

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«ГОРОД КИРОВО-ЧЕПЕЦК»  
КИРОВСКОЙ ОБЛАСТИ**



**Обосновывающие материалы к  
схеме теплоснабжения:**

**Книга 7. Предложения по строительству,  
реконструкции и техническому  
первооружению источников тепловой  
энергии**

**Глава 7. Предложения по строительству,  
реконструкции и техническому  
первооружению источников тепловой  
энергии**

**Согласовано:**  
администрация  
муниципального образования  
«Город Кирово-Чепецк»  
Кировской области

**Согласовано:**  
филиал «Кировский»  
ПАО «Т Плюс»

---

---

---

---

## **СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «ГОРОД КИРОВО-ЧЕПЕЦК» КИРОВСКОЙ ОБЛАСТИ**

**Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения:**

**Книга 7. Предложения по строительству,  
реконструкции и техническому перевооружению  
источников тепловой энергии**

**Глава 7. «Предложения по строительству,  
реконструкции и техническому перевооружению  
источников тепловой энергии»**

Генеральный директор  
ООО «Энергосберегающие технологии»

\_\_\_\_\_ Д.А. Казаков

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г

## Содержание

Содержание.....	3
Раздел 1. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления .....	5
Раздел 2. Предложения по реконструкции и техническому перевооружению источников, работающих в режиме .....	7
2.1. Расположение источников теплоснабжения в г. Кирово-Чепецке .....	7
2.2. Предложения по реконструкции оборудования и техническому перевооружению Кировской ТЭЦ-3 и котельной микрорайона Каринторф .....	8
2.2.1. Общая характеристика оборудования Кировской ТЭЦ-3 .....	8
2.2.2. Общая характеристика оборудования котельной микрорайона Каринторф.....	12
2.2.3. Предложения по выводу старых, неэффективных, морально и физически изношенных и отработавших свой ресурс мощностей Кировской ТЭЦ-3 .....	12
2.2.4. Предложения по выводу старых, неэффективных, морально и физически изношенных и отработавших свой ресурс мощностей котельной Каринторф.....	13
2.2.5. Предложения по вводу в эксплуатацию новых мощностей на Кировской ТЭЦ-3.....	13
2.2.6. Предложения по вводу в эксплуатацию новых мощностей на котельной микрорайона Каринторф .....	14
2.2.7. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности Кировской ТЭЦ-3 с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности .....	14
2.2.8. Предложения по техническому перевооружению ТЭЦ-3 с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения .....	15
2.2.9. Обоснование предложений по расширению зоны действия действующего источника тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии .....	20
2.2.10. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по подключению тепловой нагрузки малых котельных к тепловым сетям Кировской ТЭЦ-3.....	21
2.3. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок .....	22
2.4. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии .....	22
2.5. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии .....	22
2.6. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии .....	22
2.7. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями .....	22
2.8. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах .....	23
2.9. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения г. Кирово-Чепецк и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии.....	24

2.10. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения зоны действия ТЭЦ-3, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе .....	24
2.11. Предложения по строительству новых источников теплоснабжения .....	28
2.12. Предложения по реконструкции и техническому перевооружению котельных .....	28
Раздел 3. Расчет максимальной выработки электрической энергии на базе прироста теплового потребления.....	30
Раздел 4. Определение перспективных режимов загрузки Кировской ТЭЦ-3 по присоединенной тепловой нагрузке .....	34
4.1. Сведения об изменениях состава установленного оборудования Кировской ТЭЦ-3, учитываемых при разработке перспективных топливных балансов .....	34
4.2. Определение перспективных режимов загрузки оборудования Кировской ТЭЦ-3 по присоединенной тепловой нагрузке .....	36
Раздел 5. Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива в Схеме теплоснабжения г. Кирово-Чепецк.....	39
5.1. Определение потребности в топливе для Кировской ТЭЦ-3 .....	39
5.2. Определение потребности в топливе для котельной микрорайона Каринторф .....	46
5.3. Рекомендации по видам используемого топлива для Кировской ТЭЦ-3 .....	48
5.4. Рекомендации по видам используемого топлива для котельной микрорайона Каринторф .....	49
Список использованных источников .....	50

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

В системе теплоснабжения муниципального образования (МО) «Город Кирово-Чепецк» выделяются две зоны теплоснабжения, где обеспечено теплоснабжение и горячее водоснабжения потребителей таких категорий как население, общественные, административные, производственные здания. Это зона теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3 и зона теплоснабжения котельной МКР Каринторф.

Зона теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3 включает в себя один источник тепловой энергии – Кировская ТЭЦ-3. По состоянию на 2018 год установленная электрическая мощность ТЭЦ – 258 МВт. Установленная тепловая мощность Кировской ТЭЦ-3 – 606 Гкал/ч, из которой тепловая мощность отборов паровых турбин 206 Гкал/ч (в том числе от ПГУ 106 Гкал/ч), мощность пиковых водогрейных котлов 400 Гкал/ч. Тепловая мощность отборов паровых турбин складывается из мощности теплофикационных отборов – 136 Гкал/ч - и мощности производственных отборов – 70 Гкал/ч. Отпуск тепловой энергии в воде с коллекторов станции за 2017 год составил 913,314 тыс. Гкал.

Общая протяженность тепловых сетей в зоне теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3 составляет 159858,62 пм. 77,9% тепловых сетей по материальной характеристике принадлежит АО «КТК».

Единой теплоснабжающей организацией в зоне теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3 является АО «КТК».

Зона теплоснабжения котельной МКР Каринторф включает в себя один источник тепловой энергии – котельная МКР Каринторф. Установленная тепловая мощность котельной МКР Каринторф – 6,88 Гкал/ч. Отпуск тепловой энергии в воде с коллекторов станции за 2017 год составил 14,763 тыс. Гкал. Тепловые сети в МКР «Каринторф» имеют протяженность 6,574 км и находятся на балансе МУП «Коммунальное хозяйство». Потребители получают тепловую энергию только для нужд отопления, система горячего водоснабжения отсутствует.

Единой теплоснабжающей организацией в зоне теплоснабжения котельной МКР Каринторф является ООО «ТЕПЛОВЕНТ-ПРО».

Экономически целесообразных вариантов перевода нагрузки потребителей на другие существующие источники теплоснабжения в городе нет. Существующие потребители тепловой энергии от систем централизованного теплоснабжения находятся в пределах зоны эффективного теплоснабжения существующих источников, поэтому необходимости строительства новых источников на сегодня нет. В качестве перспектив развития системы теплоснабжения в зоне действия существующих источников следует рассмотреть два варианта обеспечения потребителей тепловой энергией:

- 1) централизованное теплоснабжения от существующих источников тепловой энергии;
- 2) использование индивидуальных газовых котлов.

В Книге 5 глава 1.2 проведено технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения МО «Город Кирово-Чепецк» и обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения. В результате проведенного анализа приоритетным вариантом развития системы теплоснабжения МО «Город Кирово-Чепецк» в тепловых зонах Кировской ТЭЦ-3 и котельной МКР Каринторф определено использование существующих источников тепловой энергии. Использование индивидуальных газовых котлов целесообразно в зонах удаленных от существующих тепловых сетей от действующих источников, либо при отсутствии технической возможности на тепловых сетях.

Выбор источника тепловой энергии для подключения перспективных потребителей тепловой энергии (мощности) произведен в Книге 5, раздел 2. Сводные данные по подключению перспективных площадок в г. Кирово-Чепецк на период 2018 – 2033 гг. объединены в таблицу 1.1.

Таблица 1.1.

№ п/п	Наименование площадки	Прирост объемов потребления тепловой мощности, Гкал/ч	Тип застройки	Источник теплоснабжения
1	Зона нового строительства № 1	0	-	-
2	Зона нового строительства № 2	1,0106	Жилая многоквартирная и общественно-деловая	ТЭЦ-3
3	Зона нового строительства № 3	0,137	Жилая многоквартирная и общественно-деловая	ТЭЦ-3
		0,095	Жилая индивидуальная	ТЭЦ-3
4	Зона нового строительства № 4	0,0608	Общественно-деловая	ТЭЦ-3
5	Зона нового строительства № 5	0,3415	Жилая многоквартирная и общественно-деловая	ТЭЦ-3
6	Зона нового строительства № 6	0,2039	Жилая индивидуальная	индивидуальные газовые котлы
7	Зона нового строительства № 7	1,6544	Жилая многоквартирная и общественно-деловая	ТЭЦ-3
8	Зона нового строительства № 8	0,5914	Жилая индивидуальная	индивидуальные газовые котлы
	ИТОГО	4,0946		

Строительство тепловых сетей в зоне действия Кировской ТЭЦ-3 за счет платы за подключение проводит АО «КТК».

Реализация мероприятий по подключению к тепловым сетям новых потребителей тепловой энергии не влияет на величину конечного тарифа на тепловую энергию для потребителей в целом по зоне теплоснабжения.

## Раздел 2. Предложения по реконструкции и техническому перевооружению источников, работающих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

### 2.1. Расположение источников теплоснабжения в г. Кирово-Чепецке

В границах МО «Город Кирово-Чепецк» имеются зоны действия четырех источников теплоснабжения.

Кировская ТЭЦ-3 принадлежит ПАО «Т Плюс». Часть Кировской ТЭЦ-3 с 2016 года находится в аренде ООО «ГалоПолимер Кирово-Чепецк», тепловые сети, преимущественно, на балансе АО «КТК».

Котельная в МКР Каринторф закреплена на праве хозяйственного ведения за МУП «Коммунхоз» г. Кирово-Чепецка и с 01.09.2018 вместе с сетями передана в аренду ООО «ТЕПЛОВЕНТ-ПРО», до этого времени была в аренде у ООО Рубеж».

Котельная ИК-11 г. Кирово-Чепецк находится в собственности ФКУ «База материально-технического и военного снабжения УФСИН по Кировской области», тепловые сети – на балансе ФКУ «База материально-технического и военного снабжения УФСИН по Кировской области».

Котельная «Уралхим» находится в собственности АО «Объединенная химическая компания «Уралхим», тепловые сети – на балансе АО «Объединенная химическая компания «Уралхим».

Схема расположения источников теплоснабжения МО «Город Кирово-Чепецк» приведена на рис. 2.1.1.

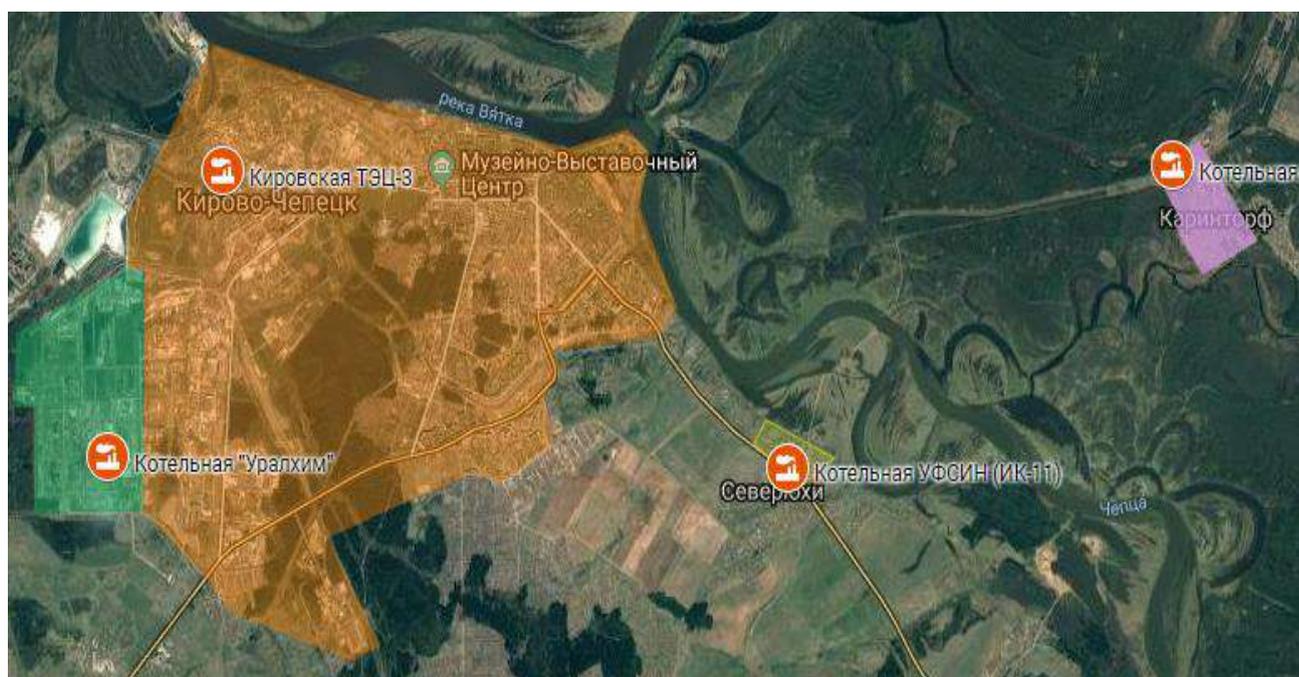


Рис. 2.1.1. Схема расположения источников теплоснабжения в г. Кирово-Чепецк

В табл. 2.1.1. приведены полезный отпуск тепловой энергии и тарифы на тепловую энергию для источников теплоснабжения МО «Город Кирово-Чепецк».

Таблица 2.1.1

Наименование производителя тепловой энергии	Выработка тепловой энергии за 2017 год, Гкал	Тариф на тепловую энергию в воде, руб/Гкал	
		с 01.01.2018 г.	с 01.07.2018 г.
Кировская ТЭЦ-3 (ПГУ)	493 427,0	732,55	740,80
Кировская ТЭЦ-3 (старая часть)	562 571,0	863,73	1032,33
Котельная МКР Каринторф	14 763,3	1659,2	1715,3
ФКУ «База материально-технического и военного снабжения УФСИН по Кировской области» (котельная ИК-11 г. Кирово-Чепецк)	9 618,8	1568,9	1716,4
АО «Объединенная химическая компания «Уралхим»	176 173,0	985,6	1005,9

Теплоснабжение жилых, общественных и административных зданий обеспечивают два источника: Кировская ТЭЦ-3 и котельная микрорайона Каринторф. Котельные «Уралхим» и ИК-11 являются промышленными источниками для обеспечения производственных нужд, поэтому в дальнейшем рассматриваться не будут.

## **2.2. Предложения по реконструкции оборудования и техническому перевооружению Кировской ТЭЦ-3 и котельной микрорайона Каринторф**

### **2.2.1. Общая характеристика оборудования Кировской ТЭЦ-3**

Установленная электрическая мощность ТЭЦ – 258 МВт.

Установленная тепловая мощность Кировской ТЭЦ-3 – 606 Гкал/ч, из которой тепловая мощность отборов паровых турбин 206 Гкал/ч, мощность пиковых водогрейных котлов 400 Гкал/ч. Тепловая мощность отборов паровых турбин складывается из мощности теплофикационных отборов – 136 Гкал/ч и мощности производственных отборов – 70 Гкал/ч.

На промплощадке Кировской ТЭЦ-3 рядом с существующей ТЭЦ в июле 2014 года введен в эксплуатацию блок ПГУ-220 в моноблочном исполнении на базе газотурбинной установки мощностью 160 МВт, паровой теплофикационной турбины типа Т мощностью 63 МВт и одного двухконтурного котла-утилизатора со всем необходимым тепло- и электротехническим оборудованием.

Блок ПГУ введен с целью расширения существующей Кировской ТЭЦ-3 с возможностью участия в общем нормированном первичном и, при работе в конденсационном режиме, в автоматическом вторичном регулировании частоты и мощности

энергосистемы.

После ввода в эксплуатацию блока ПГУ электрической мощностью 220 МВт и тепловой 136 Гкал/ч суммарная установленная электрическая мощность составила – 258 МВт, а тепловая – 606 Гкал/ч.

Основным и резервным топливом для газовой турбины является природный газ. Аварийное топливо для газовых турбин не предусматривается, так как природный газ подается на ПГУ через новую ГРС от двух независимых магистральных газопроводов «Киров-Оханск» и «КС Вятская-Киров».

В состав блока ПГУ входит проверенное и надежное оборудование:

- газовая турбина ГТЭ-160 производства ОАО «Силовые машины» в комплекте с генератором с воздушным охлаждением ТЗФГ-180-2У3;
- котел-утилизатор Е-236/41-9,14/1,45-512/298 производства ОАО «ЭМАльянс»;
- паровая турбина Т-63/76-8,8 производства ЗАО «УТЗ» в комплекте с генератором с воздушным охлаждением ТФ-80-2У3 комплектуется генератором с воздушным охлаждением ТФ-80-2У3 производства НПО «Элсиб».

Технико-экономические показатели блока ПГУ-220 приведены в табл.2.2.1.

Таблица 2.2.1

№ п/п	Наименование	Размерность	Показатели
1	Установленная тепловая мощность	-	-
1.1	- электрическая	МВт	220
1.2	- тепловая	Гкал/ч	136
2	Число часов использования установленной мощности	-	-
2.1	- электрической	ч	7875
2.2	- тепловой	ч	3661
3	Годовая выработка электроэнергии	10 <sup>3</sup> кВт*ч	1732587,9
4	Расход электроэнергии на собственные нужды	10 <sup>3</sup> кВт*ч	57363,4 (3,31 %)
5	Годовой отпуск электроэнергии	10 <sup>3</sup> кВт*ч	1675224,5
6	Годовой отпуск тепловой энергии горячей водой	Гкал	497851,2
7	Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии	-	-
7.1	- электроэнергии	г.у.т. / кВт*ч	225,4
7.2	- тепловой энергии	кг.у.т / Гкал	158,2
8	Годовой расход условного топлива	-	-
8.1	- условного	тыст.у.т	456,4
8.2	- натурального	млн. м <sup>3</sup>	397,4
9	КПД использования тепла топлива	%	60,7

Тепловая схема ПГУ-220 разработана таким образом, чтобы обеспечить любое сочетание электрической и тепловой нагрузок из технического диапазона электрических нагрузок и от максимального значения тепловой нагрузки (теплофикационного режима) до полного ее отсутствия (конденсационного режима).

Режим работы ПГУ в энергосистеме (в соответствии с письмом ПАО «Т Плюс» №01-04/1-377 от 11.05.2011) – базовый, согласно диспетчерского графика нагрузок с возможностью участия в общем нормированном первичном и автоматическом вторичном (при работе в конденсационном режиме) регулировании частоты и мощности энергосистемы. В отопительный период ПГУ работает в теплофикационном режиме и обеспечивает отопительную нагрузку в соответствии с температурным графиком теплосети существующей станции при использовании регулируемых теплофикационных отборов паровой турбины Т-63/76-8,8.

Подготовка и восполнение потерь теплосети производится в существующей части ТЭЦ. В неотапительный период ПГУ работает в конденсационном режиме без отборов пара для нужд существующей станции. Обеспечение тепловой нагрузки в горячей воде и паре, а также подпитки теплосети производится от существующего оборудования ТЭЦ. В случае аварийного останова (не более 6-ти часов) оборудования существующей станции ПГУ обеспечивает возможность подачи пара промышленному потребителю от паропровода низкого давления котла-утилизатора и контура высокого давления котла-утилизатора через РОУ блока ПГУ.

Состав и парковый ресурс основного оборудования Кировской ТЭЦ-3 приведен в табл. 2.2.2.

Таблица 2.2.2

Ст №	Тип (марка) оборудования	Год ввода	Парковый ресурс, ч (лет)	Наработка с начала эксплуатации на 1.01.2018, ч	Продление паркового ресурса, час	Остаточный ресурс, час
<b>Турбоагрегаты</b>						
3	ПТ-22-90-10	1953	270 000	476 251	504 976	28 725
4	Т-25-90	1954	270 000	-	-	Выведено
5	Т-27-90	1956	270 000	-	-	Выведено
6	Т-42/50-90	1957	270 000	-	-	Выведено
8	ПТ-30-90/10	1959	270 000	-	-	Выведено
<b>Котлоагрегаты</b>						
5	ТП-170-1	1953	250 000	-	-	Выведено
6	ТП-170-1	1954	250 000	-	-	Выведено
7	ТП-170-1	1954	250 000	-	-	Выведено
8	ТП-170-1	1956	250 000	305 128	349 360	44 232
9	ПК-14/2	1958	250 000	-	-	Выведено

10	ПК-14/2	1959	250 000	302 977	342 613	36 636
11	ПК-14/2	1962	250 000	260 147	295 938	35 791
<b>ПГУ</b>						
КУ ПГУ	E236/41-9,14/1,45-512/297	2014	300000	23341	-	276 659
ПТ ПГУ	T-63/76-8,8	2014	220000	25106	-	194 894
ГТ ПГУ	ГТ-160	2014	100000	24913	-	75 087
<b>Водогрейные котлы</b>						
1	КВ-ГМ-100-150	1975	140 160	20 380	-	119 780
2	КВ-ГМ-100-150	1975	140 160	26 627	-	113 533
3	КВ-ГМ-100-150	1976	140 160	29 330	-	110 830
4	КВ-ГМ-100-150	1976	140 160	29 386	-	110 774

Как следует из данных, представленных в табл. 2.2.2 срок службы оборудования старой части ТЭЦ-3 превышает 50 лет. Выработавшее свой парковой ресурс оборудование выведено из эксплуатации в 2015-2016 гг.

Также необходимо отметить низкую тепловую нагрузку ТЭЦ. По данным приборов коммерческого учета тепловой энергии с горячей водой и паром, максимальный отпуск тепла с коллекторов ТЭЦ-3 за 2014, 2015, 2016 гг. составил соответственно 322, 302,6, 270,6 Гкал/ч, что приблизительно в два раза ниже установленной тепловой мощности станции.

Подробные данные по загрузке оборудования ТЭЦ-3 представлены в Книге 1.

Следствием низкой тепловой нагрузки производственных и теплофикационных отборов старой части станции являются высокие удельные расходы топлива на отпуск электрической и тепловой энергии, особенно в неотапительный период (табл. 2.2.3).

**Таблица 2.2.3**

№ п/п	Наименование показателя	2015г	2016г	2017г
<b>Старая часть ТЭЦ-3</b>				
1	Удельный расход топлива на отпуск электрической энергии, г у.т./кВт.ч	336,2	412,9	409,5
1.1	- отопительный период	322,3	395,9	413,3
1.2	- неотапительный период	404,4	451,9	403,8
2	Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии, кг.у.т./Гкал	182,1	179,4	180,3
2.1	- отопительный период	179,3	175,3	177,5
2.2	- неотапительный период	192,3	194,7	187,3
<b>ПГУ ТЭЦ-3</b>				
1	Удельный расход топлива на отпуск электрической энергии, г у.т./кВт.ч	217,3	211,1	209,0
1.1	- отопительный период	204,8	194,7	190,5
1.2	- неотапительный период	244,5	242,1	241,1
2	Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии, кг.у.т./Гкал	155,6	166,6	167,4
2.1	- отопительный период	154,4	165,7	167,3

2.2	- неотапительный период	168,6	173,5	168,5
<b>Всего по станции</b>				
1	Удельный расход топлива на отпуск электрической энергии, г у.т./кВт.ч	234,4	224,0	223,6
1.1	- отопительный период	224,7	208,4	205,9
1.2	- неотапительный период	257,7	254,0	254,0
2	Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии, кг.у.т./Гкал	175,1	175,0	175,6
2.1	- отопительный период	171,9	171,7	173,4
2.2	- неотапительный период	189,3	189,9	183,8

### 2.2.2. Общая характеристика оборудования котельной микрорайона Каринторф

Установленная тепловая мощность котельной Каринторф – 6,88 Гкал/ч. Располагаемая тепловая мощность – 5,5 Гкал/ч.

Основным теплоэнергетическим оборудованием котельной микрорайона Каринторф являются котлы КВаГн «Вулкан»VK-2000 и КВаГн «Вулкан»VK-1500.

Котельная установка состоит из котла, блочной горелки и автоматики. Котлоагрегаты оснащены автоматикой безопасности горения и контрольно-измерительными приборами.

### 2.2.3. Предложения по выводу старых, неэффективных, морально и физически изношенных и отработавших свой ресурс мощностей Кировской ТЭЦ-3

В соответствие с планом развития Кировской ТЭЦ-3, предоставленным Кировским филиалом ПАО «Т Плюс», в период с 2018 по 2033 год на Кировской ТЭЦ-3 рассматривается вывод следующего оборудования:

- 1) турбоагрегат ПТ-22-90 ст. №3;
- 2) энергетические котлы ТП-170-1 ст.8, ПК-14/2 ст.10, ПК-14/2 ст. 11.

Следствием вывода из работы перечисленного основного оборудования станции станет снижение электрической и тепловой мощности ТЭЦ.

В табл. 2.2.4 приведен тепловой баланс выводимых из эксплуатации паровых турбин.

Таблица 2.2.4

Ст.№	Наименование оборудования	Установленная электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность отборов турбоагрегатов, Гкал/ч		Тепловая мощность ПВК, Гкал/ч
			П - отбор	Т - отбор	
<b>Турбоагрегаты</b>					
3	ПТ-22-90-10/2,5, ЛМЗ	22	70	30	-
Всего выводимая тепловая мощность по турбоагрегатам		22	70	30	-

#### **2.2.4. Предложения по выводу старых, неэффективных, морально и физически изношенных и отработавших свой ресурс мощностей котельной Каринторф**

Структура основного оборудования котельной микрорайона Каринторф и год ввода котлов приведены в табл. 2.2.5.

Таблица 2.2.5

<b>Основное энергетическое оборудование</b>				
<b>Марка котла</b>	<b>Станционный номер</b>	<b>Количество котлов, шт</b>	<b>Тепловая мощность, Гкал/ч</b>	<b>Год ввода</b>
КВаГн "Вулкан"VK-1500	№ 1	1	1,5	2007
КВаГн "Вулкан"VK-2000	№ 2	1	2	2007
КВаГн "Вулкан"VK-2000	№ 3	1	2	2007
КВаГн "Вулкан"VK-1500	№ 4	1	1,5	2007

Парковый ресурс по котлоагрегатам котельной микрорайона Каринторф приведен в табл. 2.2.6.

Таблица 2.2.6

<b>Ст. №</b>	<b>Наименования котлов</b>	<b>Год ввода в эксплуатацию</b>	<b>Нормативный срок службы</b>
1	КВаГн "Вулкан"VK-2000	2007	16
2	КВаГн "Вулкан"VK-1500	2007	16

Сроки ввода в эксплуатацию основного теплофикационного оборудования котельной Каринторф представлены в таблице 2.2.7.

Таблица 2.2.7

<b>Ст. №</b>	<b>Наименования котлов</b>	<b>Год ввода в эксплуатацию</b>	<b>Год капитального ремонта</b>
1	КВаГн "Вулкан"VK-2000	2007	2023
2	КВаГн "Вулкан"VK-2000	2007	2023
3	КВаГн "Вулкан"VK-1500	2007	2023
4	КВаГн "Вулкан"VK-1500	2007	2023

Анализ данных таблиц 2.2.5 – 2.2.7 показывает, что предложения по выводу отработавших свой ресурс мощностей котельной Каринторф будут рассматриваться не ранее 2023 г.

#### **2.2.5. Предложения по вводу в эксплуатацию новых мощностей на Кировской ТЭЦ-3**

В Схеме теплоснабжения не предусмотрен ввод в эксплуатацию новых мощностей на Кировской ТЭЦ-3.

## 2.2.6. Предложения по вводу в эксплуатацию новых мощностей на котельной микрорайона Каринторф

В соответствии с проектом на строительство котельной МКР Каринторф от 2006 года резервным источником теплоснабжения МКР Каринторф должна была являться существующая (старая) котельная, которая на сегодняшний день не действует. Резервное топливо на существующей котельной не предусмотрено. В целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей необходимо:

1) запланировать устройство системы хранения резервного топлива. в качестве которого возможно рассмотреть сжиженный газ, дизельное или печное топливо, мазут, торф, уголь, дрова и т.д.;

2) в зависимости от выбранного резервного топлива, запланировать реконструкцию существующих котлов для обеспечения возможности сжигания резервного топлива, либо установку дополнительных котлов, использующих резервное топливо.

Определить вид резервного топлива и выполнить мероприятия по организации системы хранения и сжигания резервного топлива необходимо по результатам проведения проектно-изыскательских работ.

## 2.2.7. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности Кировской ТЭЦ-3 с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности

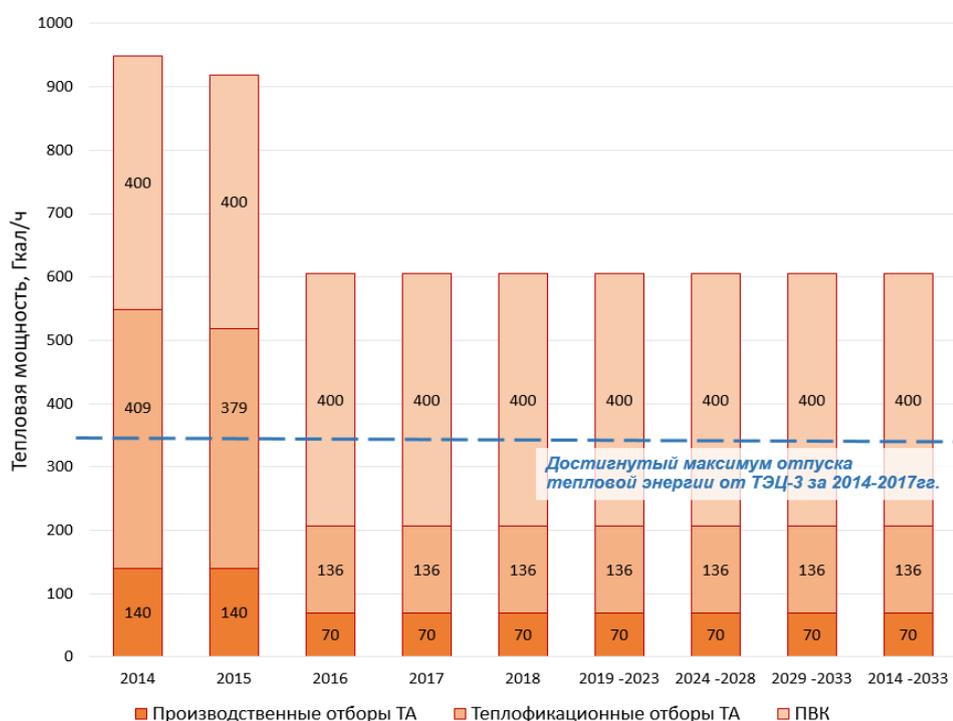
Изменение состава работающего оборудования ТЭЦ-3, а также установленной тепловой мощности основного теплофикационного оборудования по годам первой пятилетки приведены в табл. 2.2.9.

Таблица 2.2.9

Ст. №	Наименование оборудования	Наименование показателя	Ед. изм	Значения по годам				
				2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
<b>Турбоагрегаты</b>								
3	ПТ-25-90	П-отбор	Гкал/ч	70	70	70	70	70
		Т-отбор	Гкал/ч	50	50	30	30	30
4	Т-25-90	Т-отбор	Гкал/ч	54	54	Вывод из эксплуатации		
5	Т-27-90	Т-отбор	Гкал/ч	54	54			
6	Т-42-90	Т-отбор	Гкал/ч	65	65			
8	ПТ-30-90	П-отбор	Гкал/ч	70	70			
		Т-отбор	Гкал/ч	50	50			
-	ПГУ-220Т	Т-отпуск	Гкал/ч	106	106	106	106	106
Всего по ТА		Всего	Гкал/ч	549	519	206	206	206
		П-отбор	Гкал/ч	140	140	70	70	70
		Т-отбор	Гкал/ч	409	379	136	136	136
<b>Пиковые водогрейные котлы</b>								
1	КВГМ-100-150	Тепловая мощность	Гкал/ч	100	100	100	100	100
2	КВГМ-100-150	Тепловая мощность	Гкал/ч	100	100	100	100	100
3	КВГМ-100-150	Тепловая мощность	Гкал/ч	100	100	100	100	100
4	КВГМ-100-150	Тепловая мощность	Гкал/ч	100	100	100	100	100

Всего по ПВК	Тепловая мощность	Гкал/ч	400	400	400	400	400
<b>По станции</b>							
Количество основного оборудования	Паровые турбины	шт	6	6	2	2	2
	Паровые котлы	шт	7	5	3	3	3
	ПВК	шт	4	4	4	4	4
Располагаемая тепловая мощность ТЭЦ	Всего	Гкал/ч	949	919	606	606	606
	сет. вода	Гкал/ч	809	779	536	536	536
	пар	Гкал/ч	140	140	70	70	70

Как следует из данных табл. 2.1.6 ввод нового блока ПГУ-220 в 2014 г. привел к увеличению располагаемой тепловой мощности ТЭЦ-3 до 949 Гкал/ч, а вывод из эксплуатации устаревшего оборудования в 2015-2016 гг. - к снижению тепловой мощности до 606 Гкал/ч. Данного значения располагаемой тепловой мощности ТЭЦ-3 вполне достаточно для покрытия текущей тепловой нагрузки станции (см. рис. 2.2.2).



**Рис. 2.2.2. Структура располагаемой тепловой мощности ТЭЦ-3 по годам расчётного периода**

Балансы установленной, располагаемой, тепловой мощности нетто и перспективной тепловой нагрузки в существующей зоне действия ТЭЦ-3 представлены в Книге 4.

По результатам составления балансов можно сделать вывод о том, что дефицит установленной тепловой мощности ТЭЦ-3 на весь период до 2033 г. отсутствует.

### **2.2.8. Предложения по техническому перевооружению ТЭЦ-3 с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения**

Основные мероприятия по модернизации действующего основного и вспомогательного оборудования станции, реализованные за 2014-2017 гг. и планируемые к реализации в 2018-2033 гг., приведены в таблице 2.2.11.

Таблица 2.2.11

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятий по годам, тыс. руб.											
		2014 ф	2015 ф	2016 ф	2017 ф	2018 ф	2019п	2020п	2021п	2022п	2023п	2024-2028п	2029-2033п
	<b>ИТОГО</b>	<b>15952,8</b>	<b>23203,5</b>	<b>17402,9</b>	<b>9612,0</b>	<b>37984,6</b>	<b>12490,0</b>	<b>27846,0</b>	<b>22070</b>	<b>37180</b>	<b>123346</b>	<b>81849,0</b>	<b>13600,0</b>
1	Техническое перевооружение котла ст.№9 с заменой труб левого бокового экрана от нижних коллекторов и заменой коробов дымососов	4106,7											
2	Техпереворужение котла ст.№10 с зам. труб пароперегревателя 1-ой ступени и с заменой водоперепускных труб	1806,7											
3	Модернизация теплофикационной установки №2 (замена изоляции обмотки статора электродвигателя СЭН№2Д)	211,4											
4	Устройство площадок приемки химреагентов и мазута с автотранспортных средств	9828,0											
5	Техпереворужение котлоагрегата ст.№10 с заменой тройника на питательной линии, ската и гибов холодной воронки заднего экрана и задвижки К 10-03		4095,3										
6	Техпереворужение котлоагрегата ст.№11 с заменой нижних гибов экранных труб холодной воронки фронтального экрана		1046,3										
7	Техническое перевооружение конвективной части котла водогрейного марки КВГМ-100 №1		11838,3										
8	Техническое перевооружение турбины паровой с генератором трёх фазного тока №3 с продлением паркового ресурса		6223,6										
9	Техническое перевооружение конвективной части котла водогрейного марки КВГМ-100 №2			3982,5									
10	Техническое перевооружение сетевых трубопроводов главного корпуса			12100,4									
11	Техническое перевооружение распределительного устройства комплектного собственных расходов 6кВ с			1320,0									

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятий по годам, тыс. руб.											
		2014 ф	2015 ф	2016 ф	2017 ф	2018 ф	2019п	2020п	2021п	2022п	2023п	2024-2028п	2029-2033п
	переводом рабочего питания 6 секции на шины ГРУ 6 кВ												
12	Насосная станция по перекачке сточных вод ХВО теплосети на золоотвал				9508,6								
13	Модернизация распределительного устройства 35кВ ОРУ-35. Замена трансформатора ТОЛ-35-III-IV-7УХЛ1 1000/5				103,4								
14	Рыбозащитное сооружение на водозаборе					30223,6							
15	Техническое перевооружение левого бокового экрана котла водогрейного марки КВГМ-100 №2					3121,0							
16	Техническое перевооружение конвективной части котла водогрейного марки КВГМ-100 №4					4640,0							
17	Приведение мазутного хозяйства в соответствие с требованиями ФНиП						2000						
18	Приведение ХОПО КТЭЦ-3 в соответствие с требованиями ФНиП						3000						
19	Реконструкция дымовой трубы №4 Н=180 м, в т.ч.						7000						
20	Модернизация КВОУ						490						
21	ПВК №1 Замена газоходов от здания ПВК до дымовой трубы.							1 323					
22	ПВК №3 Замена газоходов от здания ПВК до дымовой трубы.							1 323					
23	Тех.перевооружение электрооборудования водогрейной котельной КРУ 6 кВ							4 000					
24	Модернизация КИПиА КА №1-4 КВГМ-100 ПВК (СМР)							4 500					
25	Приведение мазутного хозяйства в соответствие с требованиями ФНиП (ПИР)							4 800					
26	Модернизация узла учета БНС							4 400					
27	Модернизация КВОУ							3 000					

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятий по годам, тыс. руб.											
		2014 ф	2015 ф	2016 ф	2017 ф	2018 ф	2019п	2020п	2021п	2022п	2023п	2024-2028п	2029-2033п
28	Приведение ХОПО КТЭЦ-3 в соответствие с требованиями ФНП							4 500					
29	КА №8 Замена труб пароперегревателя II ст.										15000		
30	КА №11 Сверхтиповой объем. Замена калачей пароперегревателя I ст.									2100			
31	КА №11 Замена труб правого бокового экрана								1 000				
32	ТА №3 Замена пароперепускных труб								3 500				
33	Тех.переворужение III-IV секций ГРУ 6 кВ и электрооборудования главного щита управления и защит (СМР)								350	3300			
34	Модернизация главного щита управления										2700		
35	Техническое перевооружение сети постоянного оперативного тока ГЩУ: аккумуляторных батарей СК-16 и СК-24 на малообслуживаемые								1 000	4000	5000		
36	Реконструкция щита постоянного оперативного тока ГЩУ (СМР)								1 000	2500	3500		
37	Установка быстродействующей дуговой защиты в ячейках КРУСН 6 кВ (СМР)									2000			
38	Тех.переворужение электрооборудования водогрейной котельной КРУ 6 кВ								1 000	3000	4645		
39	Модернизация КИПиА КА №1-4 КВГМ-100 ПВК (СМР)										7000		
40	Приведение мазутного хозяйства в соответствие с требованиями ФНП								5 200				
41	Техническое перевооружение главного паропровода турбоагрегата ст. №6 на РОУ 100-2,5 (СМР)								0	7900			
42	Замена на 2 штуки противоточных фильтра								0		4800		
43	Приведение ХОПО КТЭЦ-3 в соответствие с требованиями ФНП								5 500				
44	Замена осветителя №1										10000		
45	Замена магистрали сырой воды от ввода в ХВО котлов до воздухоотделителя осветителя №1								520				
46	Модернизация осветителей с установкой тонкослойных элементов (СМР)									5000			

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятий по годам, тыс. руб.											
		2014 ф	2015 ф	2016 ф	2017 ф	2018 ф	2019п	2020п	2021п	2022п	2023п	2024-2028п	2029-2033п
47	Установка контрольно-измерительного модуля "Промывка фильтров" пр-во ООО "НВЦ УНИТОК" г. Екатеринбург										2860		
48	Реконструкция складов реагентов кислоты и щелочи								1500	8500			
49	Восстановление (реконструкция) схемы возврата осветленной воды с золоотвала									29000			
50	Техническое перевооружение конвективной части котла водогрейного марки КВГМ-100№1									20341			
51	Техническое перевооружение конвективной части котла водогрейного марки КВГМ-100№2											21765	
52	Техническое перевооружение конвективной части котла водогрейного марки КВГМ-100№3											23288	
53	Техническое перевооружение конвективной части котла водогрейного марки КВГМ-100№4											24918	
54	Техническое перевооружение экранных труб водогрейного котла марки КВГМ-100 №1											5738	
55	Техническое перевооружение экранных труб водогрейного котла марки КВГМ-100 №2											6140	
56	Техническое перевооружение экранных труб водогрейного котла марки КВГМ-100 №3												6570
57	Техническое перевооружение экранных труб водогрейного котла марки КВГМ-100 №4												7030
58	Тех. перевооружение электрооборудования водогрейной котельной КРУ 6 кВ								3000	5880	10000		

### 2.2.9. Обоснование предложений по расширению зоны действия действующего источника тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

В соответствии с планом перспективной застройки г. Кирово-Чепецк предполагает подключение к ТЭЦ-3 перспективной тепловой нагрузки в горячей воде потребителей перспективных площадок строительства №1, 2, 3, 4, 5, 7 (см рис. 2.2.5).

На данных площадках планируется многоэтажная жилая и общественно-деловая застройка с подключением к источнику централизованного отопления.

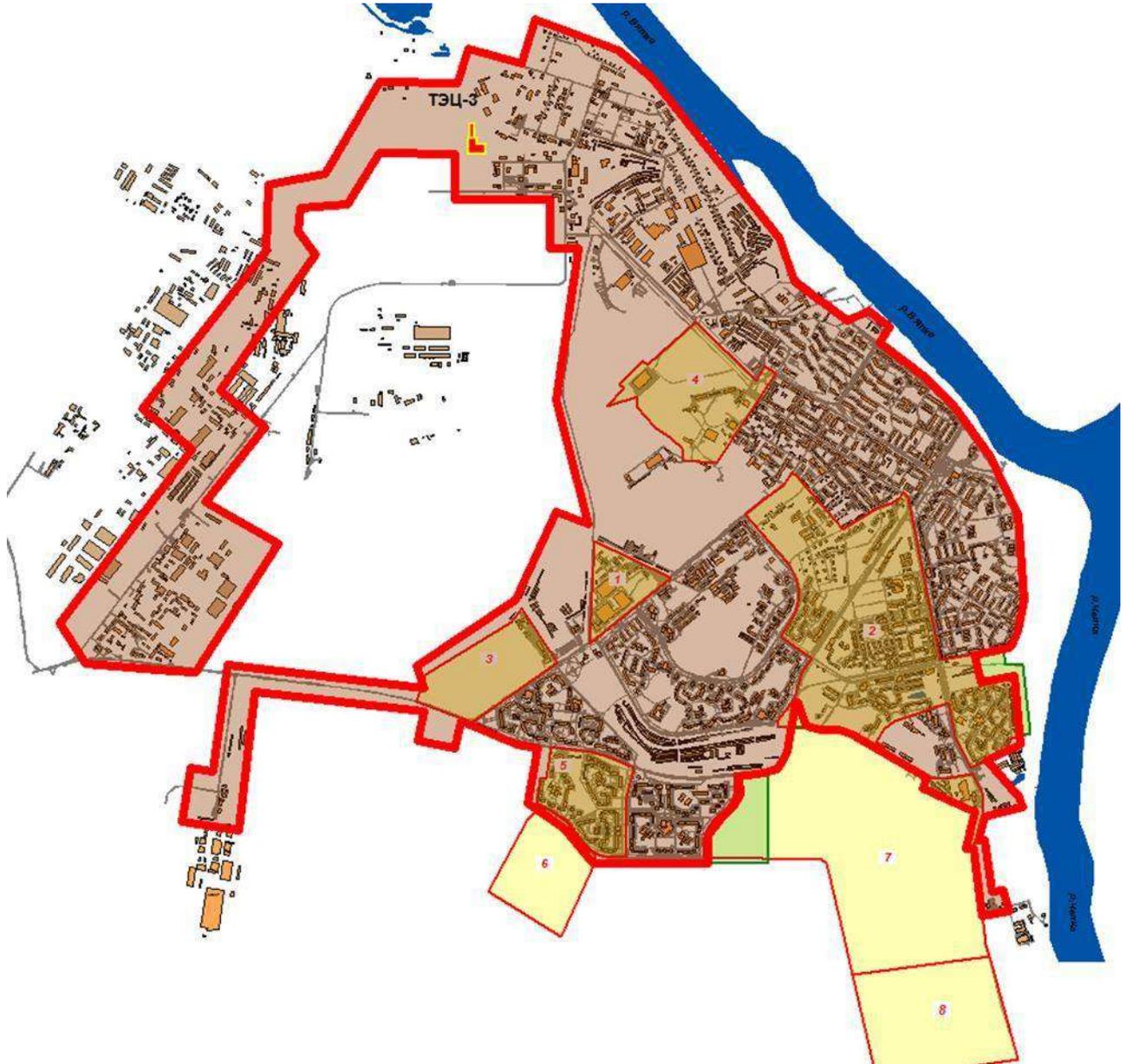


Рис. 2.2.5. Существующая (выделена красным) и перспективная (выделена красным и зелёным) зоны действия ТЭЦ-3 с указанием перспективных площадок строительства (выделены жёлтым)

В качестве обоснования подключения новых потребителей к ТЭЦ-3 можно назвать следующие причины:

- значительный резерв тепловой мощности ТЭЦ-3;
- близость перспективных площадок строительства № 1, 2, 3, 4, 5, 7 к существующим тепловым сетям ТЭЦ-3 (на рис. 2.1.5 видно, что перечисленные площадки частично или

полностью входят в существующую зону действия ТЭЦ), что предполагает сравнительно небольшие капитальные затраты на их подключение к тепловой сети станции.

Как следует из рис. 2.2.5 к 2033 г. ожидается незначительное расширение зоны действия ТЭЦ-3 за счёт подключения к тепловым сетям станции новых потребителей тепловой энергии с горячей водой:

- после застройки площадки № 2 зона действия ТЭЦ-3 вырастет по границе улиц Луначарского и Луговая;

- после застройки площадки № 7 зона действия сместится влево от ул. Победы.

#### **2.2.10. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по подключению тепловой нагрузки малых котельных к тепловым сетям Кировской ТЭЦ-3**

Оценка финансовых потребностей для подключения малых котельных к тепловым сетям ТЭЦ-3 не производится поскольку в г. Кирово-Чепецк по состоянию на 2018 г. нет действующих котельных, осуществляющих централизованное теплоснабжение потребителей в зоне действия Кировской ТЭЦ-3.

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

В МО «Город Кирово-Чепецк» в процессе разработки и актуализации «Схемы теплоснабжения» не выявлено котельных, для которых можно было бы рекомендовать реконструкцию с установкой оборудования для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.

Для котельной микрорайона Каринторф реконструкция её для выработки электроэнергии в комбинированном цикле невозможна, т.к. установлены водогрейные котлы.

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

В МО «Город Кирово-Чепецк» нет котельных, которые можно было бы рекомендовать для реконструкции с целью увеличения зоны их действия путем включения в них зон действия существующих источников тепловой энергии.

Котельная микрорайона Каринторф имеет достаточный запас тепловой мощности и не нуждается в реконструкции.

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

В МО «Город Кирово-Чепецк» нет действующих котельных, которые можно было бы перевести в пиковый режим.

Зона действия Кировской ТЭЦ-3 не распространяется на микрорайон Каринторф.

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

В г. Кирово-Чепецк отсутствуют котельные, которые можно было бы вывести из эксплуатации с последующей передачей тепловой нагрузки на другие источники.

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

Схема теплоснабжения г. Кирово-Чепецк предполагает организацию малоэтажной застройки на нескольких площадках в городе: № 6, 8 (см. рис. 2.2.5).

Организации индивидуального теплоснабжения в новых районах малоэтажной застройки является необходимой вследствие существенных капитальных затрат для

организации централизованного отопления. Причиной этого являются:

- удаленность новых площадок малоэтажной застройки от ТЭЦ-3 (в особенности для площадки № 8);
- низкая плотность тепловой нагрузки в застраиваемых районах (см. табл. 2.7.1);
- низкая пропускная способность существующих тепломагистралей (см. Книгу 4);
- необходимость строительства трубопроводов большой протяженности для подключения каждого дома в районе застройки к тепловым сетям ТЭЦ.

**Таблица 2.7.1**

Номер площадки	Прирост тепловой мощности потребителей, Гкал/ч								
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 – 2023 гг.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	Всего
6	-	-	-	-	-	-	-	0,2039	0,2039
8	-	-	-	-	0,0317	0,3749	0,1848	-	0,5914

В книге 5 приведён пример организации индивидуального теплоснабжения с помощью установки индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов Protherm Медведь 30 KLOM 10005725 в каждом из строящихся домов.

## **2.8. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах**

По состоянию на 2017 г. Кировская ТЭЦ-3 осуществляет отпуск тепловой энергии с горячей водой и паром промышленным потребителям по заключенным договорам о теплоснабжении (табл. 2.8.1).

Схема теплоснабжения г. Кирово-Чепецк от Кировской ТЭЦ-3 и котельной микрорайона Каринторф на расчётный период 2014 - 2033 гг. не предусматривает организации дополнительного теплоснабжения промышленных площадок.

**Таблица 2.8.1**

№ п/п	Потребитель	Тепловая нагрузка по договору теплоснабжения, Гкал/ч			
		Пар	Горячая вода		
			Отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельный)	Всего
1	2	3	4	5	6
1	ОАО «КТК» (город)	-	360,5	81,5	442
2	ООО "ГалоПолимер Кирово-Чепецк"	36	64,076	7,016	71,092
3	ООО "Вяткаплитпром"	7,72	-	-	0
4	ООО "ВВКС"	1,25	-	-	0
5	ОАО "АТХ"	-	0,562	0,09	0,652
6	ООО "Конструктив"	0,28	-	-	0
7	ИП Катаев	-	0,0275	-	0,0275
8	ИП Красноперов	-	0,078	0,012	0,09
9	Нижегородская Таможня	-	0,024	0,001	0,025

№ п/п	Потребитель	Тепловая нагрузка по договору теплоснабжения, Гкал/ч			
		Пар	Горячая вода		
			Отопление и вентиляция	ГВС (средне-недельный)	Всего
1	2	3	4	5	6
10	Козулин К.И.	-	0,0119	-	0,0119
11	Гаражный кооператив АЗ-9	-	0,01	-	0,01
12	Гаражный кооператив А-1	-	0,01*	-	0,01
13	Управление государственного автодорожного надзора	-	0,005	-	0,005
14	ООО "Вятка-Промжелдортранс"	-	0,094	0,0054	0,0994
15	КОГУП РАИ	-	0,126	0,008	0,134
16	ООО "ИСЦ Деловой мир"	-	0,076	0,004	0,08
<b>Итого</b>		<b>45,25</b>	<b>425,5904</b>	<b>88,6364</b>	<b>514,2368</b>

## **2.9. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения г. Кирово-Чепецк и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии**

В МО «Город Кирово-Чепецк» существует две система централизованного теплоснабжения – от Кировской ТЭЦ-3 и котельной МКР Каринторф. Ввиду значительной удаленности зоне теплоснабжения распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии производится не может.

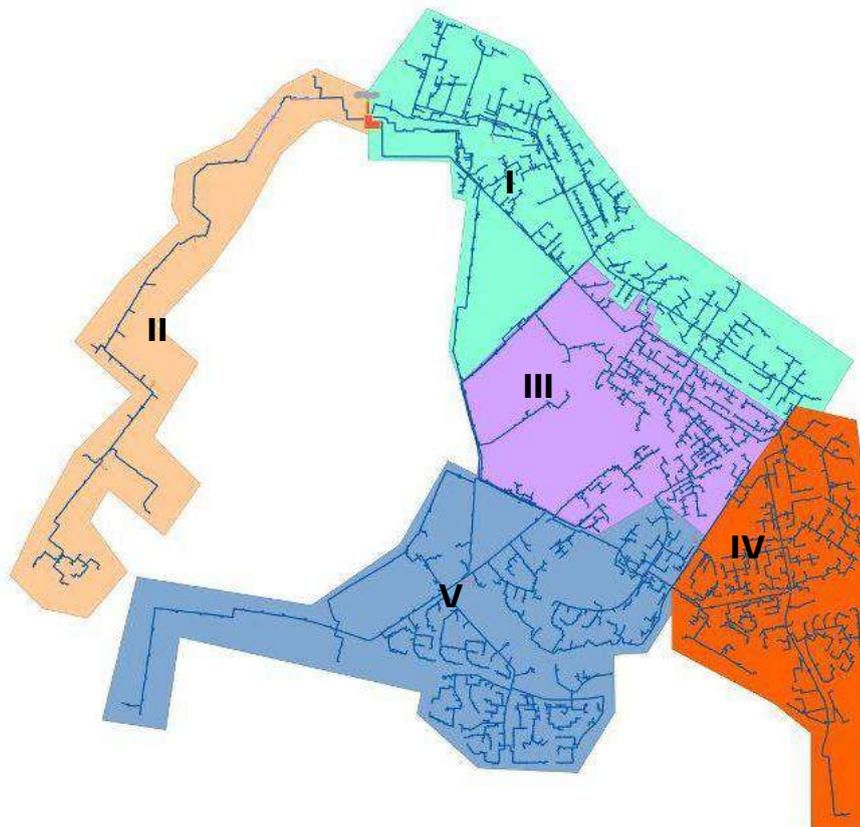
В разработанной и актуализированной «Схеме теплоснабжения» города обоснование перспективных балансов тепловой мощности ТЭЦ, теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки выполнено в Книге 4 «Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки».

## **2.10. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения зоны действия ТЭЦ-3, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе**

Эффективный радиус теплоснабжения согласно методике [12] представляет собой расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при котором подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе.

Для оценки эффективного радиуса теплоснабжения применяется методика, которая основывается на допущении, что в среднем по системе теплоснабжения затраты на транспорт тепловой энергии для каждого конкретного потребителя пропорциональны

расстоянию до источника и мощности потребителя. Для упрощения расчётов зону действия централизованного теплоснабжения рассматриваемого источника условно разбиваем на несколько крупных зон нагрузок. Для каждой из этих зон рассчитываем усреднённое расстояние от источника до условного центра присоединённой нагрузки ( $L_i$ ) и суммарное теплотребление зоны ( $Q_i$ ). Расчётная схема системы теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3 представлена на рис. 2.10.1. Номера на рисунке (I, II, III, IV, V) – расчетные районы схемы.



**Рис. 2.10.1. Расчётная схема определения эффективного радиуса теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3**

Расчет радиуса эффективного теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3 приведен в таблице 2.10.1.

**Таблица 2.10.1**

Показатель	Расчет по зонам					Сумма
	I	II	III	IV	V	
№ зоны						
Расстояние $L_i$ , км	3,3	4,1	4,715	5,22	6,8	24,135
Мощность $Q_i$ , Гкал/ч	41,06	37,73	42,79	58,04	71,17	250,8
Годовой отпуск $A_i$ , Гкал	111258,5	102242,1	115944,3	157271,1	192828,0	679544
$L_i \times Q_i$ , км × Гкал/ч	135,5	154,7	201,8	303,0	483,9	1278,9
Средний радиус теплоснабжения $L_{cp}$ , км	-	-	-	-	-	5,1
Удельные затраты на транспорт тепла $Z$ , руб/ч / ((Гкал/ч) × км)	-	-	-	-	-	26,2
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне $C_i$ с учетом расстояния до источника, тыс. руб.	29572,0	33763,5	44031,7	66123,1	105612,0	279102,3

Показатель	Расчет по зонам					Сумма
	I	II	III	IV	V	
№ зоны						
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне $C_i$ с учетом расстояния до источника, руб/ч	265,8	330,2	379,8	420,4	547,7	410,7
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне $C_i$ с учетом расстояния до источника, руб/ч	410,7	410,7	410,7	410,7	410,7	410,7
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне $C_i$ без учета расстояния до источника, тыс. руб.	45696,1	41992,9	47620,6	64594,4	79198,3	279102,3
Разница в затратах по зонам, тыс. руб. в год	-16124,1	-8229,4	-3589,0	1528,8	26413,6	
Эффективный радиус теплоснабжения $L_{cp}$ , км						5,1

Радиус эффективного теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3 приведен на рис. 2.10.2.



Рис. 2.10.2. Зона действия Кировской ТЭЦ-3 (стрелкой обозначен радиус эффективного теплоснабжения)

Расчётная схема системы теплоснабжения котельной МКР Каринторф представлена на рис. 2.10.3. Номера на рисунке (I, II, III) – расчетные районы схемы.

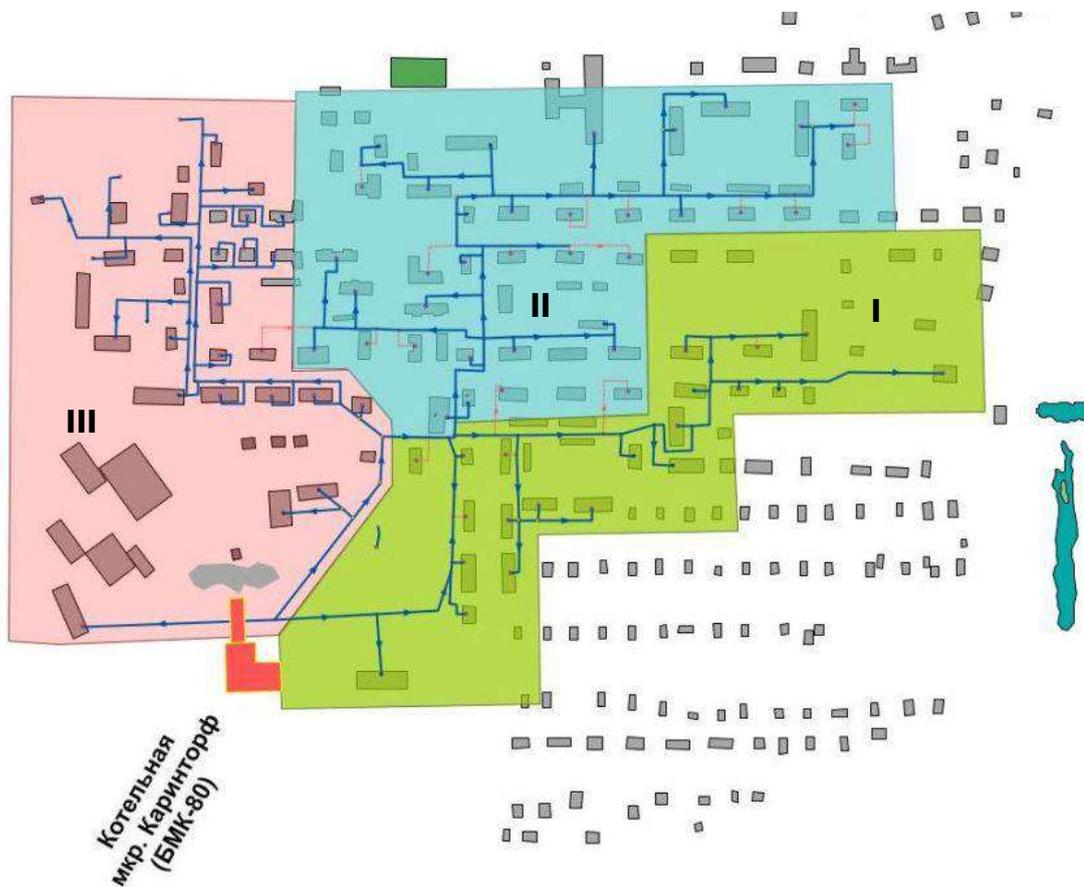


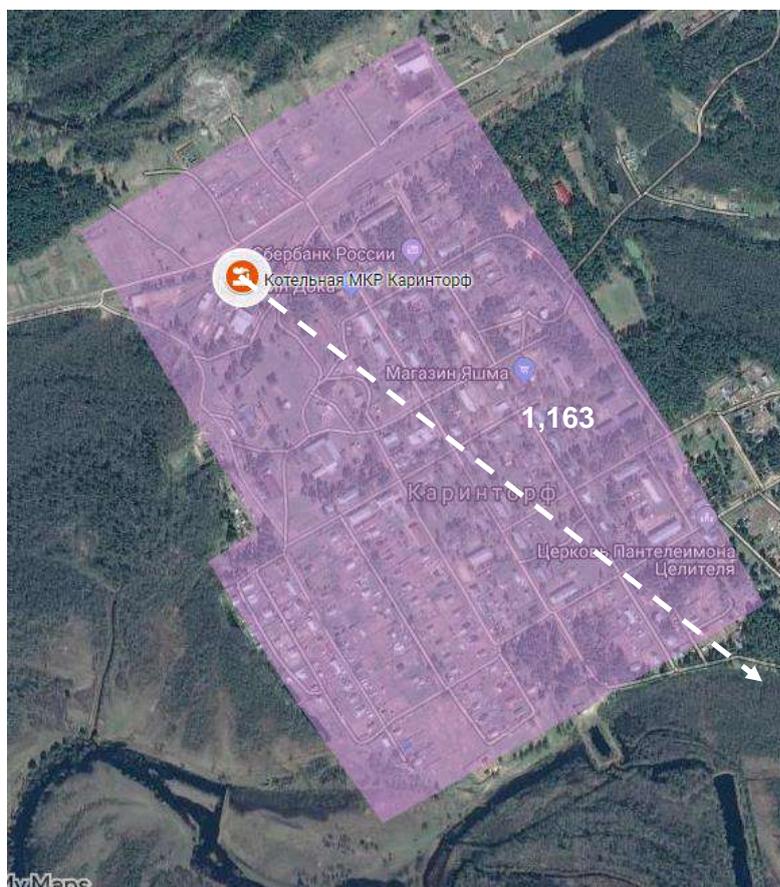
Рис. 2.10.3. Расчётная схема определения эффективного радиуса теплоснабжения котельной МКР Каринторф

Расчет радиуса эффективного теплоснабжения котельной МКР Каринторф приведен в таблице 2.10.2.

Таблица 2.10.2

Показатель	Расчет по зонам			Сумма
	I	II	III	
№ зоны				
Расстояние $L_i$ , км	1,037	1,277	0,48	2,794
Мощность $Q_i$ , Гкал/ч	1,2	2,62	0,22	4,04
Годовой полезный отпуск $A_i$ , Гкал	3669,0	8071,7	672,6	12413,3
$L_i \times Q_i$ , км × Гкал/ч	1,2	3,4	0,1	4,7
Средний радиус теплоснабжения $L_{ср}$ , км	-	-	-	1,163
Удельные затраты на транспорт теп- ла $Z$ , руб/ч / ((Гкал/ч) × км)	-	-	-	190,4
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне $C_i$ с учетом расстояния до источника, тыс. руб.	1974,2	5348,4	167,5	7490,1
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне $C_i$ с учетом расстояния до источника, руб/ч	538,1	662,6	249,1	603,4
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне $C_i$ с учетом расстояния до источника, руб/ч	603,4	603,4	603,4	603,4
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне $C_i$ без учета расстояния до источника, тыс. руб.	2213,8	4870,4	405,9	7490,1
Разница в затратах по зонам, тыс. руб. в год	-239,6	478,0	-238,3	
Эффективный радиус теплоснабжения $L_{эф}$ , км				1,163

Радиус эффективного теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3 приведен на рис. 2.10.4.



**Рис. 2.10.4. Зона действия котельной МКР Каринторф (стрелкой обозначен радиус эффективного теплоснабжения)**

## **2.11. Предложения по строительству новых источников теплоснабжения**

Разработанная Схема теплоснабжения г. Кирово-Чепецк не предполагает строительства новых источников теплоснабжения.

## **2.12. Предложения по реконструкции и техническому перевооружению котельных**

По состоянию на 2018 г. в г. Кирово-Чепецк в микрорайоне Каринторф централизованное теплоснабжение абонентов производится от котельной БМК-8,0.

Установленная тепловая мощность котельной Каринторф – 6,88 Гкал/ч. Располагаемая тепловая мощность – 5,5 Гкал/ч. Основным теплоэнергетическим оборудованием котельной микрорайона Каринторф являются котлы КВаГн "Вулкан"VK-2000 и КВаГн "Вулкан"VK-1500.

Котельная установка состоит из котла, блочной горелки и системы автоматики котла. Котлоагрегаты оснащены автоматикой безопасности горения и контрольно-измерительными приборами. Структура основного оборудования котельной микрорайона Каринторф приведена в табл. 2.12.1.

Таблица 2.12.1

Наименование предприятия	Основное энергетическое оборудование				
	Марка котла	Станционный номер	Количество котлов, шт.	Тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода
Котельная микрорайона Каринторф БМК-8,0	КВаГн "Вулкан" VK-1500	№ 1	1	1,5	2007
	КВаГн "Вулкан" VK-2000	№ 2	1	2	2007
	КВаГн "Вулкан" VK-2000	№ 3	1	2	2007
	КВаГн "Вулкан" VK-1500	№ 4	1	1,5	2007

Описание основного оборудования котельной Каринторф выполнено в табл. 2.12.2. по режимным картам котлов.

Таблица 2.12.2

Тип, модификация котла	Завод-изготовитель	Топливо основное	Установленная тепловая мощность котла Гкал/ч	Коэффициент полезного действия котла, %	Температура воды на входе / выходе котла, оС	Давление воды на входе в котёл выходе и выходе из котла, кгс/см <sup>2</sup>	Расход воды через котёл, min/max т/ч
КВаГн «Вулкан» VK-1500	ЗАО "Белогорье" г. Шебекино, Белгородская область	газ	2,0	90,8	65 / 90	3,8/3,3	80/85
КВаГн «Вулкан» VK-1500	ЗАО "Белогорье" г. Шебекино, Белгородская область	газ	1,5	92,0	70 / 95	3,8/3,3	60/64

Блочно-модульная котельная БМК-8,0, осуществляющая теплоснабжение абонентов тепловой сети микрорайона Каринторф, введена в эксплуатацию в 2007 г.

Котельная по состоянию на 2018 г. не нуждается в реконструкции или техническом перевооружении. В качестве мероприятий обязательных для исполнения рекомендуются работы по выполнению капитального ремонта водогрейных котлов в 2023 году.

### **Раздел 3. Расчет максимальной выработки электрической энергии на базе прироста теплового потребления**

Расчет максимальной выработки электроэнергии на базе прироста теплового потребления выполнен с учетом следующих особенностей:

- приросты отпуска тепловой энергии с горячей водой от Кировской ТЭЦ-3 обеспечиваются отпуском тепловой энергии из регулируемых отборов турбоагрегатов и отпуском тепла от ПВК за вычетом прироста количества тепловой энергии, получаемой водой при её нагреве в сетевых и перекачивающих насосах;

- в данном случае не принимаются во внимание ограничения по допустимым тепловым нагрузкам турбоагрегатов, поскольку задача состоит в определении максимального (располагаемого) прироста выработки электроэнергии по теплофикационному циклу.

Результаты расчета максимальной выработки электроэнергии на базе прироста теплового потребления для Кировской ТЭЦ-3 приведены в табл. 3.1, а также на графиках рис. 3.1 – 3.3.

Необходимо отметить следующее:

- динамика изменения максимальной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу на базе отпуска тепла соответствует заданной динамике изменения отпуска тепла от ТЭЦ с паром и горячей водой с учетом ввода ПГУ-220Т в июле 2014 года (в этом случае существенно изменяется методика определения объемов выработки электроэнергии по теплофикационному циклу);

- плановая выработка и отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу в среднем на 23,8 % меньше, чем максимальные значения выработки и отпуска электроэнергии по теплофикационному циклу, что обусловлено ограничениями на допустимые нагрузки отборов турбоагрегатов, и, следовательно, наличием отпуска тепла от ПВК.

Таблица 3.1

Наименование показателя, единица измерения	ТЭЦ- 3: Значение показателей по годам										
	2013 ф	2014 ф	2015 ф	2016 ф	2017 ф	2018 п	2019 п	2020 п	2023 п	2024- 2028 п	2029- 2033 г.
1. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром регулируемых отборов на базе отпуска тепла с горячей водой и паром, млн. кВт·ч	595,09	590,78	517,07	401,72	401,06	404,56	385,21	381,41	368,79	368,02	367,98
2. То же, на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром относительно базового 2017 года, млн. кВт·ч	194,03	189,72	116,01	0,66	0,00	3,50	-15,85	-19,65	-32,27	-33,04	-33,08
3. Плановая выработка электроэнергии по теплофикационному циклу с учетом ограничений по допустимым нагрузкам регулируемых отборов турбоагрегатов, млн. кВт·ч	440,17	440,00	385,55	300,32	300,30	303,65	296,30	294,83	289,92	289,61	289,60
4. То же, % от максимальной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу, %	74,0%	74,5%	74,6%	74,8%	74,9%	75,1%	76,9%	77,3%	78,6%	78,7%	78,7%
5. Суммарный максимальный отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром, млн. кВт·ч	503,00	446,96	320,32	302,85	338,94	341,27	344,51	323,13	314,23	313,69	313,66
6. То же, на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром относительно базового 2017 года, млн. кВт·ч	164,05	108,01	-18,62	-36,09	0,00	2,32	5,56	-15,81	-24,71	-25,26	-25,28
7. Плановый отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу с учетом ограничений по допустимым нагрузкам регулируемых отборов турбоагрегатов, млн. кВт·ч	372,05	332,88	238,85	226,40	253,79	256,14	257,36	249,24	245,79	245,57	245,56
8. То же, % от максимального отпуска электроэнергии по теплофикационному циклу, %	74,0%	74,5%	74,6%	74,8%	74,9%	75,1%	74,7%	77,1%	78,2%	78,3%	78,3%

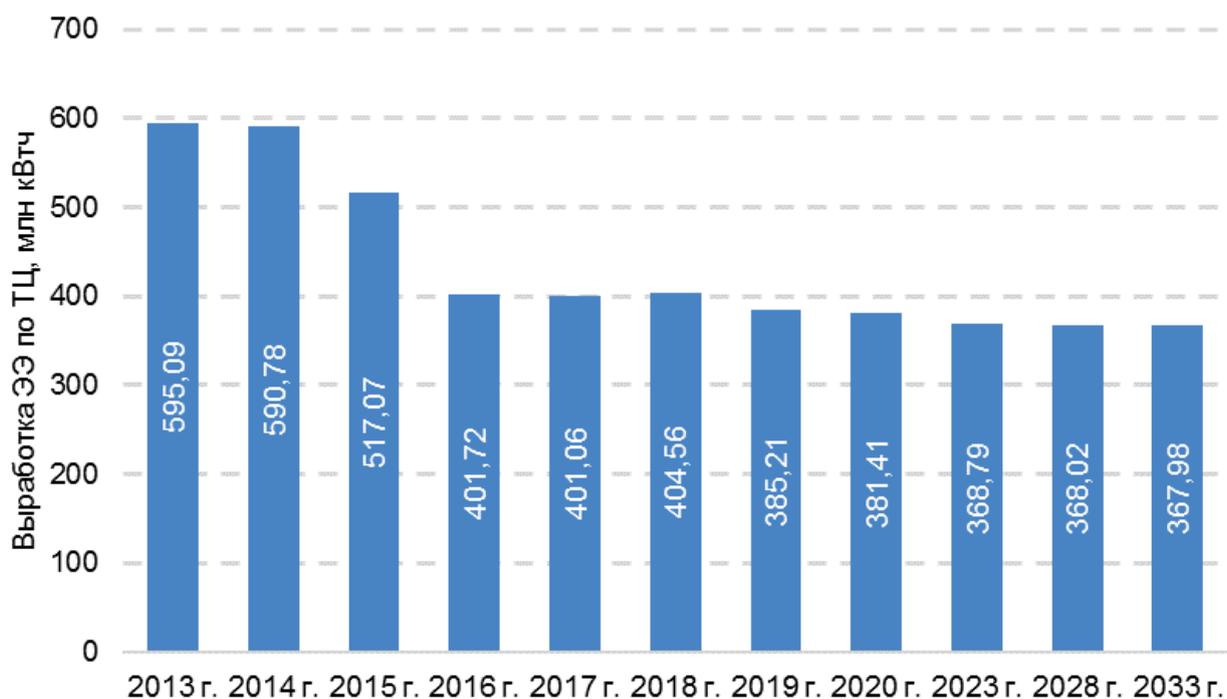


Рис. 3.1. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу на базе отпуска тепла с горячей водой и паром на 2013 - 2033 гг. по Кировской ТЭЦ-3

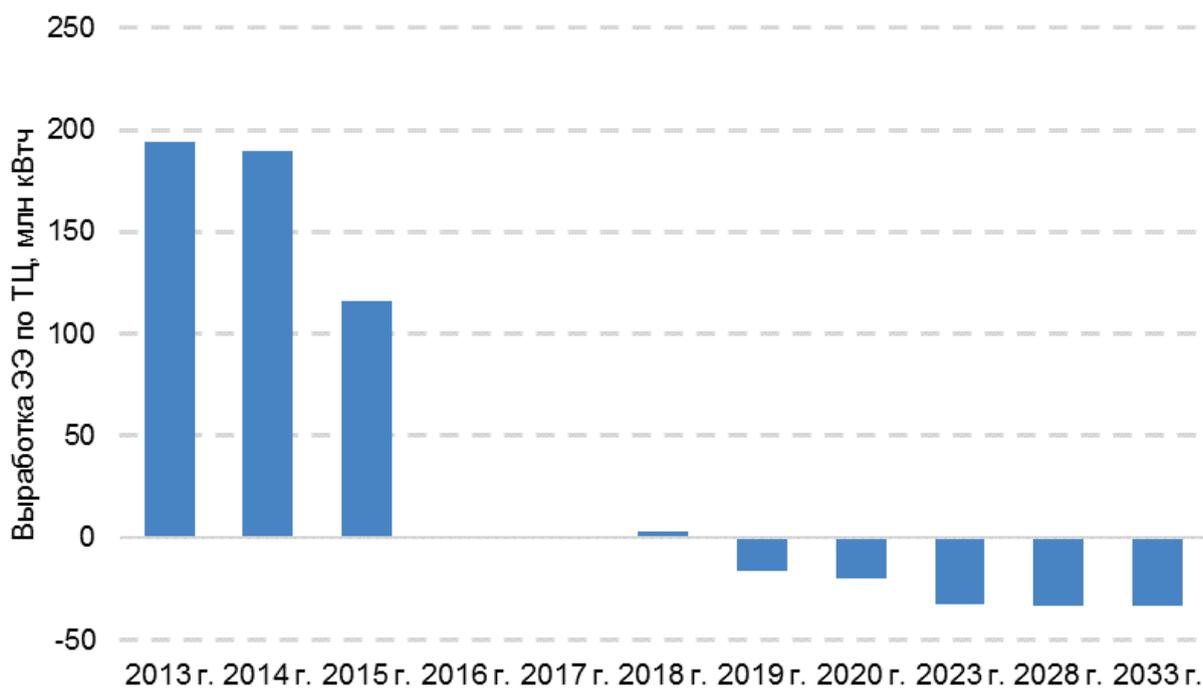


Рис. 3.2. Максимальная выработка электроэнергии на базе приростов суммарного отпуска тепла Кировской ТЭЦ-3 на 2013 - 2033 гг. (относительно базового 2017 года)

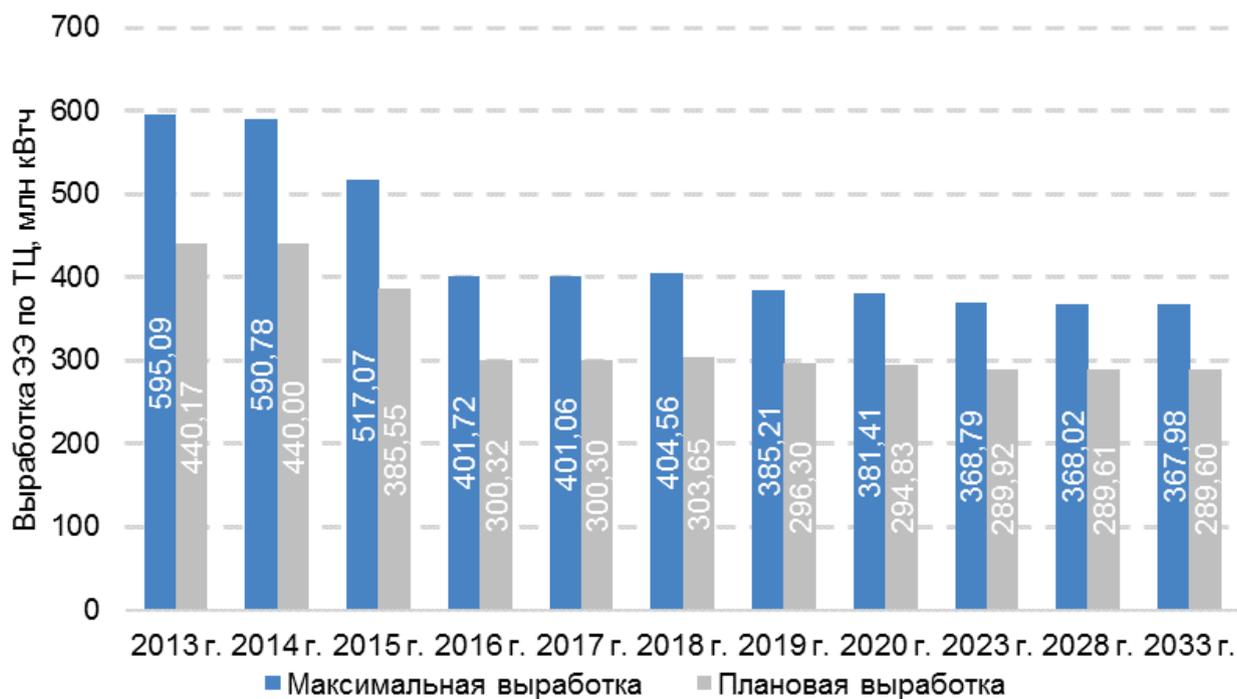


Рис. 3.3. Сопоставление максимальной и плановой выработки электроэнергии по теплофикационному циклу Кировской ТЭЦ-3 на 2013 - 2033 гг.

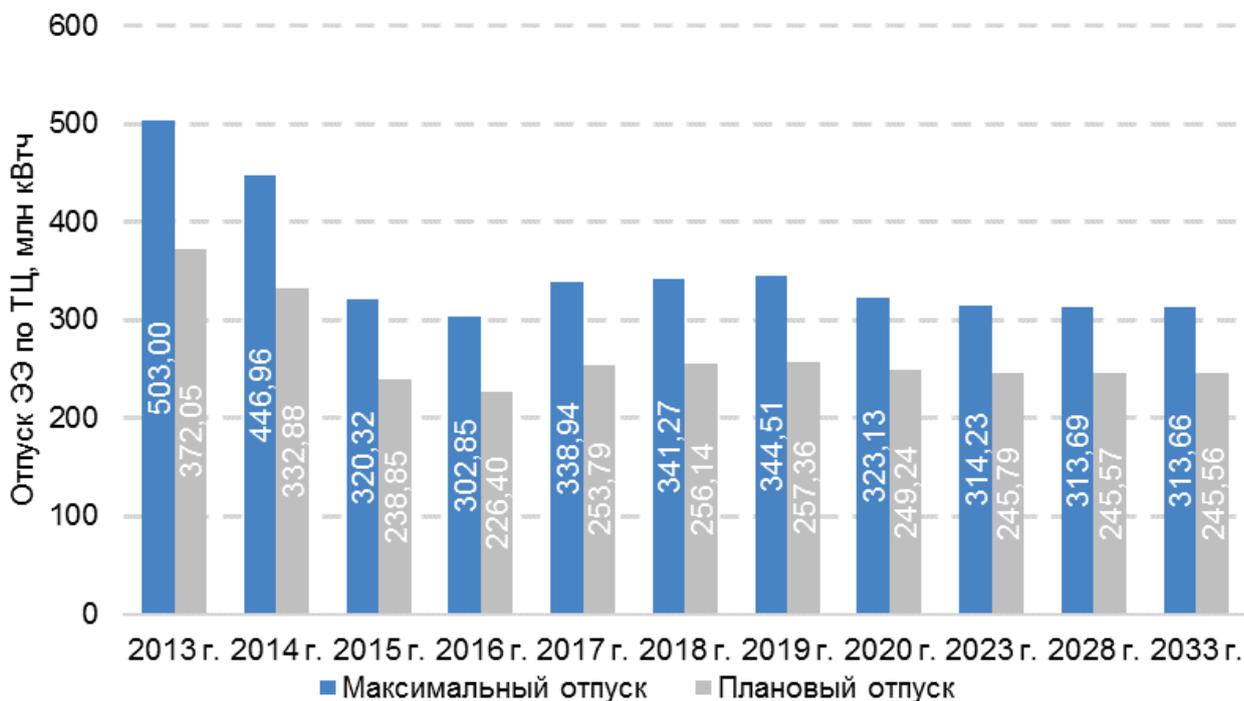


Рис. 3.4. Сопоставление максимального и планового отпуска электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу Кировской ТЭЦ-3 на 2013 - 2033 гг.

## Раздел 4. Определение перспективных режимов загрузки Кировской ТЭЦ-3 по присоединенной тепловой нагрузке

### 4.1. Сведения об изменениях состава установленного оборудования Кировской ТЭЦ-3, учитываемых при разработке перспективных топливных балансов

Изменение состава работающего оборудования ТЭЦ-3, а также установленной тепловой мощности основного теплофикационного оборудования по годам приведены в табл. 4.1.1.

Изменение располагаемой тепловой мощности ТЭЦ, тепловой мощности отборов паровых турбин и турбины ПГУ, а также ПВК по годам периода 2014 – 2033 гг. приведены на графике рис. 4.1.1.

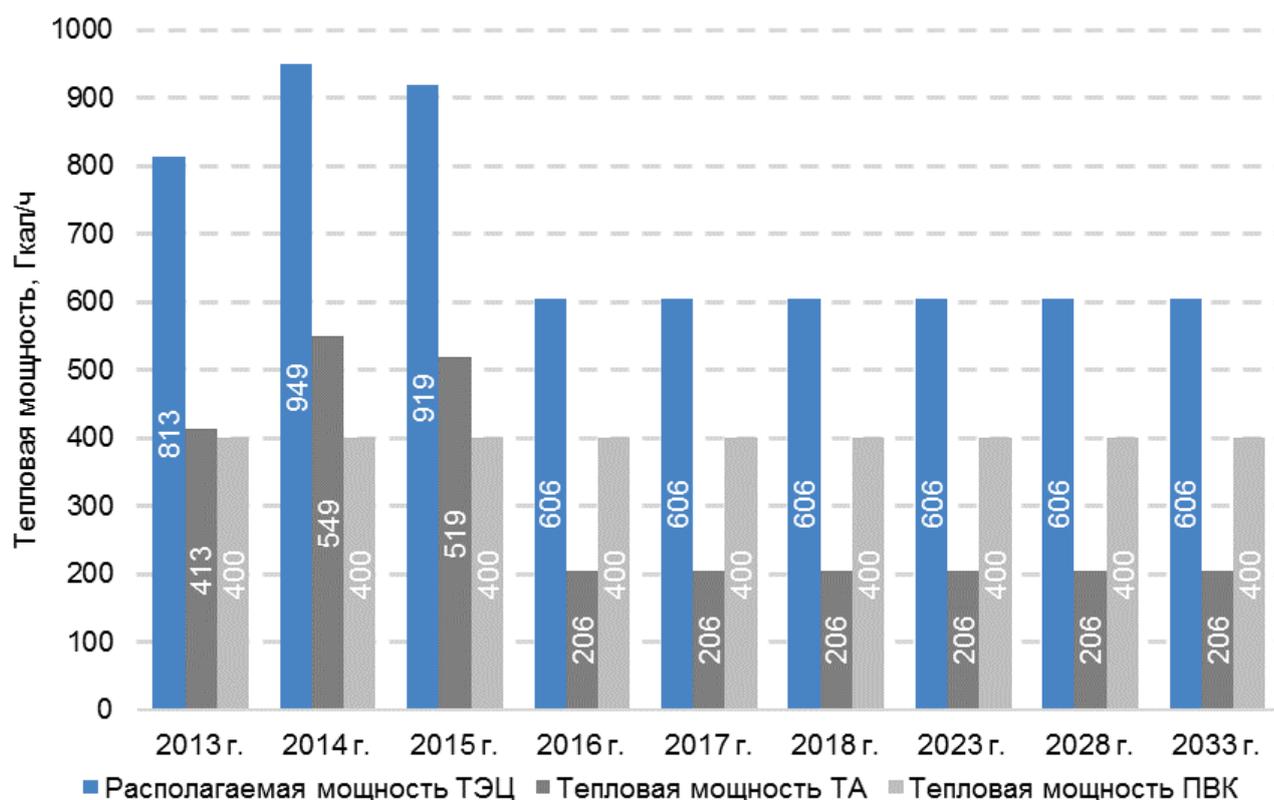


Рис. 4.1.1. Изменение располагаемой тепловой мощности ТЭЦ, тепловой мощности отборов паровых турбин и турбины ПГУ, а также ПВК по годам периода 2013 – 2033 гг.

Таблица 4.1.1

Ст. №	Наименование оборудования	Наименование показателя	Ед. изм	Величина показателя по годам								
				2013 г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2023г.	2028г.	2033г.
<b>Турбоагрегаты</b>												
3	ПТ-25-90	П-отбор	Гкал/ч	70	70	70	70	70	70	70	70	70
		Т-отбор	Гкал/ч	50	50	50	30	30	30	30	30	30
4	Т-25-90	Т-отбор	Гкал/ч	54	54	54	Вывод из эксплуатации					
5	Т-27-90	Т-отбор	Гкал/ч	54	54	54						
6	Т-42-90	Т-отбор	Гкал/ч	65	65	65						
8	ПТ-30-90	П-отбор	Гкал/ч	70	70	70						
		Т-отбор	Гкал/ч	50	50	50						
-	ПГУ-220Т	Т-отбор	Гкал/ч	монтаж	136	106	106	106	106	106	106	106
Всего по ТА		Всего	Гкал/ч	413	549	519	206	206	206	206	206	206
		П-отбор	Гкал/ч	140	140	140	70	70	70	70	70	70
		Т-отбор	Гкал/ч	273	409	379	136	136	136	136	136	136
<b>Пиковые водогрейные котлы</b>												
1	КВГМ-100-150	Тепловая мощность	Гкал/ч	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2	КВГМ-100-150	Тепловая мощность	Гкал/ч	100	100	100	100	100	100	100	100	100
3	КВГМ-100-150	Тепловая мощность	Гкал/ч	100	100	100	100	100	100	100	100	100
4	КВГМ-100-150	Тепловая мощность	Гкал/ч	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Всего по ПВК		Тепловая мощность	Гкал/ч	400	400	400	400	400	400	400	400	400
<b>По станции</b>												
Количество основного оборудования		Паровые турбины	шт	5	6	6	2	2	2	2	2	2
		Паровые котлы	шт	7	7	5	3	3	3	3	3	3
		ПВК	шт	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Располагаемая тепловая мощность ТЭЦ		Всего	Гкал/ч	813	949	919	606	606	606	606	606	606
		сетевая вода	Гкал/ч	673	809	779	536	536	536	536	536	536
		пар	Гкал/ч	140	140	140	70	70	70	70	70	70

## **4.2. Определение перспективных режимов загрузки оборудования Кировской ТЭЦ-3 по присоединенной тепловой нагрузке**

Технико-экономические показатели режимов загрузки оборудования Кировской ТЭЦ-3 на период 2014 – 2033 гг. приведены в Книге 10 и на рис. 4.2.1 – 4.2.16. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы:

- перспективные режимы работы турбоагрегатов Т-25-90 ст. № 4, Т-27-90 ст. № 5, Т-42-90 ст. № 6 и ПТ-30-90 ст. № 8 до 2015 года включительно характеризуются некоторым уменьшением тепловых нагрузок регулируемых отборов в соответствии с уменьшением отпуска тепла внешним потребителям; с 2016 года работа указанных турбоагрегатов прекращена;

- перспективные режимы работы турбоагрегатов ПТ-22-90 ст. № 3 до 2015 года включительно также характеризуются некоторым уменьшением тепловых нагрузок регулируемых отборов в соответствии с уменьшением отпуска тепла внешним потребителям; с 2015 года после ввода ПГУ, вывода из эксплуатации прочих турбин существующей части ТЭЦ тепловая нагрузка турбоагрегата ПТ-22-90 ст. № 3 будет увеличена, а в период с 2015 по 2033 годы будет изменяться в соответствии с динамикой отпуска тепла ТЭЦ в целом с горячей водой;

- в среднем по каждому году планируемого периода имеется существенный диапазон регулирования электрической нагрузки турбоагрегатов по электрическому графику нагрузки, однако в зимние месяцы турбоагрегат ПТ-22-90 ст. № 3 будет работать при максимальных нагрузках теплофикационного отбора, что обуславливает необходимость подключения ПВК;

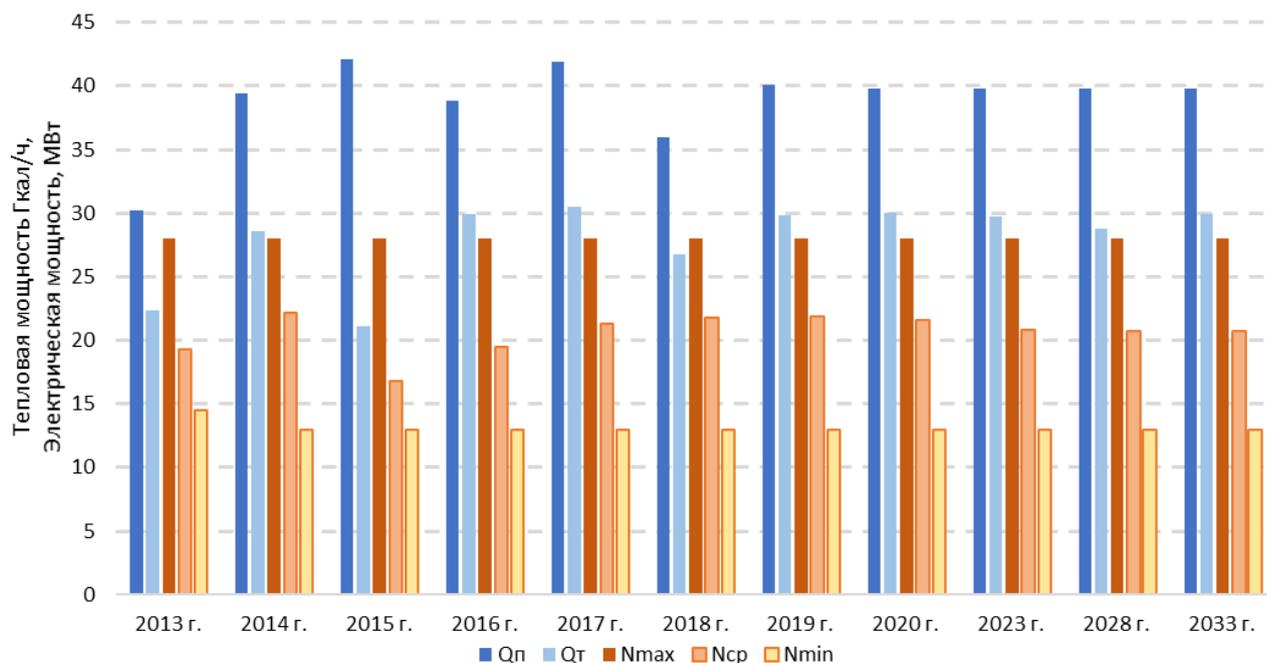
- среднегодовая электрическая нагрузка газовой турбины составляет около 90 % от номинальной; в зимний период ПГУ будет работать при номинальной электрической нагрузке для обеспечения заданных отпусков тепловой энергии от ПГУ;

- работа турбоагрегата Т-63/76-8,8 ПГУ характеризуется близкой к максимальной тепловой нагрузкой в отопительный период и отсутствием отпуска тепла в неотапительный период; в среднем за каждый год имеется существенный диапазон регулирования электрической нагрузки турбоагрегата по электрическому графику нагрузки;

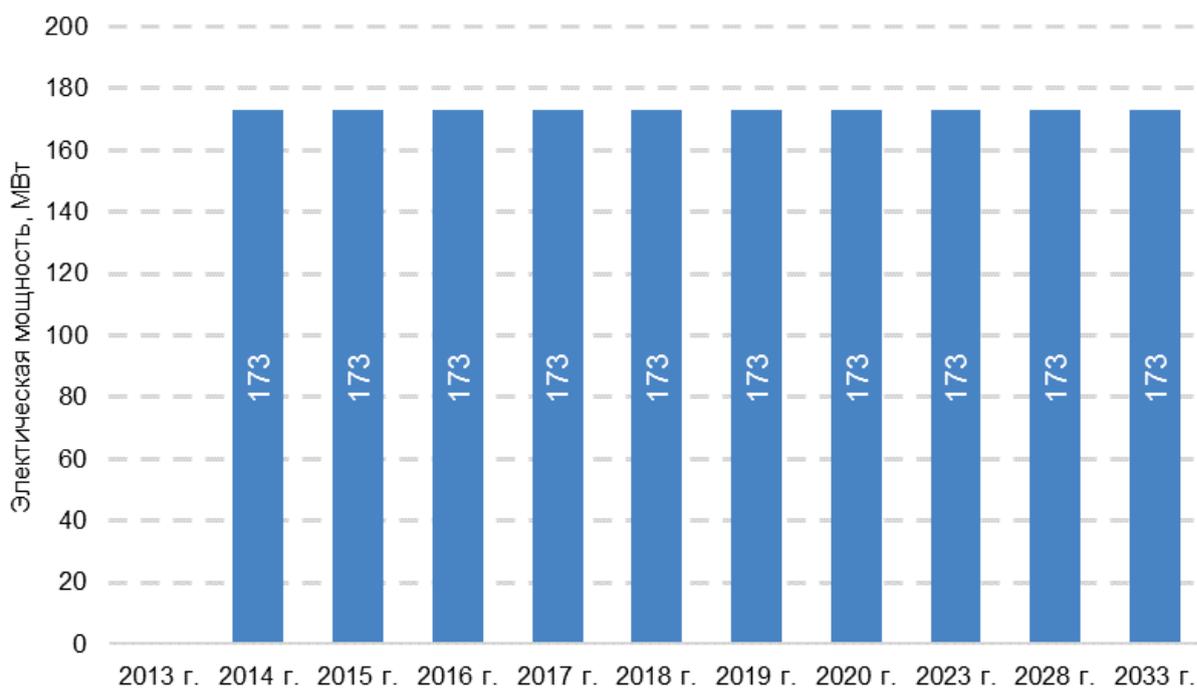
- перспективные режимы работы энергетических котлов характеризуются постепенным увеличением средней тепловой нагрузки работающих котлов вплоть до 2033 года, что обусловлено оптимизацией распределения нагрузки и выбора состава работающих котлов; котлы ст. № 5,7,9 были выведены из эксплуатации в соответствии с планом развития ТЭЦ в 2015-2016 гг.;

- среднегодовая теплопроизводительность котла-утилизатора составляет около 90 % номинальной; при этом в зимние месяцы котел будет работать с номинальной нагрузкой;

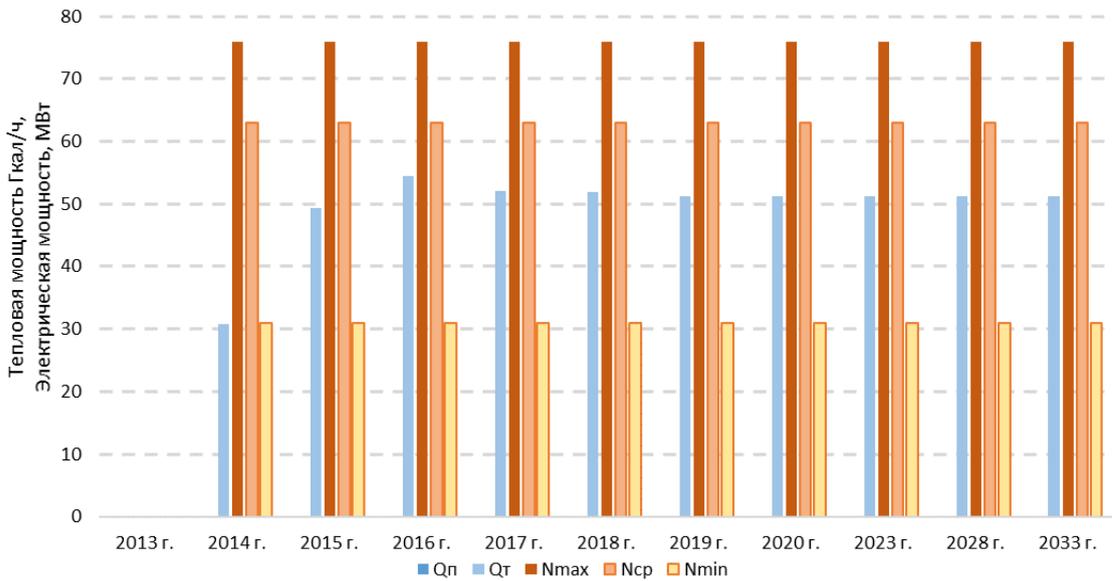
- тепловая нагрузка ТЭЦ не может быть обеспечена без подключения ПВК в зимние месяцы вплоть до условий 2033 года; при этом требуется работа одного котла в течение относительно коротких промежутков времени.



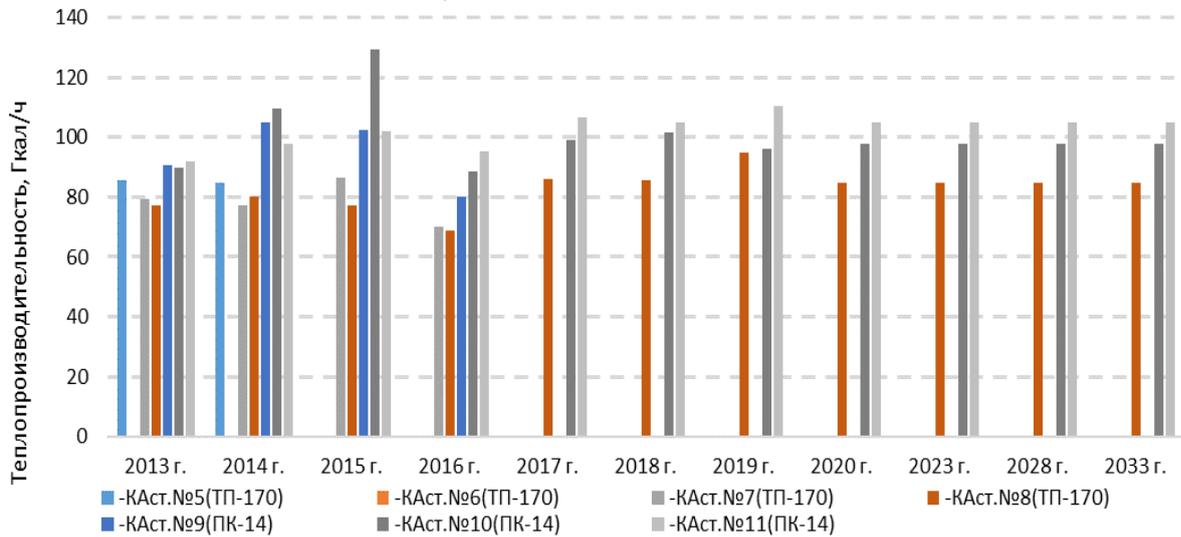
**Рис. 4.2.1. Показатели режимов загрузки турбоагрегата ПТ-22-90 ст. № 3 на 2014 - 2033 годы**



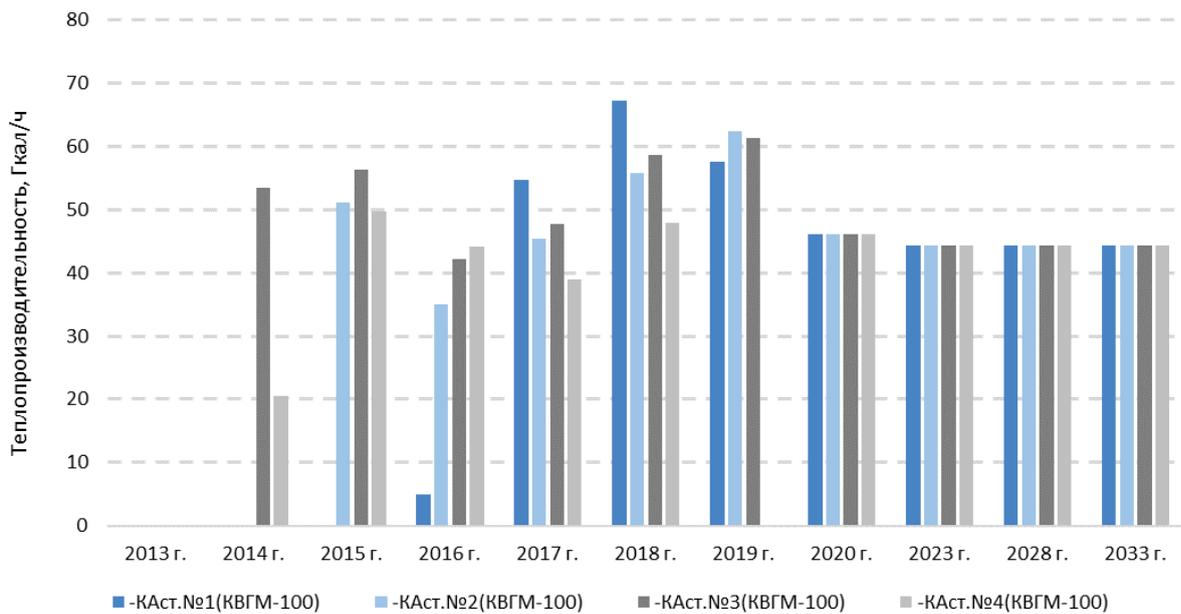
**Рис. 4.2.2. Показатели режимов загрузки газовой турбины ГТЭ-160 ПГУ-220Т на 2014 - 2033 годы**



**Рис. 4.2.3. Показатели режимов загрузки паровой турбины Т-63/76-8,8 ПГУ-220Т на 2014 - 2033 годы**



**Рис. 4.2.4. Показатели режимов загрузки котлов на 2014 - 2033 годы (энергетические котлы)**



**Рис. 4.2.5. Показатели режимов загрузки пиковых водогрейных котлов на 2014 - 2033 годы**

## Раздел 5. Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива

### 5.1. Определение потребности в топливе для Кировской ТЭЦ-3

Динамика изменения расхода условного топлива по Кировской ТЭЦ-3 в прогнозируемом периоде от состояния на 2018 год приведена на в табл. 5.1.1 и на рис. 5.1.1.

Динамика изменения полного расхода топлива показана на рис. 5.1.2 – 5.1.4.

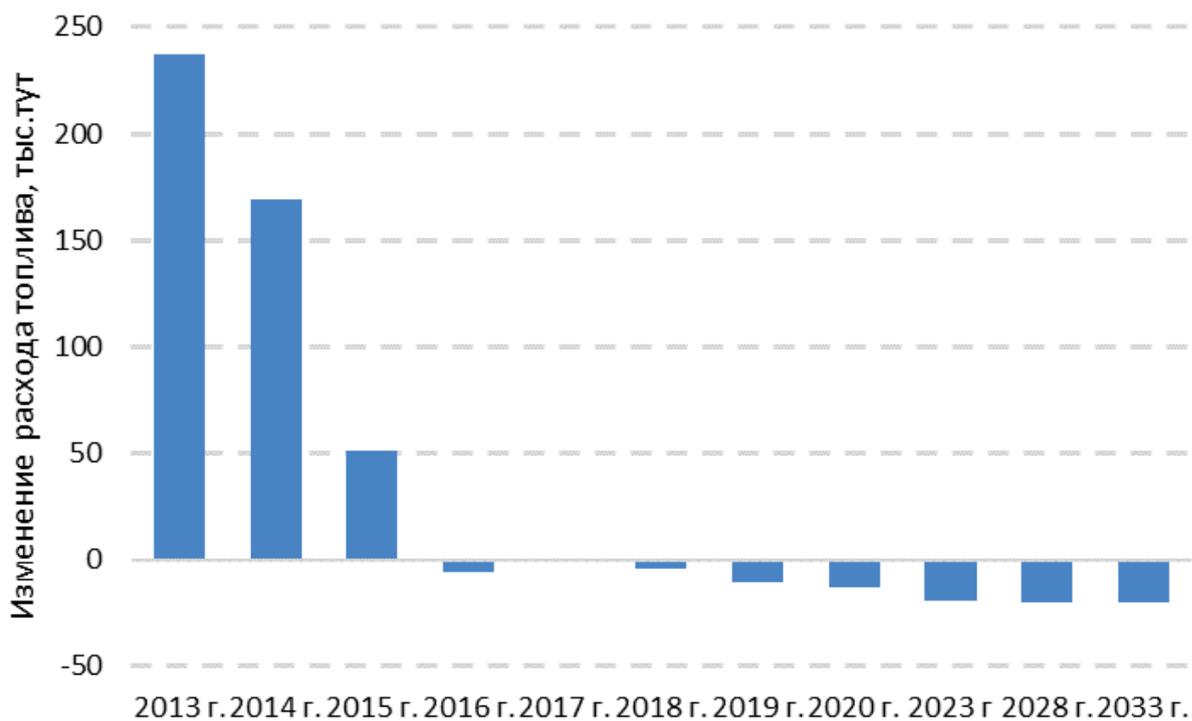
С 2015 года с вводом ПГУ расход топлива существенно увеличивается из-за увеличения отпуска электроэнергии. При этом удельные расходы топлива на отпуск тепловой и электрической энергии уменьшаются.

Таблица 5.1.1.

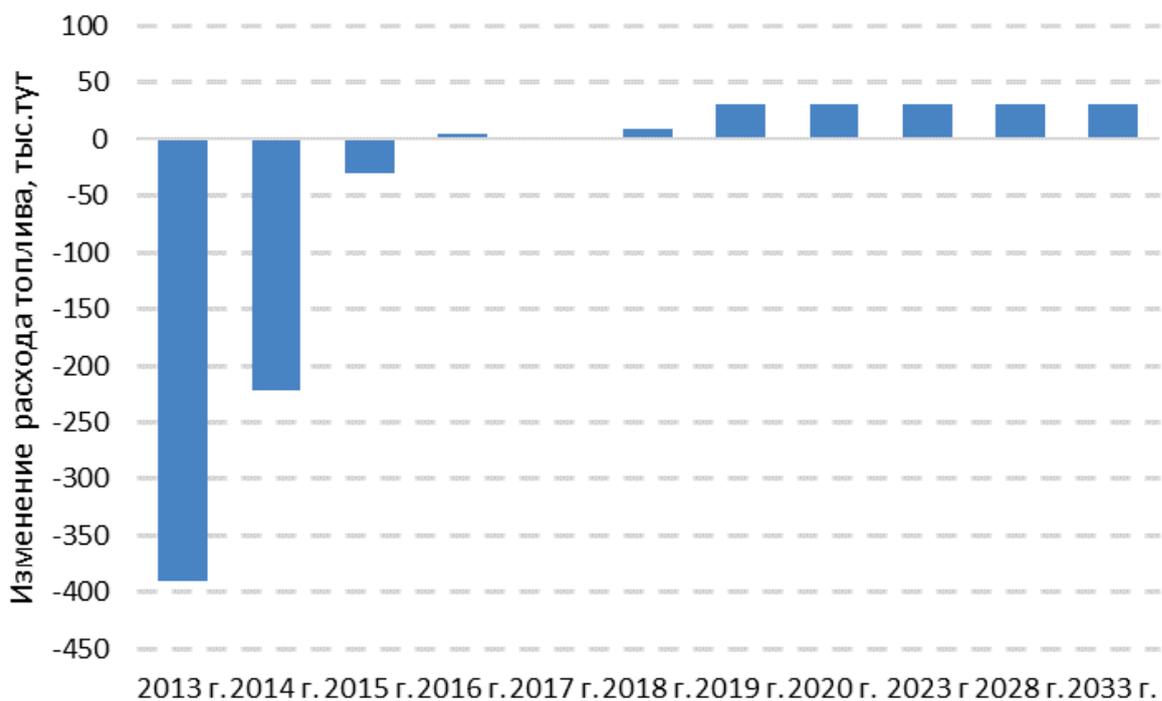
Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам				
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
1. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	177,5	175,5	175,1	175,0	175,6
2. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.	442,9	544,0	617,5	594,6	596,4
3. Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	206,3	298,6	385,6	359,6	355,3
4. Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	236,7	245,5	231,9	235,0	241,1
5. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2017 год, тыс. т у.т.	-153,4	-52,3	21,1	-1,8	0,0
6. Изменение расхода условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	-149,0	-56,7	30,3	4,3	0,0
7. Изменение расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	-4,4	4,4	-9,2	-6,1	0,0

Продолжение табл. 5.1.1

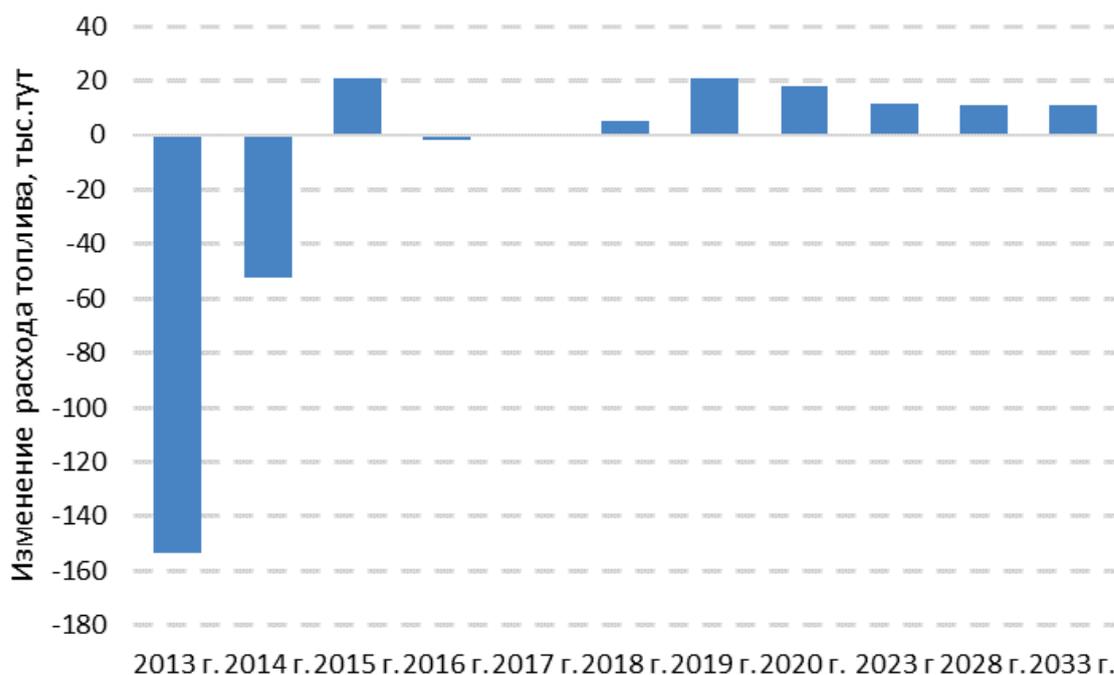
Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам					
	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.
1. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	172,3	176,2	175,9	175,8	175,9	176,0
2. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.	601,7	617,0	614,6	607,9	607,5	607,6
3. Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	374,6	384,7	384,3	382,8	382,7	382,7
4. Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	227,1	232,2	230,3	225,1	224,8	224,9
5. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2017 год, тыс. т у.т.	5,3	20,6	18,2	11,5	11,2	11,2
6. Изменение расхода условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	19,3	29,5	29,0	27,5	27,4	27,4
7. Изменение расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	-14,0	-8,9	-10,8	-16,0	-16,3	-16,2



**Рис. 5.1.1. Изменение расхода условного топлива Кировской ТЭС-3 от состояния на 2017 год (старая часть ТЭС-3)**

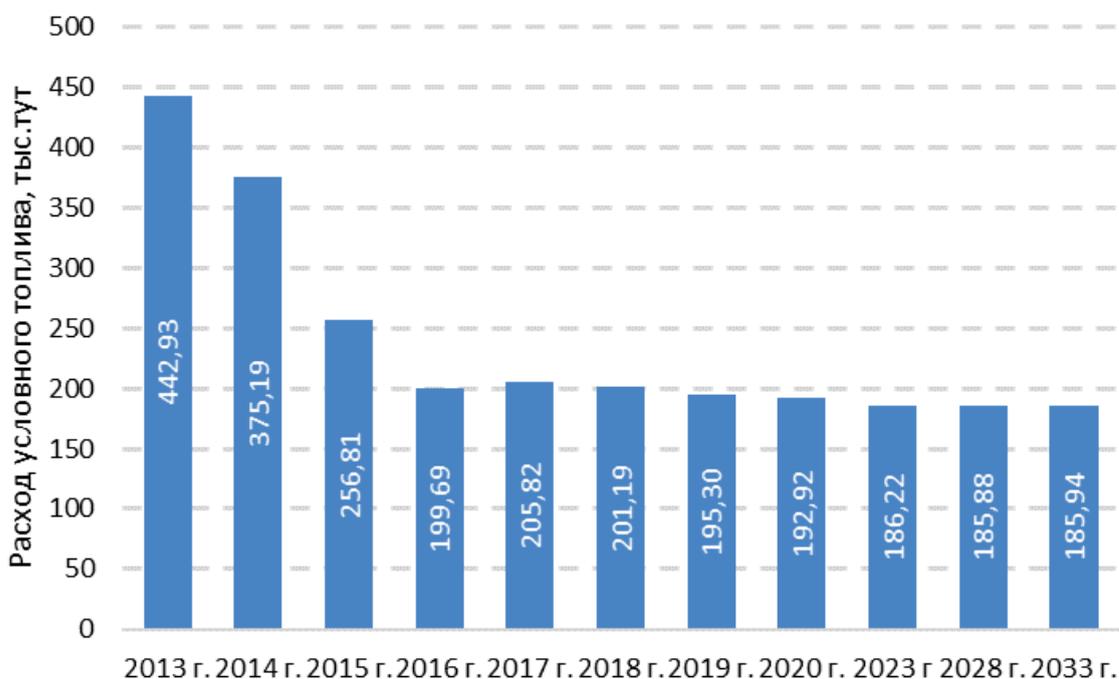


**Рис. 5.1.2. Изменение расхода условного топлива Кировской ТЭС-3 от состояния на 2017 год (ПГУ)**

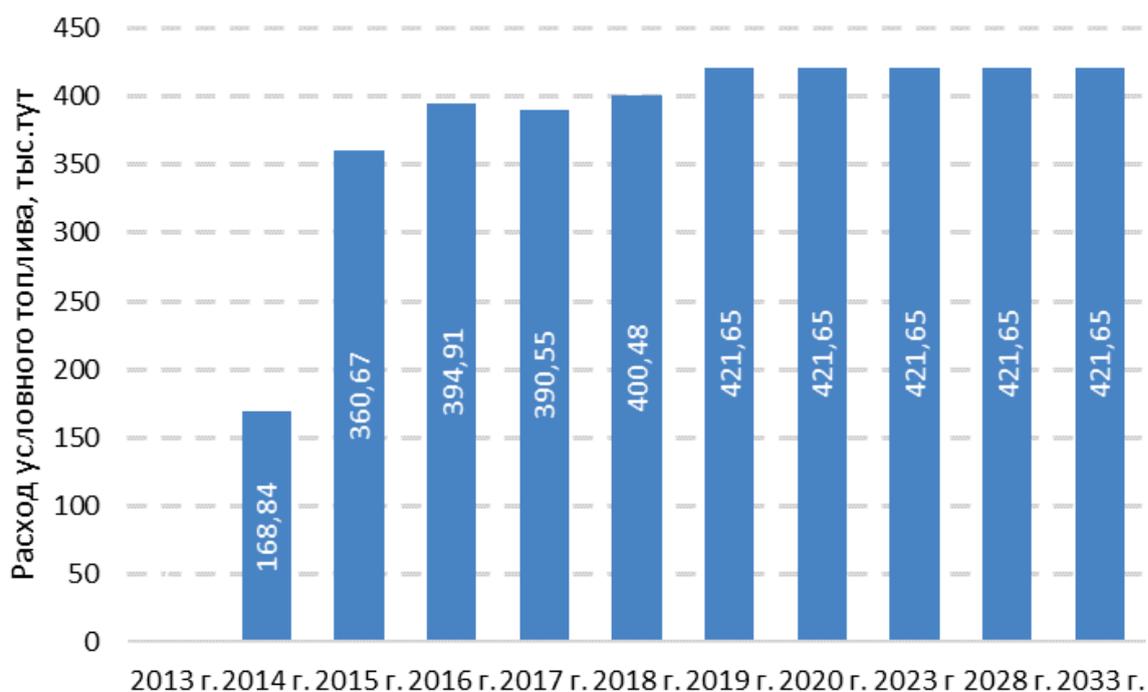


**Рис. 5.1.3. Изменение расхода условного топлива Кировской ТЭЦ-3 от состояния на 2017 год (ТЭЦ в целом)**

Суммарный расход условного топлива по Кировской ТЭЦ-3 для существующего оборудования без ПГУ показан на рис. 5.1.4. Перспективный суммарный расход условного топлива по блоку ПГУ-220 на Кировской ТЭЦ-3 показан на рис. 5.1.5.



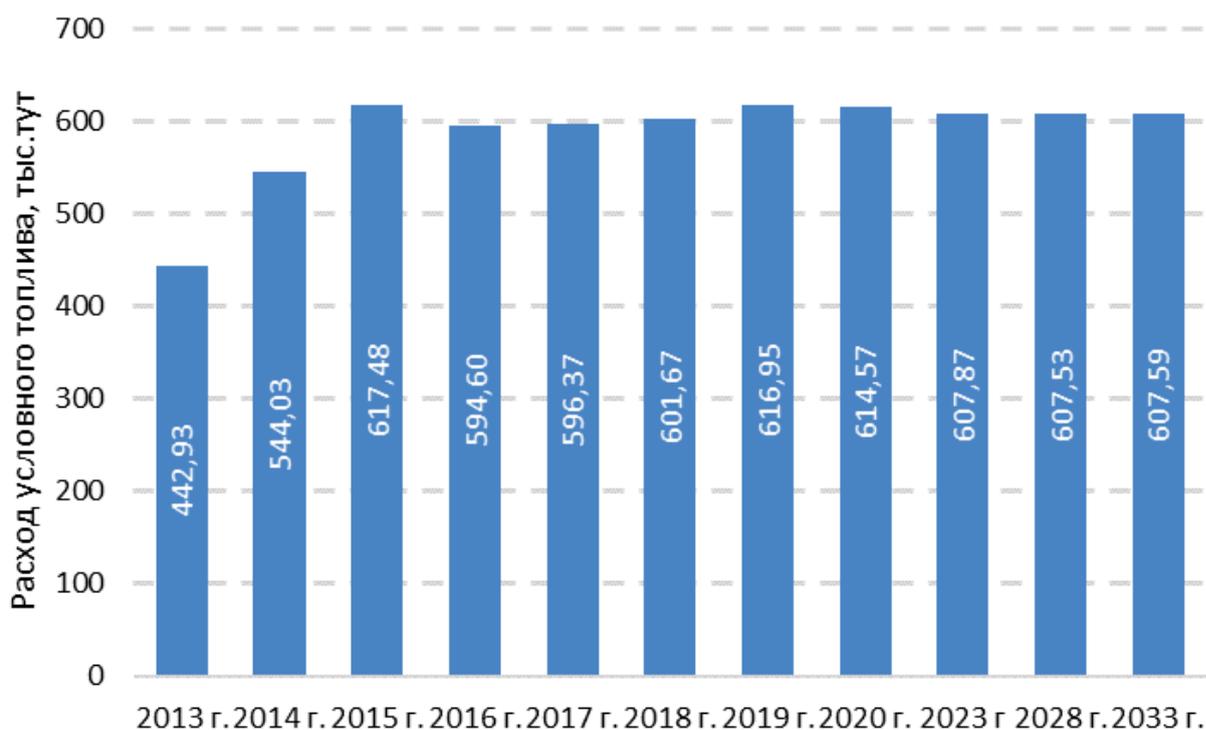
**Рис. 5.1.4. Суммарный расход условного топлива по Кировской ТЭЦ-3 (существующее оборудование)**



**Рис. 5.1.5. Суммарный расход условного топлива по блоку ПГУ-220 на Кировской ТЭЦ-3**

Суммарный расход условного топлива по Кировской ТЭЦ-3 (ТЭЦ в целом с ПГУ) показан на рис. 5.1.6.

Суммарный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по Кировской ТЭЦ-3 (существующее оборудование) показан на рис. 5.1.7.



**Рис. 5.1.6. Суммарный расход условного топлива по Кировской ТЭЦ-3 (ТЭЦ в целом с ПГУ)**

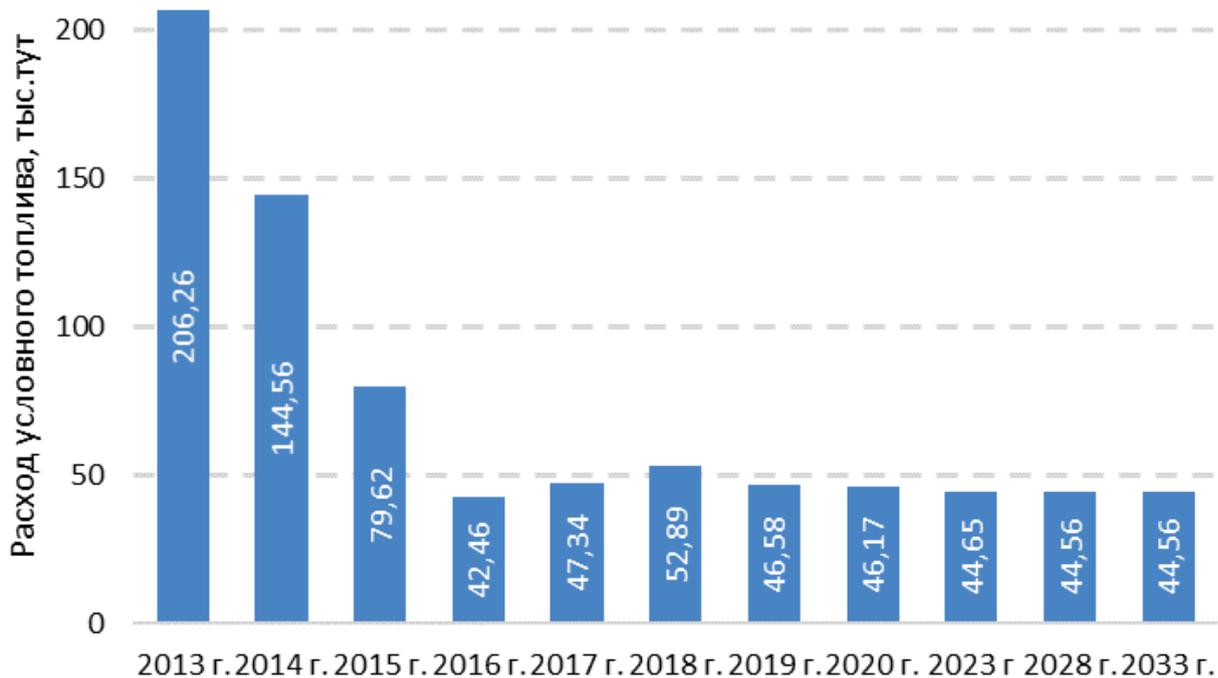


Рис. 5.1.7. Суммарный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по Кировской ТЭС-3 (существующее оборудование)

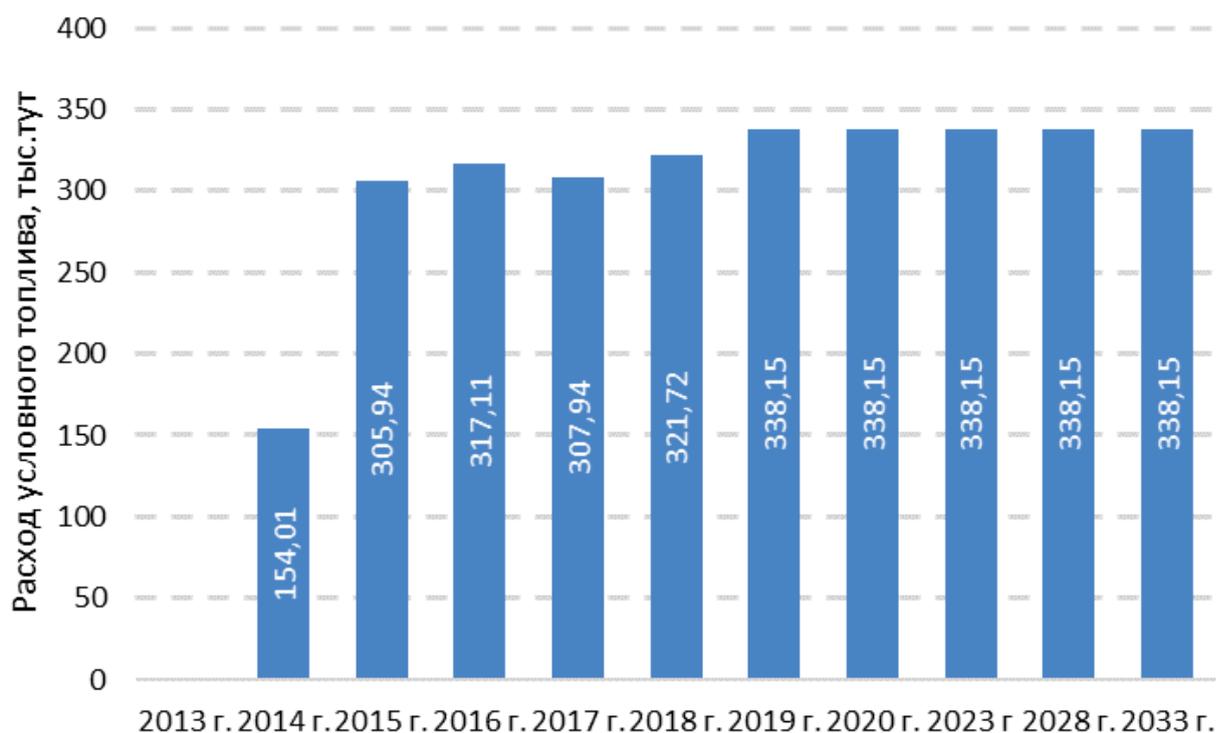


Рис. 5.1.8. Суммарный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по Кировской ТЭС-3 (вновь вводимая ПГУ-220Т)

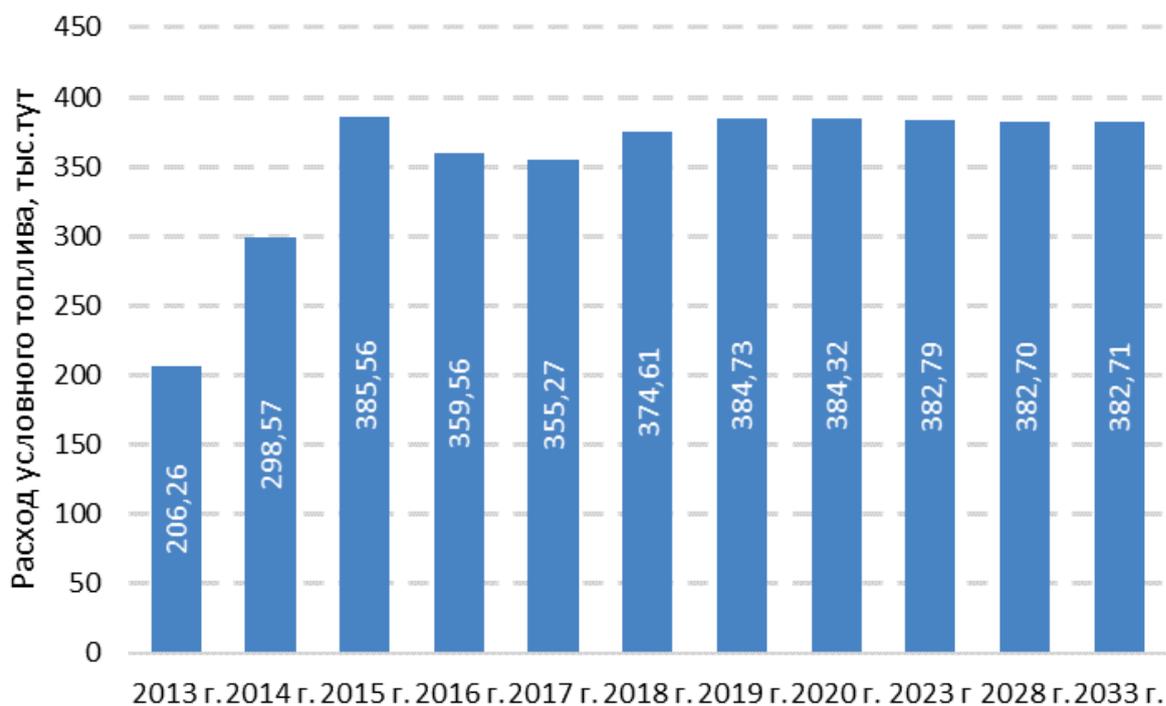


Рис. 5.1.9. Суммарный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по Кировской ТЭЦ-3 (ТЭЦ в целом)

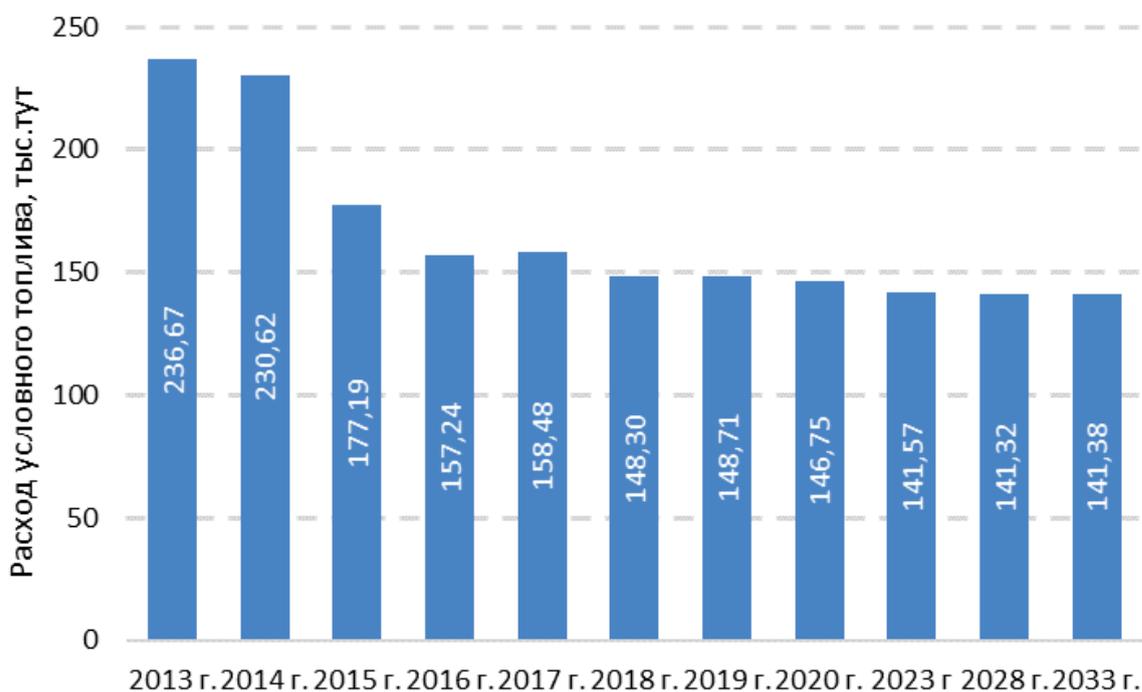
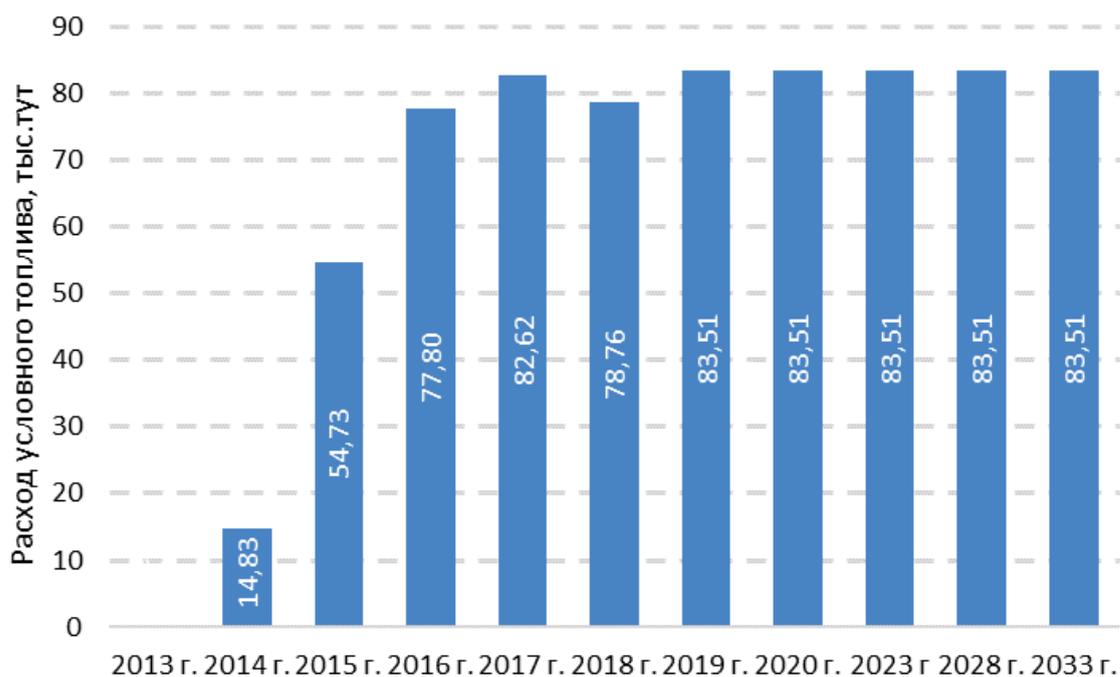
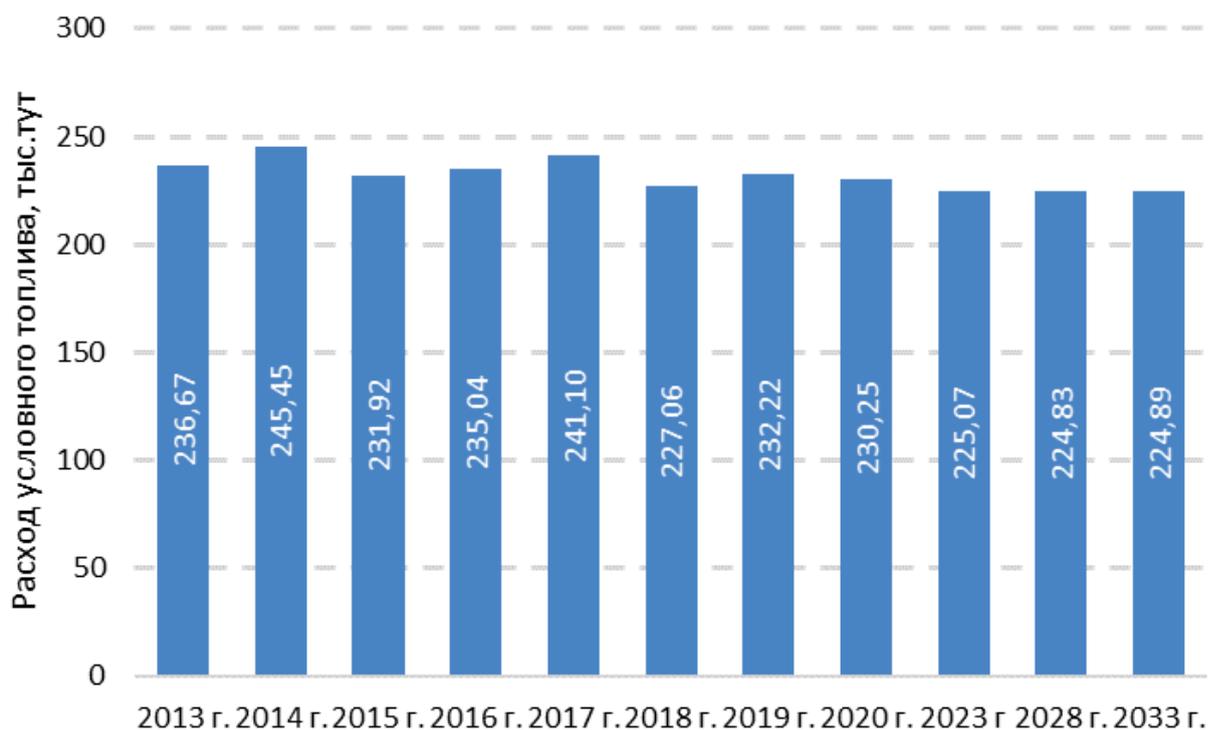


Рис. 5.1.10. Суммарный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии по Кировской ТЭЦ-3 (существующее оборудование)



**Рис. 5.11. Суммарный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии по Кировской ТЭС-3 (ПГУ-220Т)**



**Рис. 5.1.12. Суммарный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии по Кировской ТЭС-3 (ТЭС в целом)**

## 5.2. Определение потребности в топливе для котельной микрорайона Каринторф

Динамика изменения расхода условного топлива котельной микрорайона Каринторф в период 2014 – 2033 гг. год приведена на в табл. 5.2.1.

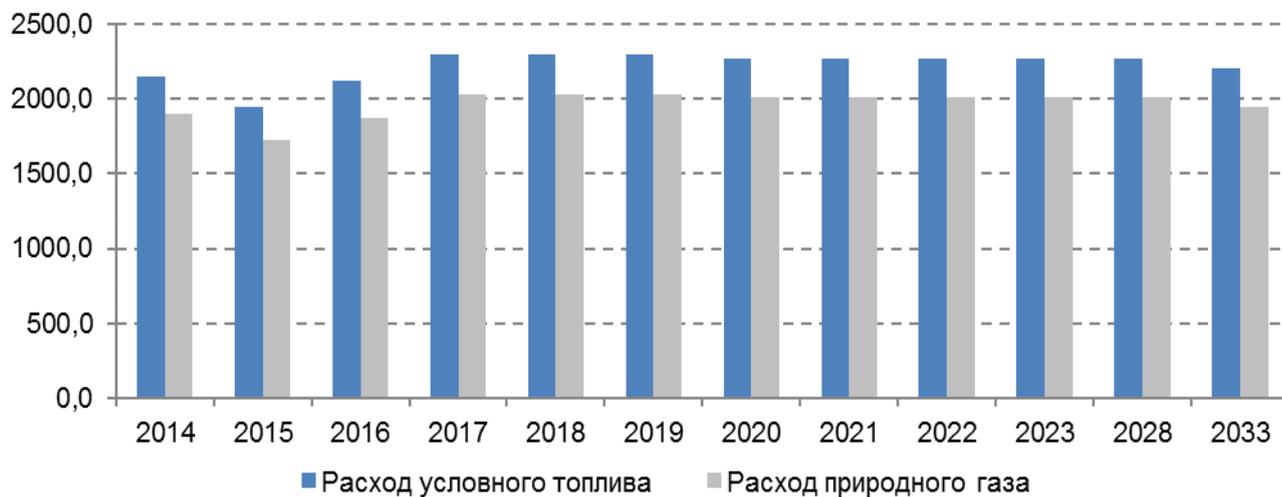
Таблица 5.2.1

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Отчетный год					
			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	Произведено тепловой энергии	Гкал	13816,2	12699,0	13635,8	14763,3	14763,3	14763,3
2	Отпущено тепловой энергии потребителям	Гкал	13506,2	12336,1	13240,0	14443,3	14443,3	14443,3
3	Расход условного топлива	тут	2145,4	1945,7	2117,6	2292,5	2292,5	2292,5
4	Расход природного газа	тыс. м <sup>3</sup>	1900,3	1723,4	1875,7	2030,6	2030,6	2030,6
5	Изменение расхода условного топлива от уровня 2017 г.	тут	-147,1	-346,8	-174,9	0,0	0,0	0,0
5	Изменение расход природного газа от уровня 2017 г.	тыс. м <sup>3</sup>	-130,3	-307,2	-154,9	0,0	0,0	0,0

Продолжение таблицы 5.2.1

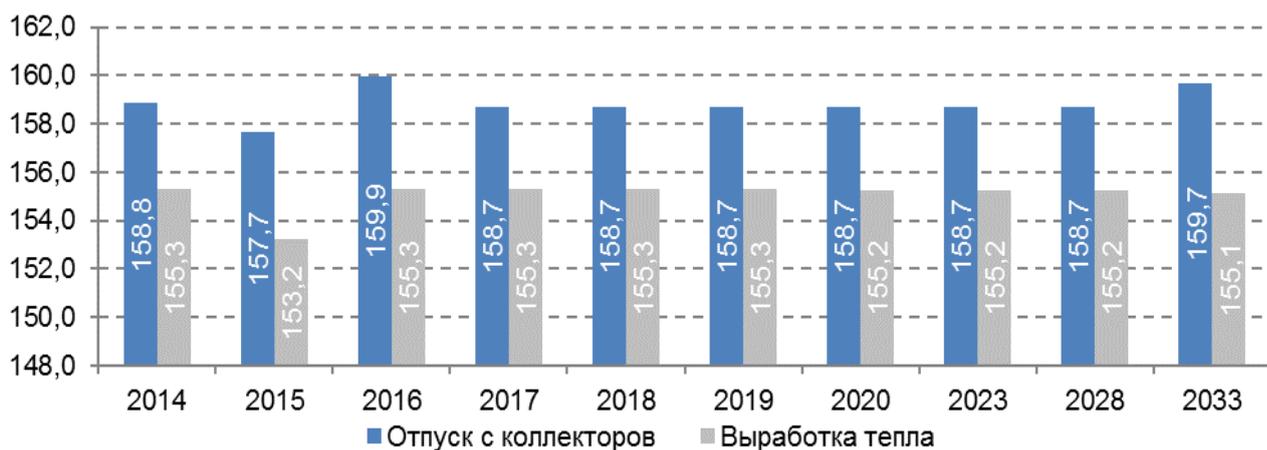
№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Отчетный год					
			2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024-2028 гг.	2029-2033 гг.
1	Произведено тепловой энергии	Гкал	14614,7	14614,7	14614,7	14614,7	14614,7	14188,9
2	Отпущено тепловой энергии потребителям	Гкал	14294,7	14294,7	14294,7	14294,7	14294,7	13868,9
3	Расход условного топлива	тут	2268,9	2268,9	2268,9	2268,9	2268,9	2200,9
4	Расход природного газа	тыс. м <sup>3</sup>	2009,7	2009,7	2009,7	2009,7	2009,7	1949,4
5	Изменение расхода условного топлива от уровня 2017 г.	тут	-23,6	-23,6	-23,6	-23,6	-23,6	-91,6
5	Изменение расход природного газа от уровня 2017 г.	тыс. м <sup>3</sup>	-20,9	-20,9	-20,9	-20,9	-20,9	-81,1

Расход условного топлива и расход природного газа на котельной микрорайона Каринторф в периоде 2013 – 2033 гг. приведены на рис. 5.2.1, удельный расход условного топлива – на рис. 5.2.2.



**Рис. 5.2.1. Расход условного топлива (тыс. тут) и расход природного газа (тыс. м.куб) на котельной МКР Каринторф на 2013 - 2033 годы**

Расход топлива на котельной микрорайона Каринторф изменяется согласно изменению отпуска тепловой энергии внешним потребителям.



**Рис. 5.2.2. Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии котельной МКР Каринторф на 2013 - 2033 годы, кгут/Гкал**

### 5.3. Рекомендации по видам используемого топлива для Кировской ТЭЦ-3

В качестве основного топлива на Кировской ТЭЦ-3 используется природный газ, каменный уголь и торф, резервным топливом является топочный мазут марки М-100.

Поставщиками природного газа является ООО «Кировская региональная компания по реализации газа» (Кировский отвод с газопровода Ямбург-Тула), услуги по транспортировке газа ОАО «Кирооблгаз». Поставка мазута и каменного угля осуществляется железнодорожным транспортом.

Калорийность угля в среднем за период 2015-2017 гг. составила 4 464 ккал/кг.

Калорийность природного газа – 8 138 ккал/м<sup>3</sup>.

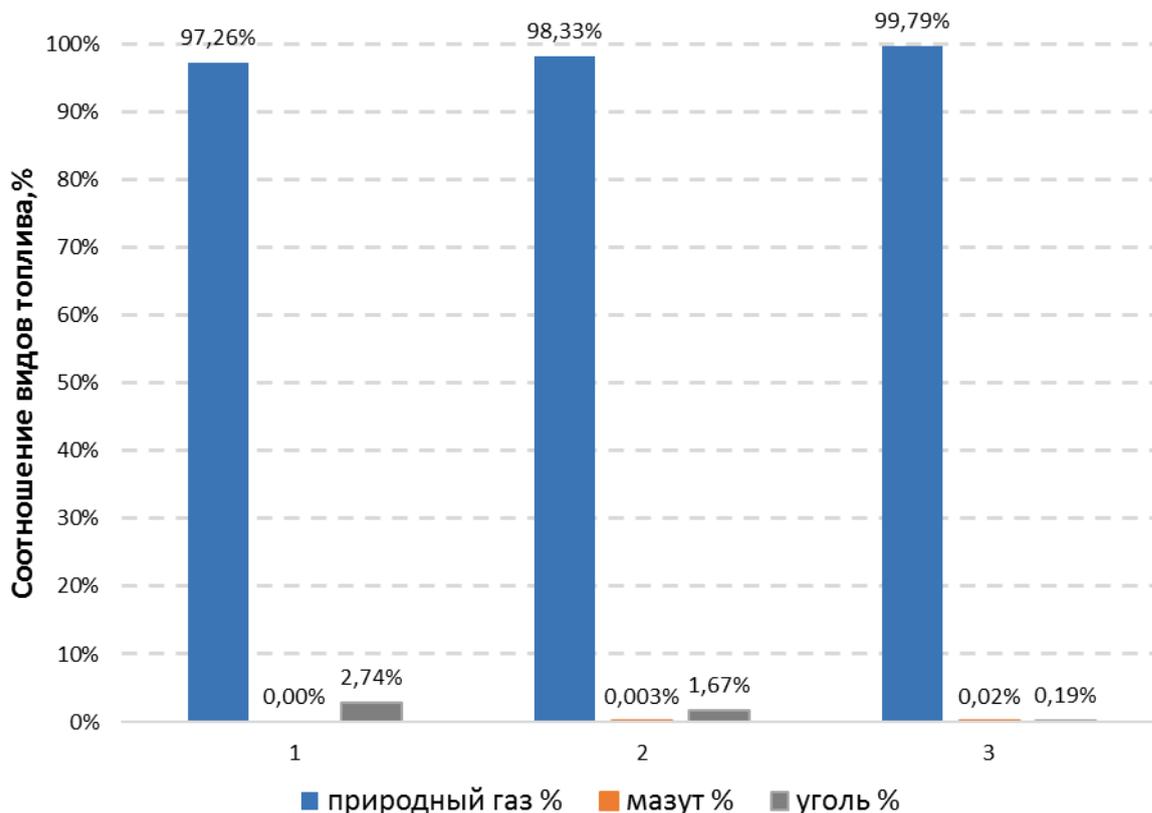
Калорийность мазута – 9 433 ккал/кг.

Количество сожжённого основного и резервного топлив на источнике тепловой мощности – Кировской ТЭЦ-3 за 2015-2017 гг. представлены в табл. 5.3.1.

Соотношение видов топлива в топливном балансе станции представлено на рис. 5.3.1.

**Таблица 5.3.1**

Наименование показателя	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. тут	617,481	594,596	596,371
природный газ	тыс. тут	600,582	584,67	595,14
мазут	тыс. тут	0	0,016	0,091
уголь	тыс. тут	16,899	9,91	1,14
торф	тыс. тут	-	-	-
Затрачено натурального топлива, в т.ч.:	-	-	-	-
природный газ	млн. м <sup>3</sup>	513,64	501,041	511,223
мазут	тыс. тонн	-	0,014	0,074
уголь	тыс. тонн	27,081	16,143	1,867
торф	тыс. тонн	-	-	-
Затрачено условного топлива в % от всего топлива				
природный газ	%	97,26%	98,33%	99,79%
мазут	%	0,00%	0,003%	0,02%
уголь	%	2,74%	1,67%	0,19%
торф	%	-	-	-



**Рис. 5.3.1. Соотношение видов топлива в топливном балансе станции**

В основном на станции используется природный газ, его доля в топливном балансе составляет 97,26 - 99,79% на 2015 - 2017 гг. В меньшей степени сжигают каменный уголь – 2,74 – 0,19%. Мазут на ТЭЦ-3 практически не используется, и его доля в топливном балансе колеблется в пределах 0 – 0,2 %. Торф в качестве топлива не используется.

Анализ графика рис. 6.3.1 показывает, что в топливоиспользовании ТЭЦ-3 имеется устойчивая тенденция увеличения доли использования природного газа.

Очевидно, что эта тенденция сохранится и в последующие годы.

Исходя из выше изложенного в Схеме теплоснабжения г. Кирово-Чепецк для Кировской ТЭЦ-3 рекомендуется сохранить тенденцию на замещение природным газом прочих видов топлива.

#### **5.4. Рекомендации по видам используемого топлива для котельной микрорайона Каринторф**

Котельная микрорайона Каринторф в период 2015 – 2017 гг. использовала только природный газ. Котельная запроектирована на сжигание природного газа.

Для котельной микрорайона Каринторф рекомендуется продолжить использование природного газа в качестве основного топлива. В качестве резервного топлива возможно рассмотреть сжиженный газ, дизельное или печное топливо, мазут, торф, уголь, дрова и т.д. Вид резервного топлива определить по результатам проведения проектно-изыскательских работ.

## Список использованных источников

1. Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении».
2. Федеральный Закон Российской Федерации от 23.11.2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2013г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
4. Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения. Утв. Приказом № 565/667 Минэнерго и Минрегион России 29.12.2013 г.
5. Приказ Министерства регионального развития РФ от 23 августа 2010 г. N 378 «Об утверждении методических указаний по расчету предельных индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги».
6. Постановление Правительства РФ от 13.02.2006 г. № 83 «Правила определения и предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения».
7. Приказ Минэнерго России от 30.12.2008 N 323 (ред. от 10.08.2013) «Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии». Зарегистрировано в Минюсте России 16.03.2009 № 13512.
8. Постановление Правительства РФ от 16.04.2013 № 307 «О ценообразовании в теплоэнергетике».
9. Методические указания по составлению отчета электростанций и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования: РД 34.08.552-93. – М.: СПО ОРГРЭС, 1993.
10. Методические указания по составлению отчета электростанций и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования: РД 34.08.552-95. – М.: СПО ОРГРЭС, 1995 (с Изм. № 1 к РД 34.08.552-95. – М.: СПО ОРГРЭС, 1998).
11. Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций: РД 34.09.155-93. – М.: СПО ОРГРЭС, 1993 (с Изм.№ 1 к РД 34.09.155-93. – М.: СПО ОРГРЭС, 1999).
12. Экспресс-анализ зависимости эффективности транспорта тепла от удалённости потребителей. Новости теплоснабжения, № 6, 2006.