК Заовражье, Гкал/ч	19,4	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1
Потери тепловой мощности в квартальных сетях района Заовражье, Гкал/ч	0,586	0,586	0,634	0,677	0,723	0,767	0,802	0,829	0,861	0,888	0,937	0,937	0,937
Нагрузка потребителей района Заовражье - всего, Гкал/ч	47,614	47,614	51,449	55,001	58,701	62,267	65,12	67,302	69,905	72,072	76,12	76,12	76,12
<b>Резерв тепловой мощности, Гкал/ч</b>	<b>4,995</b>	<b>14,695</b>	<b>30,062</b>	<b>26,467</b>	<b>22,721</b>	<b>19,111</b>	<b>41,023</b>	<b>38,814</b>	<b>36,179</b>	<b>33,985</b>	<b>29,888</b>	<b>29,888</b>	<b>29,888</b>
<i>Справочно: резерв тепловой мощности без БМК Заовражье, Гкал/ч</i>	<i>-19,4</i>	<i>-29,1</i>	<i>-29,1</i>	<i>-29,1</i>	<i>-29,1</i>	<i>-29,1</i>	<i>-29,1</i>	<i>-29,1</i>	<i>-29,1</i>	<i>-29,1</i>	<i>-29,1</i>	<i>-29,1</i>	<i>-29,1</i>

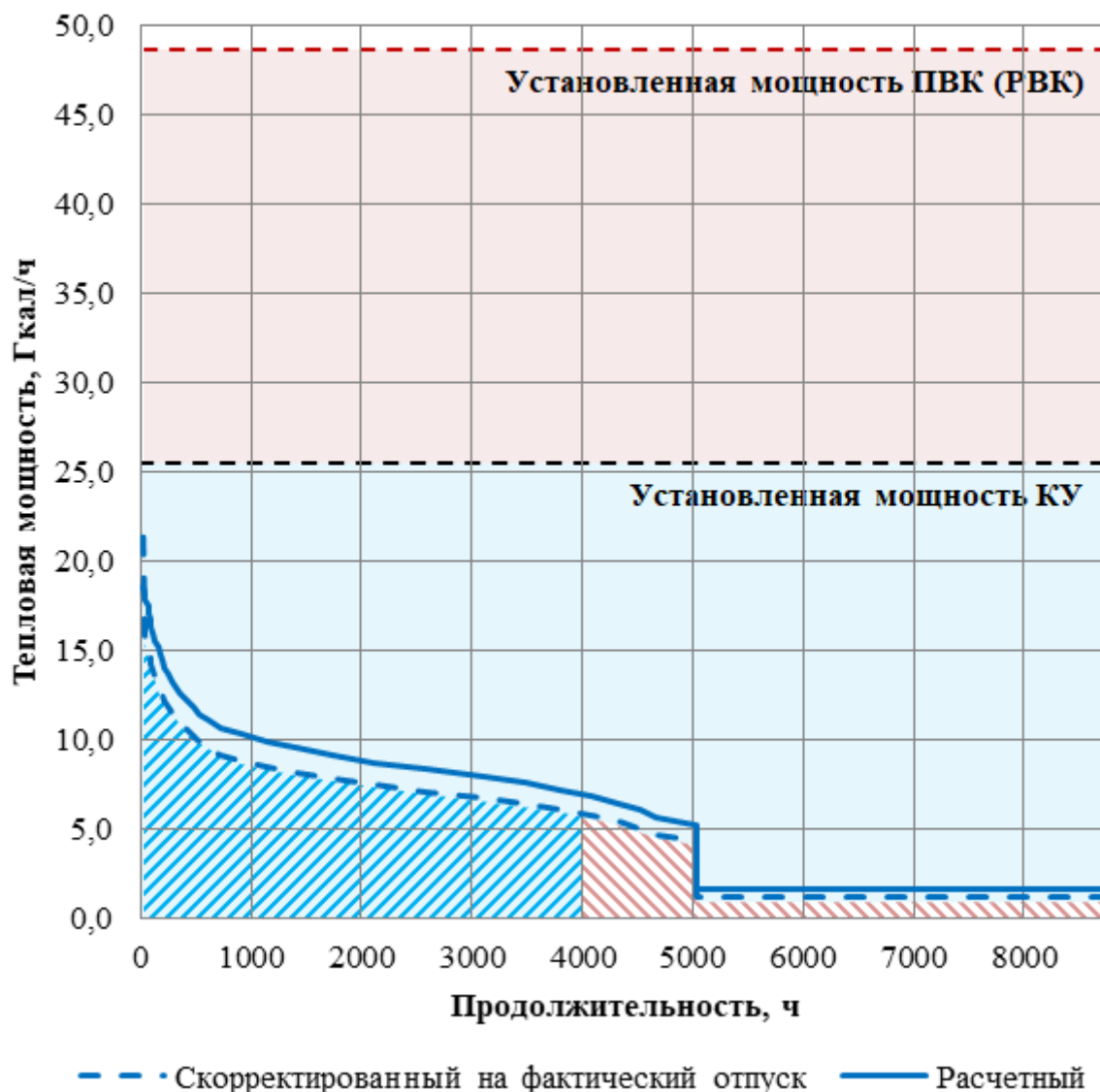


Планируемая на ГТУ-ТЭЦ №1 замена к 2023 году двух котлов EURO THERM-11 на котлы большей мощности и установка второго котла-утилизатора в 2025 году даст прирост установленной мощности на 62,14 Гкал/ч. Однако к 2027 году данный прирост будет исчерпан новыми планируемыми подключениями на территории района Заовражье и с 2028 года разрыв между потребностью района Заовражье в тепловой энергии и технической возможностью ГТУ-ТЭЦ №1 будет увеличиваться.

График Россандера для ГТУ-ТЭЦ за 2017 год приведен на рисунке 18. Как видно из рисунка, существующая подключенная нагрузка теоретически может быть полностью покрыта котлом-утилизатором, однако в связи с ограничением минимальной тепловой мощности КУ, в межотопительный и начало отопительного периода ГТУ-ТЭЦ вынуждена использовать резервные водогрейные котлы, что дополнительно снижает отпуск котла утилизатора.

Фактические среднегодовые нагрузки ГВС в зоне ГТУ-ТЭЦ не превышают 0,3 Гкал/ч, при договорном значении 1,6 Гкал/ч. Столь существенное расхождение в нагрузках ГВС объясняется выраженной неравномерностью режима использования ГВС потребителями категории «прочие». Фактически нагрузки определены корректировкой расчетного баланса тепловой энергии при данных нагрузках на факт 2017 года.

**График Россандера для ГТУ-ТЭЦ на 2017 год**



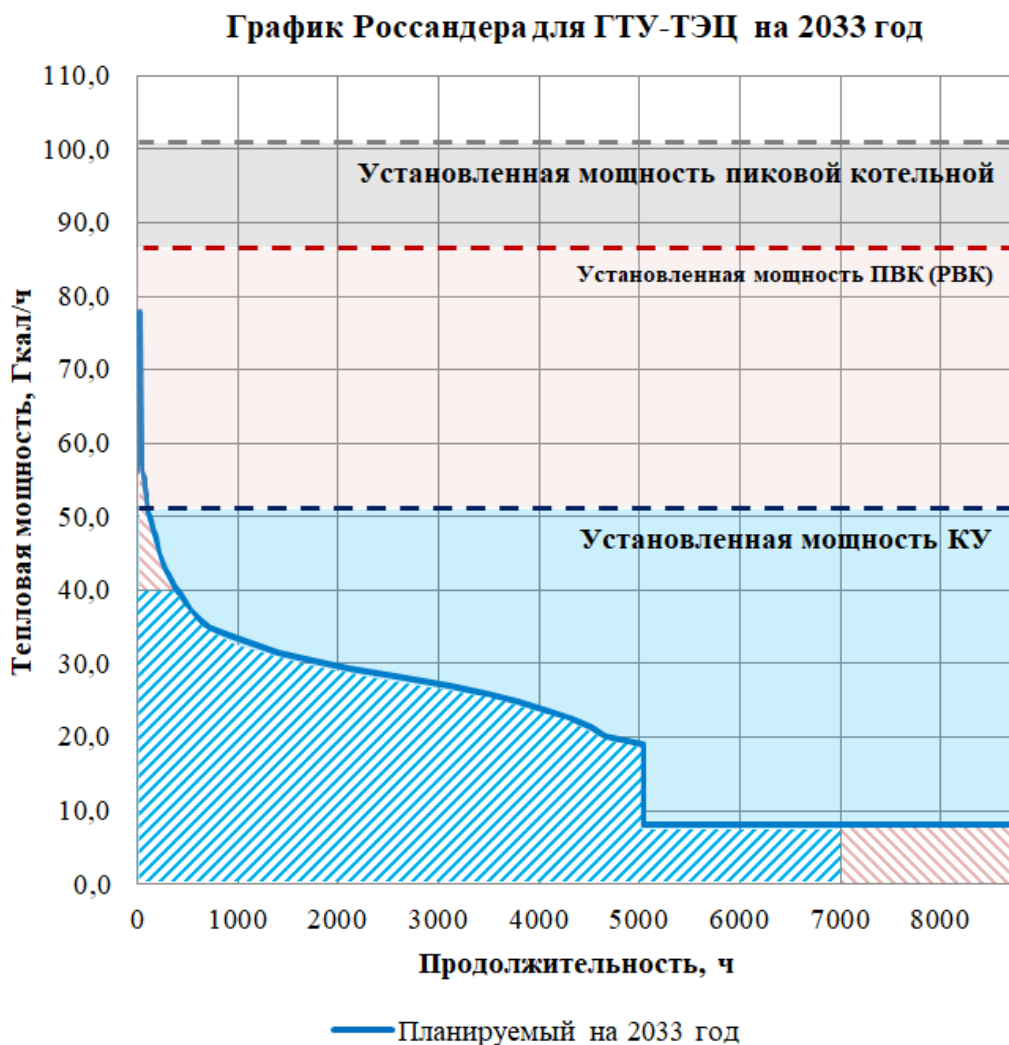
**Рисунок 18 – График Россандера для ГТУ-ТЭЦ за 2017 год**

Переключение нагрузок района Заовражье позволит увеличить отпуск тепловой энергии с коллекторов ГТУ-ТЭЦ до 100,0 тыс. Гкал, что в 4 раза выше существующего уровня.

Увеличение подключенной нагрузки ГВС и отпуска ГВС в отопительный и неотопительный период после заселения большинства новостроек района Заовражье, позволит эксплуатировать газотурбинную установку в летний период.

Увеличение отпуска тепловой энергии с коллекторов ГТУ-ТЭЦ может быть реализовано в случае разработки проекта совместной работы ГТУ-ТЭЦ и городской котельной АО «РИР».

Прирост нагрузок ГТУ-ТЭЦ до 2035 года составит 46,1 Гкал/ч. График Россандера ГТУ-ТЭЦ на 2033 г. представлен на рисунке 19.



**Рисунок 19 – График Россандера для ГТУ-ТЭЦ за 2033 год**

Состав основного оборудования ГТУ-ТЭЦ на период Схемы теплоснабжения представлен в таблице 11.

**Таблица 11 – Перечень основного оборудования ГТУ-ТЭЦ**

Ст. №	Существующее положение			Перспектива		
	Оборудование	Год ввода (последнего капитально- го ремонта)	Производитель- ность	Оборудова- ние	Год ввода (последнего капитально- го ремонта)	Производитель- ность
Газовые турбины						
1	LM2500	2013	21,0 МВт	LM2500	2013	21,0 МВт
1	-	-	-	LM2500	2025	21,0 МВт
Котлы-утилизаторы						
1	КУ-25/170 Н	2013	25,2 Гкал/ч	КУ-25/170 Н	2013	25,2 Гкал/ч
2	-	-	-	КУ-25/170 Н	2025	25,2 Гкал/ч
Водогрейные котлы						
1	EURO-THERM-11	2013	11,63 Гкал/ч	-	-	-
2	EURO-THERM-11	2013	11,63 Гкал/ч	-	-	-

	Существующее положение			Перспектива		
Ст. №	Оборудование	Год ввода (последнего капитально- го ремонта)	Производитель- ность	Оборудова- ние	Год ввода (последнего капитально- го ремонта)	Производитель- ность
3	-	-	-	Водогрейный котел	2023	30,1 Гкал/ч
4	-	-	-	Водогрейный котел	2023	30,1 Гкал/ч
Всего по источнику			21,0 МВт / 48,46 Гкал/ч			42,0 МВт / 100,66 Гкал/ч

## **8.Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии**

### **ТЭЦ ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ»**

Схемой теплоснабжения предполагается модернизация ТЭЦ ФЭИ заменой существующего оборудования. Срок службы котлов ТЭЦ ФЭИ составляет 52 года. Существующее оборудование ТЭЦ ФЭИ заменяется водогрейной котельной, мощность которой определяется величиной подключенной фактической нагрузки на площадке ФЭИ.

Состав оборудования ТЭЦ ФЭИ до и после модернизации представлен в таблице 12.

**Таблица 12 – Перечень основного оборудования ТЭЦ ФЭИ до и после модернизации**

Ст. №	Оборудование	Год ввода (последнего капитального ремонта)	Производительность	Оборудование	Год ввода (последнего капитального ремонта)	Производительность
	До модернизации			После модернизации		
Паровые котлы						
1	ТП-35	1952 (2004)	27,6 Гкал/ч (35 т/ч)	-	-	-
2	ТП-35	1952 (2002)	27,6 Гкал/ч (35 т/ч)	-	-	-
Водогрейные котлы						
3	ПТВ-50	1959 (2004)	50,0 Гкал/ч	КВ-ГМ-20,0-150	2019	17,2 Гкал/ч
4	ПТВ-50	1959 (2004)	50,0 Гкал/ч	КВ-ГМ-20,0-150	2019	17,2 Гкал/ч
5	ПТВМ-50	1965 (2004)	50,0 Гкал/ч	КВ-ГМ-20,0-150	2019	17,2 Гкал/ч
Всего по источнику			205,2 Гкал/ч			51,6 Гкал/ч

Модернизация ТЭЦ ФЭИ предполагает отказ от теплоснабжения внешних потребителей по отношению к площадке ФЭИ.

Теплоснабжение внешних потребителей предполагается осуществлять от котельной АО «РИР».

## **9.Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями**

Существующие и планируемые к застройке потребители вправе использовать для отопления индивидуальные источники теплоснабжения. Использование автономных источников теплоснабжения целесообразно в случаях:

- значительной удаленности от существующих и перспективных тепловых сетей;
- малой подключаемой нагрузки (менее 0,01 Гкал/ч);
- отсутствия резервов тепловой мощности в границах застройки на данный момент и в рассматриваемой перспективе;

Потребители, отопление которых осуществляется от индивидуальных источников, могут быть подключены к централизованному теплоснабжению на условиях организации централизованного теплоснабжения.

Основными площадками индивидуального строительства в настоящее время и на расчетный срок являются:

- ООО «Экодолье Девелопмент» (за 2016 г. введено 60 домов общей площадью 4891 кв. м);
- «Белкино» (восточнее площадки Экодолье).

Точечная индивидуальная застройка планируется в соответствии с выданными разрешениями на строительство в границах д. Мишково, пос. Обнинское.

Также Генеральным планом предусматривается индивидуальная застройка в д. Кабицино, д. Маланьино. Также в зоне индивидуального теплоснабжения находятся некоторые многоквартирные дома (не всегда потребители в зоне централизованного теплоснабжения подключаются к существующим тепловым сетям), перспективный источник теплоснабжения для таких объектов определен организацией-застройщиком.

По существующему состоянию системы теплоснабжения индивидуальное отопление применяется в малоэтажном фонде (1-3 эт.).

Для повышения надежности и качества теплоснабжения потребителей, два многоквартирных жилых дома Пирогова 2, Пирогова 9а, необходимо перевести на индивидуальное теплоснабжение.

## **10.Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории городского округа**

Согласно Методическим рекомендациям по разработке схем теплоснабжения, предложения по организации теплоснабжения в производственных зонах выполняются в случае участия источника теплоснабжения, расположенного на территории производственной зоны, в теплоснабжении жилищной сферы.

По положению на 2023 г. в Администрации города отсутствуют сведения о проектах модернизации производственных котельных с целью выхода на рынок теплоснабжения.

Существующие производственные зоны, расположенные вне существующих источников теплоснабжения и имеющих собственные тепловые источники сохраняются.

Планируемые к строительству производства, расположенные вне зон действия существующих источников, а также производства технологическим процессом которых, предусмотрено потребление газа, должны обеспечиваться тепловой энергией от собственных источников.

Изменений в организации теплоснабжения в существующих производственных зонах схемой теплоснабжения не предполагается.

## **11.Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения городского округа и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии**

Балансы тепловой мощности и тепловой энергии на рассматриваемую перспективу представлены в таблицах 13 - 19.



Таблица 13 – Баланс тепловой мощности и тепловой энергии Городской котельной АО «РИР» (пр-д. Коммунальный, 21) на период Схемы теплоснабжения

Звено			Наименование	Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения															
					2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033 - 2035
Мощности	Источник	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Гкал/ч	602	602	602	602	602	602	602	602	602	602	602	602	602	602	602	602	
		- паровая	Гкал/ч	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	
		- водогрейная	Гкал/ч	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	
		Располагаемая мощность	Гкал/ч	552.6	552.6	552.6	552.6	552.6	552.6	552.6	552.6	552.6	552.6	552.6	552.6	552.6	552.6	552.6	552.6	
		- паровая	Гкал/ч	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	
		- водогрейная	Гкал/ч	512.6	512.6	512.6	512.6	512.6	512.6	512.6	512.6	512.6	512.6	512.6	512.6	512.6	512.6	512.6	512.6	
		Ограничения мощности		37.4	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4	
		- паровая	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		-водогрейная	Гкал/ч	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4	37.4	
		Собственные нужды	Гкал/ч	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	
		-в паре	Гкал/ч	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	
		-в горячей воде	Гкал/ч	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
		Мощность "Нетто", Гкал/ч	Гкал/ч	549.6	549.6	549.6	549.6	549.6	549.6	549.6	549.6	549.6	549.6	549.6	549.6	549.6	549.6	549.6	549.6	
		-в паре	Гкал/ч	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	
		-в горячей воде	Гкал/ч	512.6	512.6	512.6	512.6	512.6	512.6	512.6	512.6	512.6	512.6	512.6	512.6	512.6	512.6	512.6	512.6	
		Краткое описание мероприятий на источнике																		
		Нагрузка на коллекторах, Гкал/ч	Гкал/ч	402.4	402.4	402.4	402.4	402.4	402.4	402.4	402.4	402.4	402.4	402.4	402.4	402.4	402.4	402.4	402.4	
		-в паре	Гкал/ч	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		-в горячей воде	Гкал/ч	399.9	399.9	399.9	399.9	399.9	399.9	399.9	399.9	399.9	399.9	399.9	399.9	399.9	399.9	399.9	399.9	
	Сети	Потери в ТС, Гкал/ч	Гкал/ч	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	
		-в паре	Гкал/ч	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	
		-в горячей воде	Гкал/ч	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
	Потребители	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Гкал/ч	401.67	401.67	401.67	401.67	401.67	401.67	401.67	401.67	401.67	401.67	401.67	401.67	401.67	401.67	401.67	401.67	
		- в паре	Гкал/ч	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	
		-отопление и вентиляция	Гкал/ч	356.8	356.8	356.8	356.8	356.8	356.8	356.8	356.8	356.8	356.8	356.8	356.8	356.8	356.8	356.8	356.8	
		- ГВС (средняя)	Гкал/ч	43.1	43.1	43.1	43.1	43.1	43.1	43.1	43.1	43.1	43.1	43.1	43.1	43.1	43.1	43.1	43.1	
		Нагрузка существующих потребителей (с учетом снижения)	Гкал/ч	376,8	376,8	376,8	376,8	376,8	376,8	376,8	376,8	376,8	376,8	376,8	376,8	376,8	376,8	376,8	376,8	
		- в паре	Гкал/ч	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	
		-отопление и вентиляция	Гкал/ч	361,91	361,77	351,1	351,1	351,1	351,1	332,44	332,44	332,44	332,44	332,44	332,44	332,44	332,44	332,44	332,44	
		- ГВС (средняя)	Гкал/ч	37,99	37,96	43,6	43,6	43,6	43,6	42,59	42,59	42,59	42,59	42,59	42,59	42,59	42,59	42,59	42,59	
		Переключение нагрузок	Гкал/ч							-19,67	-19,67	-19,67	-19,67	-19,67	-19,67	-19,67	-19,67	-19,67	-19,67	
		И-1	Гкал/ч							-19,67	-19,67	-19,67	-19,67	-19,67	-19,67	-19,67	-19,67	-19,67	-19,67	
		Краткое описание изменения нагрузки									0									
Энергии	Источник	Выработка тепловой энергии	Гкал	1041228	923961	900345	1015593	993630	943281	962800	977010	975902	974797	974797	974797	974797	974797	974797		
		-в паре	Гкал	17350	17338	18861	16791	14902	12704	12000	13200	13200	13200	13200	13200	13200	13200	13200		
		-в горячей воде	Гкал	1023878	906623	881484	998802	978728	930577	950800	963810	962702	961597	961597	961597	961597	961597	961597		
		Собственные нужды	Гкал	26280	24656	27924	23706	23543	23083	23270	24140	24140	24140	24140	24140	24140	24140	24140	24140	
			%	2,52%	2,67%	3,10%	2,33%	2,37%	2,45%	2,42%	2,47%	2,47%	2,48%	2,48%	2,48%	2,48%	2,48%	2,48%	2,48%	
		В паре, в т.ч.	Гкал	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	
		-ХВО	Гкал	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213	
		- мазутное хоз-во, АКБ	Гкал	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	
		в горячей воде в т.ч.	Гкал	25780	24156	27424	23206	23043	22583	22770	23640	23640	23640	23640	23640	23640	23640	23640	23640	
		-ХВО	Гкал	4020	4020	4020	4020	4020	4020	4020	4020	4020	4020	4020	4020	4020	4020	4020	4020	
		Отпуск с коллекторов	Гкал	1014948	899305	872422	991887	970087	920198	939530	952870	951762	950657	950657	950657	950657	950657	950657	950657	
		Хозяйственные нужды	Гкал	0	0	0	0	44	2988	4960	5060	5060	5060	5060	5060	5060	5060	5060	5060	
	онни й исто	Покупка	Гкал	43136	40161	38425	42329	41850	41897	43540	42030	42030	42030	42030	42030	42030	42030	42030	42030	
		-в горячей воде	Гкал	43136	40161	38425	42329	41850	41897	43540	42030	42030	42030	42030	42030	42030	42030	42030	42030	
		Сети	Отпуск в сеть	Гкал	1058084	939466	910847	1034216	1011893	959107	978110	989840	988732	987627	987627	987627	987627	987627	987627	
			Потери в ТС	Гкал	132267	73539	96263	140298	119777	103826	122830	134560	133452	132347	132347	132347	132347	132347	132347	132347
				%	12,50%	7,83%	10,57%	13,57%	11,84%	10,83%	12,56%	13,59%	13,50%	13,40%	13,40%	13,40%	13,40%	13,40%	13,40%	13,40%
		Потери в существующих	Гкал	132267	73539	96263	140298	119777	103826	122830	134560	133452	132347	132347	132347	132347	132347	132347	132347	

Звено	Наименование	Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения															
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033 - 2035
		сетях (в сущ. Зоне)																
		Потери в новых сетях	Гкал															
		Потери в переключаемых сетях	Гкал															
		И-1																
	Потребители	Полезный отпуск	Гкал	925817	865927	814584	893918	892116	855281	855280	855280	855280	855280	855280	855280	855280	855280	855280
		Полезный отпуск в существующей зоне	Гкал	925817	865927	814584	893918	892116	855281	855280	855280	855280	855280	855280	855280	855280	855280	855280
		- в паре	Гкал	13649	15982	18105	18790	15426	8184	8180	8180	8180	8180	8180	8180	8180	8180	8180
		-отопление и вентиляция	Гкал															
		- ГВС (средняя)	Гкал															
		Полезный отпуск переключаемым потребителям	Гкал															
		- в горячей воде	Гкал	912168	849945	796479	875128	876690	847097	847100	847100	847100	847100	847100	847100	847100	847100	847100
		Описание изменения полезного отпуска						0	0									
Технико-экономические показатели	Вода	Потребление воды	тыс. м3	3502	3156	3344	3431	3434	3383	3352	3352	3352	3352	3352	3352	3352	3352	3356
		Собственные нужды	тыс. м3	375	352	371	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363
			%	10,71%	11,15%	11,09%	10,58%	10,57%	10,73%	10,83%	10,83%	10,83%	10,83%	10,83%	10,83%	10,83%	10,83%	10,82%
		Потери в ТС	тыс. м3	313	174	321	341,967	341,967	332,83	329,22	323,33	321,22	319,1	319,1	319,1	319,1	319,1	319,1
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)	тыс. м3	313	174	321	341,967	341,967	332,83	329,22	323,33	321,22	319,1	319,1	319,1	319,1	319,1	319,1
		Потери в новых сетях	тыс. м3					4	6	13	13	13	13	13	13	13	13	17
		Потери в переключаемых сетях	тыс. м3						-33	-33	-33	-33	-33	-33	-33	-33	-33	-33
		И-1	тыс. м3						-33	-33	-33	-33	-33	-33	-33	-33	-33	-33
		Разбор т/н на ГВС	тыс. м3	2814	2630	2652	2747	2746	2693	2688	2688	2688	2688	2688	2688	2688	2688	2688
	Топливо	Потребление топлива	млн. нм3	136,8	120,91	117,71	134,83	125,99	120,44	123,67	124,78	124,78	124,78	124,78	124,78	124,78	124,78	124,78
			тыс. т,у.т.	141,3	137,94	157,84	148,99	143,28	147,11	148,73	148,73	148,73	148,73	148,73	148,73	148,73	148,73	141,3
		Удельный расход топли- ва на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	156,16	157,13	158,11	156,17	153,58	155,7	157	158,2	158,2	158,2	158,2	158,2	158,2	158,2	158,2
	ЭЭ	Расход электроэнергии, в том числе	тыс. кВт*ч	27220	24141	26983	26072	25243	25601	25551	25179	25150	25122	25122	25122	25122	25122	25122
		- насосы сетевые	тыс. кВт*ч	18874	16723	18689	17783	17300	17204	17170	16920	16901	16882	16882	16882	16882	16882	16882
		УРЭЭ СН на ОТЭ	кВт*ч/Гкал	18,6	18,6	18,5	17,6	25,12	25,12	25,12	25,12	25,12	25,12	25,12	25,12	25,12	25,12	25,12
		УРЭЭ СН на ОТЭ (без мероп)	кВт*ч/Гкал	18,6	18,97	19,18	19,54	26,86	26,86	26,86	26,86	26,86	26,86	26,86	26,86	26,86	26,86	26,86
		- котлы	тыс. кВт*ч	8251	7322	8198	8194	8353	8307	8291	8171	8161	8152	8152	8152	8152	8152	8152
		УРЭЭ К на ВТЭ	кВт*ч/Гкал	7,92	7,92	7,92	7,92	7,92	7,92	7,92	7,92	7,92	7,92	7,92	7,92	7,92	7,92	7,92
		УРЭЭ К на ВТЭ (без мероприятий)		7,92	7,92	7,92	7,92	7,92	7,92	7,92	7,92	7,92	7,92	7,92	7,92	7,92	7,92	7,92
		- вспомогательное	тыс. кВт*ч	95	95	95	95	95	90	89	88	88	88	88	88	88	88	88
		УРЭЭ	кВт*ч/Гкал	26,8	26,8	26,7	25,8	26,2	26,2	26,2	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9
Мероприя- тия, эффекты в том числе	Подрезка рабочих колес сетевых насосов 1Д- 1250-125 до размера "а"	тыс. кВт*ч			-700	-1750	-1750	-1750	-1750	-1750	-1750	-1750	-1750	-1750	-1750	-1750	-1750	-1750
	Установка сетевых насо- сов типа 2хСЭ-1250-100	тыс. кВт*ч				-310	-310	-310	-310	-310	-310	-310	-310	-310	-310	-310	-310	-310

Таблица 14 – Баланс тепловой мощности и тепловой энергии Обнинской ГТУ-ТЭЦ ПАО «КСК» на период Схемы теплоснабжения

Звено		Наименование	Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения															
				2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033 - 2035
Мощности	Источник	Краткое описание мероприятий на источнике				Замена котлов Eurotherm	Замена котлов Eurotherm				Ввод блока ГТУ-ТЭЦ №2								
		Нагрузка на коллекторах, Гкал/ч	Гкал/ч	25,5	40,4	46,9	51,5	52,3	53,9	55,5	57,1	58,9	60,6	62,4	23,5	23,5	25,5	40,4	46,9
	Сети	Потери в ТС, Гкал/ч	Гкал/ч	1,6	2,1	2,1	2,1	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	1,6	1,6	1,6	2,1	2,1
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)	Гкал/ч	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
		Потери в переключаемых сетях	Гкал/ч		0,46	0,46	0,46	0,64	0,68	0,68	0,7	0,72	0,75	0,78				0,46	0,46
	Потребители	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Гкал/ч	23,9	38,4	44,8	49,4	50,1	51,6	53,2	54,8	56,6	58,2	60	21,9	21,9	23,9	38,4	44,8
		Нагрузка существующих потребителей (с учетом снижения)	Гкал/ч	21,87	21,87	44,8	49,4	50,1	51,6	53,2	54,8	56,6	58,2	60	21,87	21,87	21,87	21,87	44,8
		Прирост нагрузок нового строительства	Гкал/ч	2,03	8,83	6,83	0,6	1,5	1,5	1,6	1,7	1,7	1,7	1,8			2,03	8,83	6,83
		Переключение нагрузок	Гкал/ч	0											0	0	0		
Энергии	Источник	Выработка тепловой энергии	Гкал	44214	55851	59640	80541	83709	85143	90263	93671	97248	101008	104965	38373	39477	44214	55851	59640
		Котлы-утилизаторы	Гкал	39350	49708	53080	72669	75338	76628	81237	84304	87523	90907	94469	34152	35135	39350	49708	53080
		ПВК (РВК)	Гкал	4864	6144	6560	7872	8371	8240	9026	9367	9725	10101	10497	4221	4343	4864	6144	6560
		Собственные нужды	Гкал	5722	5665	5010	7730	7994	8240	9944	10939	12033	13237	14561	5837	5779	5722	5665	5010
			%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Сети	Отпуск с коллекторов	Гкал	38492	50186	54630	72811	75715	76903	80319	82732	85214	87771	90404	32536	33699	38492	50186	54630
		Потери в ТС	Гкал	1785	1983	2320	3359	4175	3223	4429	4562	4699	4840	4985	1446	1607	1785	1983	2320
			%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)	Гкал	1428	1587	1615	2161	3758	3003	3986	4106	4229	4356	4487	1157	1285	1428	1587	1615
		Потери в новых сетях	Гкал	357	397	705	1199	418	220	443	456	470	484	499	289	321	357	397	705
	Потребители	Потери в переключаемых сетях	Гкал																
Полезный отпуск		Гкал	36707	48203	52310	69452	71540	73680	75890	78170	80515	82931	85418	31090	32092	36707	48203	52310	
Полезный отпуск в существующей зоне		Гкал																	
Полезный отпуск новым потребителям		Гкал																	
Полезный отпуск переключаемым потребителям		Гкал																	
Технико-экономические показатели	Вода	Потребление воды	тыс. м3	74	76	79	86	87	86	86	85	84	82	80	79	78	77	76	75
		Собственные нужды	тыс. м3	19,2	21,5	24,5	31,1	32,4	31,5	31,5	30,2	28,7	26,8	25,2	23,7	22,8	21,8	20,8	19,8
			%		26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%
			Потери в ТС	тыс. м3	2,8	2,6	2,6	2,6	2,9	2,9	2,9	2,9	3	3	3	3,1	3,1	3,1	3,1
		Разбор т/н на ГВС	тыс. м3	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
	Топливо	Потребление топлива	тыс. нм3	6211	11181	13079	17299	18483	18496	18974	19638	20356	21060	21573	21893	22332	22662	22779	22843
			т.у.т.	7267	13082	15303	20240	21625	21640	22199	22977	23817	24640	25241	25615	26128	26515	26651	26727
	Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	167,9	162,9	162,8	162,5	162,3	162	164	163,2	162,5	161,7	161,1	160,7	160,4	160	159,8	159,5	

Звено		Наименование	Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения															
				2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033 - 2035
Электрическая часть	Электрическая энергия	Выработка электрической энергии	тыс. кВт*ч	73000	73000	73000	73000	73000	73000	73000	77149	83485	91513	99158	105987	111969	118416	124379	130595
		В цикле с утилизацией	тыс. кВт*ч	38392	61261	62085	63545	64455	66472	67011	77149	83485	91513	99158	105987	111969	118416	124379	130595
		В открытом цикле	тыс. кВт*ч	34608	11739	10915	9456	8545	6529	5989									
		Собственные нужды на выработку электрической энергии	тыс. кВт*ч	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3470	3667	3968	4350	4713	5038	5322	5629	5912	6208
		Собственные нужды на выработку тепловой энергии	тыс. кВт*ч	1650	2971	3447	4497	4765	4688	4789	5217	5345	5461	5540	5579	5658	5710	5713	5705
		Отпуск электрической энергии с шин	тыс. кВт*ч	67880	66560	66084	65033	64765	64842	64741	68264	74172	81701	88905	95370	100988	107077	112754	118682
		Среднегодовая электрическая мощность	МВт	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,8	9,5	10,4	11,3	12,1	12,8	13,5	14,2	14,9
		Среднегодовая загрузка	%	40,10%	39,90%	39,90%	39,90%	39,90%	39,90%	39,90%	42,31%	45,67%	50,00%	54,33%	58,17%	61,54%	64,90%	68,27%	71,63%
	Расход топлива	Потребление топлива на выработку электрической энергии	тыс. нм3	15245	11628	11497	11267	11123	10804	10718	10326	11174	12249	13272	14186	14987	15850	16648	17480
			т.у.т.	17837	13604	13452	13182	13013	12640	12540	12082	13074	14331	15528	16598	17535	18544	19478	20451
		В цикле с утилизацией	т.у.т.	6012	9594	9723	9951	10094	10410	10494	12082	13074	14331	15528	16598	17535	18544	19478	20451
		В открытом цикле	т.у.т.	11824	4011	3729	3231	2920	2231	2046	0	0	0	0					
		Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ электрической энергии	г.у.т./кВт*ч	244,3	186,4	184,3	180,6	178,3	173,2	171,8	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6
		Удельный расход топлива на ОТПУСК электрической энергии	г.у.т./кВт*ч	262,8	203,4	201,2	197,3	194,9	189,6	188,2	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2

Таблица 15 – Баланс тепловой мощности и тепловой энергии ТЭЦ АО «ГНЦ РФ ФЭИ им. А.И. Лейпунского» на период Схемы теплоснабжения

Звено		Наименование	Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения															
				2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033 - 2035
Мощности	Источник	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Гкал/ч	205,2	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148
		Располагаемая мощность	Гкал/ч	205,2	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148
		Ограничения мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Собственные нужды	Гкал/ч	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
		Мощность "Нетто", Гкал/ч	Гкал/ч	149	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147
		Мощность существующего оборудования, Гкал/ч	Гкал/ч	150	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148
		Нагрузка на коллекторах, Гкал/ч	Гкал/ч	94,2	63,62	63,62	63,62	63,62	63,62	63,62	63,62	63,62	63,62	63,62	63,62	63,62	63,62	63,62	63,62
	Сети	Потери в ТС, Гкал/ч	Гкал/ч	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)	Гкал/ч	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	Потребители	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Гкал/ч	91,2	60,62	60,62	60,62	60,62	60,62	60,62	60,62	60,62	60,62	60,62	60,62	60,62	60,62	60,62	60,62
		Нагрузка существующих потребителей (с учетом снижения)	Гкал/ч	91,2	60,62	60,62	60,62	60,62	60,62	60,62	60,62	60,62	60,62	60,62	60,62	60,62	60,62	60,62	60,62
		Прирост нагрузок нового строительства	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Переключение нагрузок	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Краткое описание изменения нагрузки																	
Энергии	Источник	Выработка тепловой энергии	Гкал	138397	138400	101642	122970	121379	114568	121450	118420	118420	118420	118420	118420	118420	118420	118420	118420
		Собственные нужды	Гкал	5508	5510	4700	5240	5500	5500	4500	4195	4195	4195	4195	4195	4195	4195	4195	4195
			%	4,00%	3,98%	4,62%	4,26%	4,53%	4,80%	3,71%	3,54%	3,54%	3,54%	3,54%	3,54%	3,54%	3,54%	3,54%	3,54%
		Отпуск с коллекторов	Гкал	132889	132890	96942	117730	115879	109068	116950	114225	114225	114225	114225	114225	114225	114225	114225	114225
	Сети	Отпуск в сеть	Гкал	132889	132890	96942	117730	115879	109068	116950	114225	114225	114225	114225	114225	114225	114225	114225	114225
		Потери в ТС	Гкал	3700	4000	3313	2416	4468	5103	3200	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
			%	2,80%	3,01%	3,42%	2,05%	3,86%	4,68%	2,74%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)	Гкал	3700	3700	3313	2416	4468	5103	3200	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
	Потребители	Собственное потребление	Гкал	77755	77755	51692	69322	65471	58568	65790	63195	63195	63195	63195	63195	63195	63195	63195	63195
		Полезный отпуск сторонним потребителям	Гкал	51434	51434	41937	45992	45940	45397	47960	47032	47032	47032	47032	47032	47032	47032	47032	47032
		Полезный отпуск в существующей зоне	Гкал	51434	51434	41937	45992	45940	45397	47960	47032	47032	47032	47032	47032	47032	47032	47032	47032
Технико-экономические показатели	Вода	Потребление воды	тыс. м3	164,7	164,7	164,7	164,7	164,7	164,7	164,7	164,7	164,7	164,7	164,7	164,7	164,7	164,7	164,7	164,7
		Собственные нужды	тыс. м3																
			%																
		Потери в ТС	тыс. м3																
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)	тыс. м3																
	Разбор т/н на ГВС	тыс. м3																	
	Топливо	Потребление топлива	тыс. нм3	18399	18399	13772	16909	16848	15904	15714	15294	15294	15294	15294	15294	15294	15294	15294	15294
			т.у.т.	21580	21580	16137	19796	19911	18907	18699	18199	18199	18199	18199	18199	18199	18199	18199	18199
		Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	162	162	166	168	172	173	160	159	159	159	159	159	159	159	159	159

Звено	Наименование	Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения																
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033 - 2035	
СС	Расход электроэнергии	тыс. кВт*ч	3315	3315	4159	3516	3924	3961	2947	2945	2945	2945	2945	2945	2945	2945	2945	2945	
	УРЭЭ	кВт*ч/Гкал	24,9	24,9	40,18	30,5	32,33	36,32	24,89	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	24,87	

Таблица 16 – Баланс тепловой мощности и тепловой энергии котельной ФГБНУ «ВНИИРАЭ» на период Схемы теплоснабжения

Звено		Наименование	Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения															
				2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033 - 2035
Мощности	Источник	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Гкал/ч	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
		Располагаемая мощность	Гкал/ч	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
		Ограничения мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Собственные нужды	Гкал/ч	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
		Мощность "Нетто", Гкал/ч	Гкал/ч	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8
		Мощность существующего оборудования, Гкал/ч	Гкал/ч	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
		Нагрузка на коллекторах, Гкал/ч	Гкал/ч	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3
	Сети	Потери в ТС, Гкал/ч	Гкал/ч	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)	Гкал/ч	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	Потребители	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Гкал/ч	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
		Нагрузка существующих потребителей (с учетом снижения)	Гкал/ч	12,96	12,96	12,96	12,96	12,96	12,96	12,96	12,96	12,96	12,96	12,96	12,96	12,96	12,96	12,96	12,96
		Прирост нагрузок нового строительства	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Переключение нагрузок	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Энергии	Источник	Выработка тепловой энергии	Гкал	18410	18410	18410	18410	18410	18410	18410	18410	18410	18410	18410	18410	18410	18410	18410	18410
		Собственные нужды	Гкал	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460
			%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	
		Отпуск с коллекторов	Гкал	17950	17950	17950	17950	17950	17950	17950	17950	17950	17950	17950	17950	17950	17950	17950	17950
	Сети	Отпуск в сеть	Гкал	17950	17950	17950	17950	17950	17950	17950	17950	17950	17950	17950	17950	17950	17950	17950	17950
		Потери в ТС	Гкал	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950
			%	5,30%	5,30%	5,30%	5,30%	5,30%	5,30%	5,30%	5,30%	5,30%	5,30%	5,30%	5,30%	5,30%	5,30%	5,30%	
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)	Гкал	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950
	Потребители	Собственное потребление	Гкал	5730	5730	5730	5730	5730	5730	5730	5730	5730	5730	5730	5730	5730	5730	5730	5730
		Полезный отпуск сторонним потребителям	Гкал	11270	11270	11270	11270	11270	11270	11270	11270	11270	11270	11270	11270	11270	11270	11270	11270
		Полезный отпуск в существующей зоне	Гкал	11270	11270	11270	11270	11270	11270	11270	11270	11270	11270	11270	11270	11270	11270	11270	11270
Технико-экономические показатели	Вода	Потребление воды	тыс. м3	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7
		Собственные нужды	тыс. м3	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
			%	85,60%	85,60%	85,60%	85,60%	85,60%	85,60%	85,60%	85,60%	85,60%	85,60%	85,60%	85,60%	85,60%	85,60%	85,60%	
		Потери в ТС	тыс. м3	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)	тыс. м3	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
		Разбор т/н на ГВС	тыс. м3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	Топливо	Потребление топлива	тыс. нм3	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200
			т.у.т.	3647	3647	3647	3647	3647	3647	3647	3647	3647	3647	3647	3647	3647	3647	3647	

Звено		Наименование	Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения														
				2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	203,2	203,2	203,2	203,2	203,2	203,2	203,2	203,2	203,2	203,2	203,2	203,2	203,2	203,2	203,2
	СЭ	Расход электроэнергии	тыс. кВт*ч	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
		УРЭЭ	кВт*ч/Гкал	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6



Таблица 17 – Баланс тепловой мощности и тепловой энергии котельной АО «НИФХИ им. Л.Я. Карпова» на период Схемы теплоснабжения

Звено		Наименование	Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения															
				2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033 - 2035
Мощности	Источник	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Гкал/ч	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5
		Располагаемая мощность	Гкал/ч	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5
		Ограничения мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Собственные нужды	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
		Мощность "Нетто", Гкал/ч	Гкал/ч	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5
		Мощность существующего оборудования, Гкал/ч	Гкал/ч	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5	79,5
		Нагрузка на коллекторах, Гкал/ч	Гкал/ч	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
	Сети	Потери в ТС, Гкал/ч	Гкал/ч	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)	Гкал/ч	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	Потребители	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Гкал/ч	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
		Нагрузка существующих потребителей (с учетом снижения)	Гкал/ч	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
		Прирост нагрузок нового строительства	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Переключение нагрузок	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Энергии	Источник	Выработка тепловой энергии	Гкал	40630	40630	40630	40630	40630	40630	40630	40630	40630	40630	40630	40630	40630	40630	40630	40630
		Собственные нужды	Гкал	406,1	406,1	406,1	406,1	406,1	406,1	406,1	406,1	406,1	406,1	406,1	406,1	406,1	406,1	406,1	406,1
			%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	
		Отпуск с коллекторов	Гкал	40224	40224	40224	40224	40224	40224	40224	40224	40224	40224	40224	40224	40224	40224	40224	40224
	Сети	Отпуск в сеть	Гкал	40224	40224	40224	40224	40224	40224	40224	40224	40224	40224	40224	40224	40224	40224	40224	40224
		Потери в ТС	Гкал	2034	2034	2034	2034	2034	2034	2034	2034	2034	2034	2034	2034	2034	2034	2034	2034
			%	5,10%	5,10%	5,10%	5,10%	5,10%	5,10%	5,10%	5,10%	5,10%	5,10%	5,10%	5,10%	5,10%	5,10%	5,10%	
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)	Гкал	2034	2034	2034	2034	2034	2034	2034	2034	2034	2034	2034	2034	2034	2034	2034	2034
	Потребители	Собственное потребление	Гкал	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000
		Полезный отпуск сторонним потребителям	Гкал	14190	14190	14190	14190	14190	14190	14190	14190	14190	14190	14190	14190	14190	14190	14190	14190
		Полезный отпуск в существующей зоне	Гкал	14190	14190	14190	14190	14190	14190	14190	14190	14190	14190	14190	14190	14190	14190	14190	14190
Технико-экономические показатели	Вода	Потребление воды	тыс. м3	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2
		Собственные нужды	тыс. м3	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
			%	98,00%	98,00%	98,00%	98,00%	98,00%	98,00%	98,00%	98,00%	98,00%	98,00%	98,00%	98,00%	98,00%	98,00%	98,00%	
		Потери в ТС	тыс. м3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)	тыс. м3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
		Разбор т/н на ГВС	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Звено	Наименование	Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения																
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033 - 2035	
	Топливо	Потребление топлива	тыс. нм3	5573	5573	5573	5573	5573	5573	5573	5573	5573	5573	5573	5573	5573	5573	5573	
			т.у.т.	6298	6298	6298	6298	6298	6298	6298	6298	6298	6298	6298	6298	6298	6298	6298	
		Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	
	ЭЭ	Расход электроэнергии	тыс. кВт*ч	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	
		УРЭЭ	кВт*ч/Гкал	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	

Таблица 18 – Баланс тепловой мощности и тепловой энергии котельной АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашина» на период Схемы теплоснабжения

Звено		Наименование	Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения															
				2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033 - 2035
Мощности	Источник	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Гкал/ч	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
		Располагаемая мощность	Гкал/ч	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
		Ограничения мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Собственные нужды	Гкал/ч	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
		Мощность "Нетто", Гкал/ч	Гкал/ч	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5
		Мощность существующего оборудования, Гкал/ч	Гкал/ч	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
		Нагрузка на коллекторах, Гкал/ч	Гкал/ч	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5
	Сети	Потери в ТС, Гкал/ч	Гкал/ч	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)	Гкал/ч	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	Потребители	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Гкал/ч	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
		Нагрузка существующих потребителей (с учетом снижения)	Гкал/ч	24,98	24,98	24,98	24,98	24,98	24,98	24,98	24,98	24,98	24,98	24,98	24,98	24,98	24,98	24,98	24,98
		Прирост нагрузок нового строительства	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Переключение нагрузок	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Энергии	Источник	Выработка тепловой энергии	Гкал	60200	60200	60200	60200	60200	60200	60200	60200	60200	60200	60200	60200	60200	60200	60200	60200
		Собственные нужды	Гкал	1510	1510	1510	1510	1510	1510	1510	1510	1510	1510	1510	1510	1510	1510	1510	1510
			%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	
		Отпуск с коллекторов	Гкал	58690	58690	58690	58690	58690	58690	58690	58690	58690	58690	58690	58690	58690	58690	58690	58690
	Сети	Отпуск в сеть	Гкал	58690	58690	58690	58690	58690	58690	58690	58690	58690	58690	58690	58690	58690	58690	58690	58690
		Потери в ТС	Гкал	4108	4108	4108	4108	4108	4108	4108	4108	4108	4108	4108	4108	4108	4108	4108	4108
			%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)	Гкал	4108	4108	4108	4108	4108	4108	4108	4108	4108	4108	4108	4108	4108	4108	4108	4108
	Потребители	Собственное потребление	Гкал	52712	52712	52712	52712	52712	52712	52712	52712	52712	52712	52712	52712	52712	52712	52712	52712
		Полезный отпуск сторонним потребителям	Гкал	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870
		Полезный отпуск в существующей зоне	Гкал	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870	1870
Технико-экономические показатели	Вода	Потребление воды	тыс. м3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
		Собственные нужды	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Потери в ТС	тыс. м3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)	тыс. м3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
		Разбор т/н на ГВС	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Топливо	Потребление топлива	тыс. нм3	8440	8440	8440	8440	8440	8440	8440	8440	8440	8440	8440	8440	8440	8440	8440	8440
			т.у.т.	9858	9858	9858	9858	9858	9858	9858	9858	9858	9858	9858	9858	9858	9858	9858	
		Удельный расход топлива на отпуск тепловой	кг у.т./Гкал	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168	168

Звено		Наименование	Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения															
				2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033 - 2035
		энергии																	
	СС	Расход электроэнергии	тыс. кВт*ч	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500
		УРЭЭ	кВт*ч/Гкал	42,6	42,6	42,6	42,6	42,6	42,6	42,6	42,6	42,6	42,6	42,6	42,6	42,6	42,6	42,6	42,6

Таблица 19 – Баланс тепловой мощности и тепловой энергии БМК-Заовражье на период Схемы теплоснабжения

Звено		Наименование	Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения															
				2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033 - 2035
Мощности	Источник	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Гкал/ч				20	20	20	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
		Располагаемая мощность	Гкал/ч				20	20	20	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
		Ограничения мощности	Гкал/ч				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Собственные нужды	Гкал/ч				0,6	0,6	0,6	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
		Мощность "Нетто", Гкал/ч	Гкал/ч				19,4	19,4	19,4	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1
		Нагрузка на коллекторах, Гкал/ч	Гкал/ч				8,7	13	13	13	16	17,3	18,6	19,9	21,2	22,6	23,9	25,2	29,1
	Сети	Потери в ТС, Гкал/ч	Гкал/ч				0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	
	Потребители	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Гкал/ч				8,6	12,8	12,8	12,8	15,8	17,1	18,4	19,7	21	22,3	23,6	24,9	28,7
Энергии	Источник	Выработка тепловой энергии	Гкал				10683	16111	16111	16111	19694	21247	22800	24352	26315	27869	29421	30974	35924
		Собственные нужды	Гкал				107	161	161	161	197	212	228	243	263	279	294	310	359
			%				1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
		Отпуск с коллекторов	Гкал				10576	15950	15950	15950	19497	21035	22572	24109	26052	27590	29127	30664	35565
	Сети	Отпуск в сеть	Гкал				10576	15950	15950	15950	19497	21035	22572	24109	26052	27590	29127	30664	35565
		Потери в ТС	Гкал				407	814	814	814	814	814	814	814	1220	1220	1220	1220	1627
	%					3,85%	5,10%	5,10%	5,10%	4,18%	3,87%	3,61%	3,38%	4,68%	4,42%	4,19%	3,98%	4,57%	
Потребители	Полезный отпуск сторонним потребителям	Гкал				10169	15136	15136	15136	18683	20221	21758	23295	24832	26370	27907	29444	33938	
Технико-экономические показатели	Вода	Потребление воды	тыс. м3				3,24	4,88	4,88	4,88	5,98	6,48	6,88	7,38	8,02	8,52	8,92	9,42	10,96
		Собственные нужды	тыс. м3				3,2	4,8	4,8	4,8	5,9	6,4	6,8	7,3	7,9	8,4	8,8	9,3	10,8
			%				98,80%	98,40%	98,40%	98,40%	98,70%	98,80%	98,80%	98,90%	98,50%	98,60%	98,70%	98,70%	98,50%
		Потери в ТС	тыс. м3				0,04	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,12	0,12	0,12	0,12	0,16
		Разбор т/н на ГВС	тыс. м3				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Топливо	Потребление топлива	тыс. нм3				1466	2210	2210	2210	2702	2915	3128	3341	3610	3824	4037	4250	4929
			т.у.т.				1656	2498	2498	2498	3053	3294	3535	3776	4080	4321	4561	4802	5570
		Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал				156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6	156,6
	ЭЭ	Расход электроэнергии	тыс. кВт*ч				434	654	654	654	799	862	925	988	1068	1131	1194	1257	1458
		УРЭЭ	кВт*ч/Гкал				41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41

## **12. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения**

1. Присоединение любого дополнительного потребителя к действующей или вновь проектируемой системе теплоснабжения (п. 14, ст. 1, Федерального закона № 190-ФЗ от 27.07.2010) всегда увеличивает «совокупные расходы» (п. 30, ст. 1, Федерального закона № 190-ФЗ от 27.07.2010), так как требует дополнительных капиталовложений, расхода топлива и т.д.

Строгое выполнение требований закона определяет нулевой радиус. В действительности важно, чтобы не увеличивались удельные затраты (себестоимость) на производство, транспорт и реализацию тепла.

В условиях плановой экономики при 100% государственных инвестиций поиск минимума этого функционала являлся целью многочисленных исследований.

В рыночной экономике достигнутый в данной системе теплоснабжения минимум удельных затрат вовсе не является гарантией сбыта тепла. Естественным индикатором конкурентоспособности является себестоимость (цена) у конкурента - газовой котельной у одного или группы перспективных абонентов. В противном случае необходимо вводить норму принудительного подключения к действующим системам теплоснабжения. Рассчитывать на снижение затрат в этом случае не приходится.

Обозначенное законом определение «радиуса эффективного теплоснабжения» как расстояния от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии возможно только для новых теплоисточников, расположенных в центре равномерно распределенной тепловой нагрузки.

Для действующих теплоисточников, расположенных, как правило, на подветренной границе, этот «радиус» существенно зависит от наличия резервов тепловой мощности на источнике, пропускной способности сетей, величины присоединяемой нагрузки и месторасположения нового абонента.

Ниже показано, что в условиях системы теплоснабжения г. Обнинска вдоль основных магистралей Ду 600, Ду 800 этот радиус составляет 6,0 и 5,6 км соответственно, а в других направлениях при нагрузке до 1 Гкал/ч не превышает 450 м.

Определение радиуса эффективного теплоснабжения в системе теплоснабжения города проведено в два этапа:

1. Определение резерва пропускной способности тепловой сети по двум основным тепломагистралям Ду 600 и Ду 800 мм. Определение технологически возможного (по давлению в обратной линии и перепаду давления) удлинения магистрали.

2. Оценка стоимости строительства тепломагистральной. Сравнение вариантов строительства нового источника теплоснабжения с увеличением протяженности тепловой сети.

Пропускная способность обеих магистралей определялась исходя из следующих условий:

Давление в обратном трубопроводе у конечных абонентов не более 60 м;

Располагаемый напор не менее 20 м.

По результатам расчета резерв пропускной способности тепломагистральной Ду 600 мм составил 370 т/ч, что соответствует тепловой мощности 26 Гкал/ч (при удельном расходе сетевой воды 14 т/(Гкал/ч)). Передача тепловой мощности при строительстве тепловой сети Ду 400 мм возможна на расстояние 1,5 км.

Стоимость строительства котельной тепловой мощностью 26 Гкал/ч оценивается в размере 123 млн. руб., стоимость строительства тепловой сети Ду 400 мм длиной 1,5 км - 90,6 млн. руб., что меньше на 32 млн. руб.

Предельная дальность транспорта тепла на выводе Ду=600 составит:  $4,5+1,5=6,0$  км.

Резерв пропускной способности тепломагистральной Ду 800 мм составил 440 т/ч, что соответствует тепловой мощности 31 Гкал/ч (при удельном расходе сетевой воды 14 т/(Гкал/ч)). Передача тепловой мощности при строительстве тепловой сети Ду 400 мм возможна на расстояние 1,8 км.

Стоимость строительства котельной тепловой мощностью 31 Гкал/ч оценивается в размере 141 млн. руб., стоимость строительства тепловой сети Ду 400 мм длиной 1,8 км - 108,8 млн. руб., что меньше на 32 млн. руб.

Предельная дальность транспорта тепла на выводе Ду800 составит:  $3,8+1,8= 5,6$  км.

Сравнение вариантов проведено без учета дополнительных затрат на перекачку теплоносителя и тепловых потерь, возникающих при увеличении длины тепловой сети, оказывающих незначительное влияние на себестоимость отпускаемой тепловой энергии.

Для Обнинской ГТУ ТЭЦ №1 были проведены расчеты эффективного теплоснабжения района «Заовражье». Для расчетов были приняты следующие данные:

- планируемая мощность источника теплоснабжения – 70 Гкал/ч;
- диаметр планируемого трубопровода Ду=500 мм (пропускная способность 1200 м<sup>3</sup>/ч);
- протяженность трубопровода L=3350м;
- минимальный перепад давления у конечного потребителя 5 м.в.ст.

Для последнего условия была рассчитана максимальная протяженность тепловой сети, которая составила  $R_1=4025$  м, при этом годовые потери составят 9114,21 Гкал, что

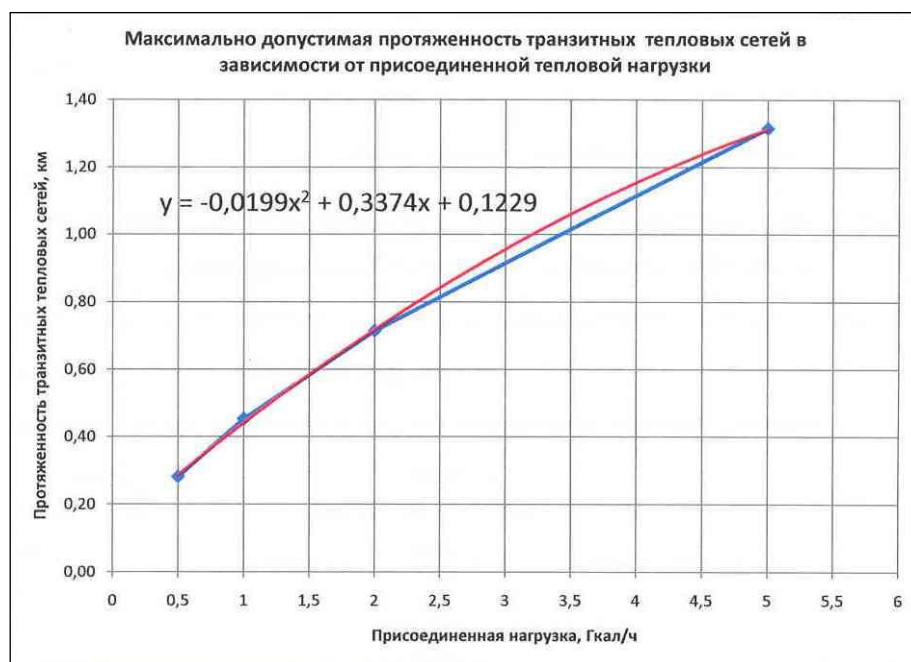
составит 5,6% от годового потребления тепловой энергии на источнике ( $Q_{\text{год}}=163856$  Гкал).

Был произведен расчет для условия величины потерь на транспорт не превышающих 5% от годового потребления тепловой энергии. Максимальная протяженность тепловой сети составила  $R_2=3615$  м.

На основании выполнения двух условий одновременно, оптимальный радиус теплоснабжения для Обнинской ГТУ ТЭЦ №1 составит  $R_{\text{опт}}=3615$  м.

Столь неоднозначные оценки обуславливают практическую бессмысленность проведения многовариантных расчетов до разработки и утверждения в установленном порядке нормативных методов оценки «радиуса».

Вместе с тем для специфических условий г. Обнинска определение предельной дальности транспорта тепла от точек питания (не источника!) может быть основано на сопоставлении капиталовложений в транзитный теплопровод (ответвления) и инвестиции в альтернативную газовую котельную у потребителя (рисунки ниже).



**Рисунок 20 - Максимально допустимая протяженность тепловых сетей в зависимости от присоединенной тепловой нагрузки до 5 Гкал/ч**





**Рисунок 21 - Максимально допустимая протяженность тепловых сетей в зависимости от присоединенной тепловой нагрузки от 20 Гкал/ч**

В таблице 18 представлены данные по диаметрам тепловых сетей в зависимости от присоединенной тепловой нагрузки.

**Таблица 20 - Присоединенная тепловая нагрузка и диаметр тепловых сетей**

Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал	Диаметр тепловых сетей, мм
0,5	70
1	100
2	125
5	175
26	400
31	400

Очевидно, что применение этого метода возможно только для оценочных расчетов в пределах использования резервов тепловой мощности котельной и пропускной способности существующих теплопроводов. После исчерпания этих резервов каждое новое присоединение в любой точке системы должно сопровождаться расчетом затрат на генерацию и транспорт.

Учет тепловых потерь и расходов электроэнергии на транспорт тепла не окажет существенного влияния на результаты. Их общая величина в себестоимости тепла не превышает 20 %, а в данном случае следует учитывать лишь разницу в затратах по вариантам централизованной и автономной котельной. Очевидно, что транзит тепла по существую-

щей сети не увеличивает общих трансмиссионных тепловых потерь, а для новых теплопроводов характерны низкие трансмиссионные потери.

Более того, догрузка по теплу существующих теплопроводов в большинстве случаев не увеличит, а снизит долю тепловых потерь от годового отпуска тепла. Даже в случае действительно малооправданного, исключенного в предыдущей версии проекта, присоединения ООО «Поляны» доля тепловых потерь в системе не увеличится и составит все те же 13 %.