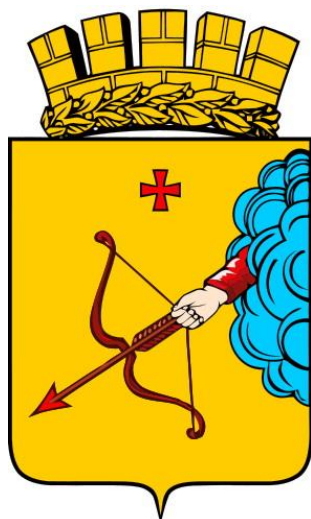


СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА КИРОВА НА ПЕРИОД ДО 2033 г.



**Обосновывающие материалы
к схеме теплоснабжения:**

**Глава 6. Предложения по
строительству, реконструкции и
техническому перевооружению
источников тепловой энергии**

**Книга 6. Предложения
по строительству, реконструкции
и техническому перевооружению
источников тепловой энергии**

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА КИРОВА НА ПЕРИОД ДО 2033 г.

Обосновывающие материалы

**Глава 6. «Предложения по строительству,
реконструкции и техническому
переворужению источников
тепловой энергии»**

**Книга 6. Предложения по строительству,
реконструкции и техническому
переворужению источников
тепловой энергии**

Содержание

Раздел 1. Общие положения.....	5
Раздел 2. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.....	8
2.1. Предложения по реконструкции и техническому перевооружению оборудования Кировской ТЭЦ-1.....	8
2.2. Предложения по реконструкции и техническому перевооружению оборудования Кировской ТЭЦ-4.....	17
2.3. Предложения по реконструкции и техническому перевооружению оборудования Кировской ТЭЦ-5.....	33
Раздел 3. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению котельных г. Киров.....	50
3.1. Структура основного оборудования котельных г. Киров.....	50
3.2. Предложения по выбытию старых неэффективных, морально и физически изношенных и отработавших свой ресурс мощностей оборудования котельных г. Киров	53
3.3. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности котельных г. Киров с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей	54
3.4. Предложения по техническому перевооружению котельных г. Киров с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения	73
3.5. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления	73
3.6. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.....	73
3.7. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии	73
3.8. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.....	77
3.9. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии	77
3.10. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки г. Киров малоэтажными жилыми зданиями	78
3.11. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории городского округа.....	79
3.12. 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;.....	79
3.13. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия котельных) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе	79
Раздел 4. Определение возможности теплоснабжения перспективных потребителей, не входящих в зоны действия существующих источников тепловой энергии	80
4.1. Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) на площадке нового строительства в мкр. «Пересторонцы»	80
4.2. Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) на площадке нового	

строительства в мкр. «Метроград».....	80
4.3. Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) на площадке нового строительства в мкр. «Зиновы»	81
Раздел 5. Расчет максимальной выработки электрической энергии на базе прироста теплового потребления.....	82
5.1. Результаты расчета максимальной выработки электрической энергии на базе прироста теплового потребления.....	82
5.2. Анализ результатов расчета максимальной выработки электрической энергии по Кировской ТЭЦ-1.....	87
5.3. Анализ результатов расчета максимальной выработки электрической энергии Кировской ТЭЦ-4.....	90
5.4. Анализ результатов расчета максимальной выработки электрической энергии Кировской ТЭЦ-5.....	93
5.5. Анализ результатов расчета максимальной выработки электрической энергии на базе прироста теплового потребления Кировскими ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5	96
Раздел 6. Определение перспективных режимов загрузки источников по присоединенной тепловой нагрузке.....	98
6.1. Сведения об условиях расчета перспективных режимов загрузки оборудования.....	98
6.2. Результаты расчета перспективных показателей работы ТЭЦ	98
6.3. Анализ результатов расчета перспективных режимов загрузки оборудования Кировской ТЭЦ-1.....	105
6.4. Анализ результатов расчета перспективных режимов загрузки оборудования Кировской ТЭЦ-4.....	107
6.5. Анализ результатов расчета по Кировской ТЭЦ-5.....	113
Раздел 7. Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива в Схеме теплоснабжения г. Киров	117
7.1. Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива в Схеме теплоснабжения г. Киров для Кировских ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5.....	117
7.2. Рекомендации по видам используемого топлива в Схеме теплоснабжения г. Киров для Кировских ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5.....	119
Раздел 8. Выполненные в 2015, 2016 гг. мероприятия по реконструкции источников теплоснабжения	122
8.1. Закрытые источники теплоснабжения	122
8.2. Новые источники теплоснабжения	122
8.3. Реконструкция источников теплоснабжения	123
Список использованных источников.....	124

Раздел 1. Общие положения

В настоящей книге предложены мероприятия строительству, реконструкции и техническому перевооружения источников тепловой энергии, на основании выполненных балансовых расчетов тепловой мощности и теплоносителя, возможных режимов работы тепловых сетей и одобренных вариантов развития системы теплоснабжения г. Киров.

Основными источниками теплоснабжения в г. Киров являются ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5. Также в границах города имеется несколько крупных котельных, образующих изолированные системы теплоснабжения. Небольшие котельные (установленная тепловая мощность менее 10 Гкал/ч) частично располагаются внутри зон действия крупных источников тепла, а некоторые из них обеспечивают теплом удаленные районы г. Киров. Схема расположения источников теплоснабжения в г. Киров приведена на рис. 1.1.1.

На источниках тепловой энергии г. Киров, работающих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, выявлены резервы тепловой мощности по данным базового периода. Как показали результаты балансовых расчетов на конец прогнозируемого периода разработки схемы теплоснабжения, имеющиеся резервы мощности способны обеспечить перспективную тепловую нагрузку. Учитывая эти результаты, а также решения, изложенные в постановлении Правительства РФ от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», принято решение не рассматривать в границах г. Киров вариант строительства новых генерирующих мощностей, работающих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

Теплоснабжение части перспективных площадок строительства предполагается осуществлять за счёт индивидуальных источников теплоснабжения. В первую очередь это касается индивидуальной (малозэтажной) жилой застройки и части общественных и производственных зданий.

При определении источников централизованного теплоснабжения для перспективных площадок строительства учитывались следующие данные:

- выданные технические условия на подключения строящихся зданий к тепловым сетям существующих источников теплоснабжения;
- планы застройщиков по установке индивидуальных источников теплоснабжения;
- близость перспективных площадок строительства к зонам действия существующих источников теплоснабжения.
- возможность подключения перспективных площадок строительства к тепловым сетям существующих источников теплоснабжения исходя из гидравлического расчёта тепловых сетей;
- экономическая целесообразность подключения удалённых перспективных площадок строительства к тепловым сетям существующих источников теплоснабжения;
- установленная тепловая мощность и планы развития существующих источников теплоснабжения (предпочтение отдавалось крупным источникам теплоснабжения с установленной тепловой мощностью более 10 Гкал/ч)

По результатам проведённого анализа для осуществления централизованного теплоснабжения перспективных площадок строительства предполагается использовать тепловые мощности следующих источников теплоснабжения:

- ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 (Кировский филиал ПАО «Т ПЛЮС»);
- котельных на балансе ОАО «КТК»;
- ведомственных котельных.

В соответствии с полученными результатами, ниже рассмотрены варианты реконструкции и технического перевооружения перечисленных источников тепловой энергии.

Кроме того, в Книге приводятся решения по переводу нагрузки части котельных на более крупные и эффективные источники и предложения по строительству новых источников тепла для удаленных площадок перспективного строительства.

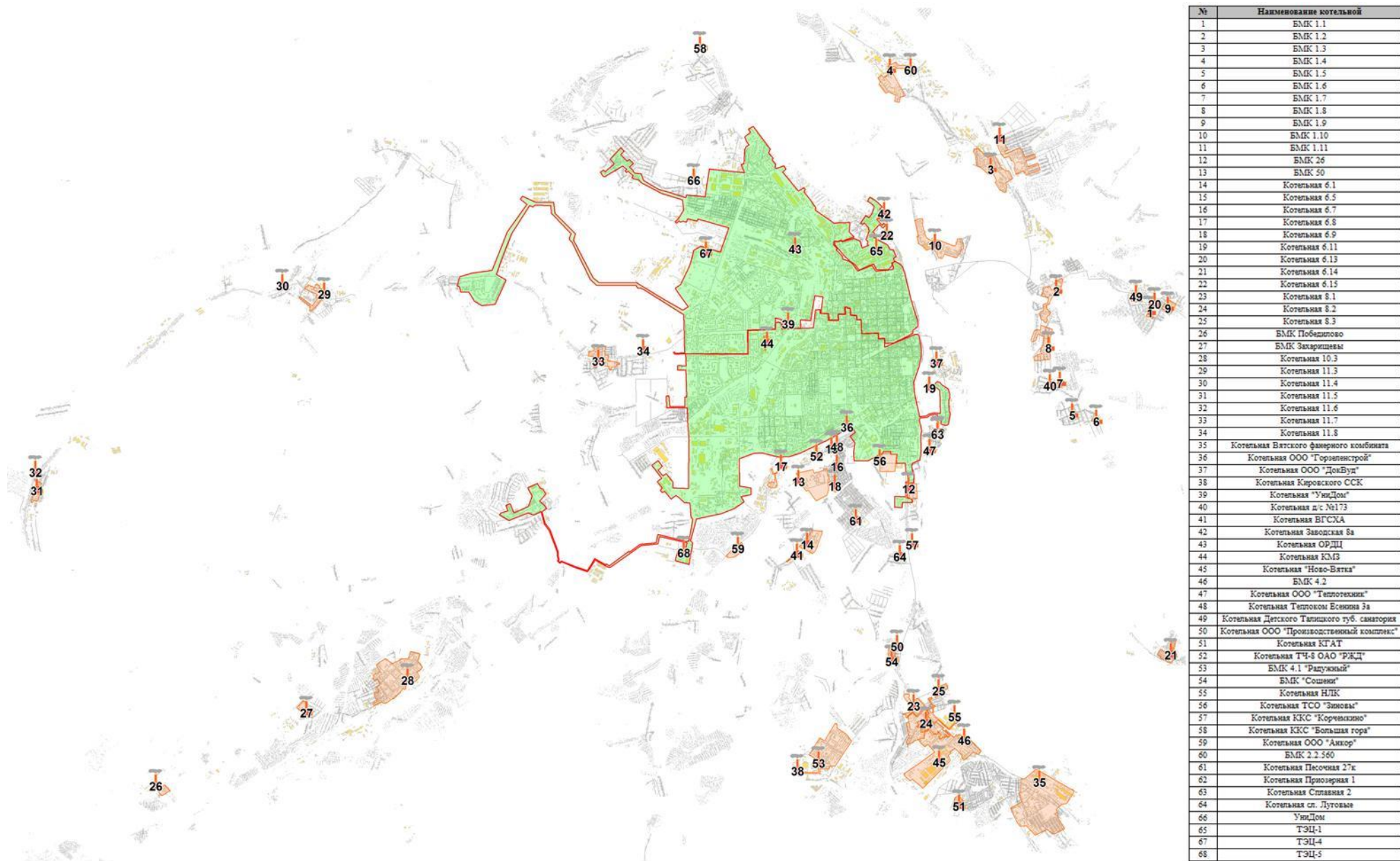


Рис. 1.1.1. Схема расположения источников теплоснабжения в г. Киров

Раздел 2. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок

2.1. Предложения по реконструкции и техническому перевооружению оборудования Кировской ТЭЦ-1

2.1.1. Общая характеристика Кировской ТЭЦ-1

Установленная электрическая мощность – 10,3 МВт. Тепловая мощность ТЭЦ-1 определяется суммарной теплопроизводительностью паровых котлов ввиду особенностей технологической схемы, пиковых водогрейных котлов на ТЭЦ нет. Вся тепловая энергия, произведенная паровыми котлами, может отпускаться паровым потребителям и на сетевые подогреватели через РОУ в случае останова паровых турбин.

Установленная тепловая мощность ТЭЦ-1 составляет 206 Гкал/ч (рис. 2.2.1), в том числе производственных отборов турбин – 61,2 Гкал/ч; теплофикационных отборов турбин – 29 Гкал/ч, РОУ – 115,8 Гкал/ч.

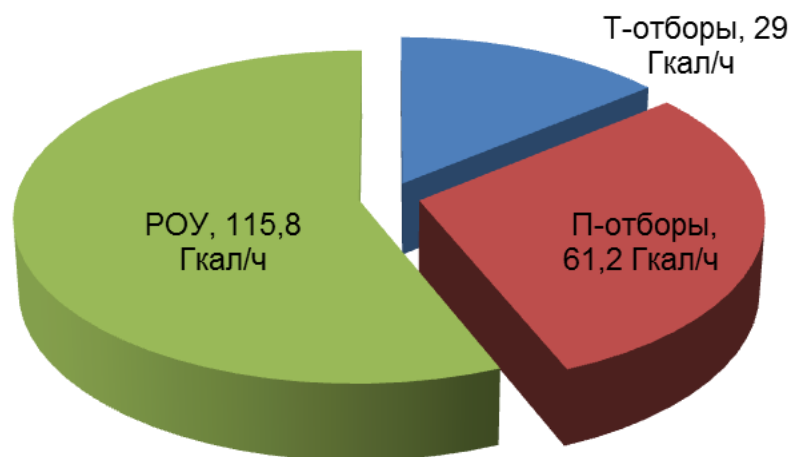


Рис. 2.1.1. Структура установленной тепловой мощности Кировской ТЭЦ-1

В состав основного оборудования Кировской ТЭЦ-1 по состоянию на 01.01.2017 г. (табл. 2.1.1) входят 5 энергетических паровых котлов и 2 паровые турбины. В соответствии с приказом № 98 от 04.06.2014 г. произошли следующие изменения в составе основного оборудования ТЭЦ:

- проведена модернизация турбины Р-5,3-32/10 ст. № 2 на ПР-5;
- выведен из эксплуатации энергетический котел ТО-1 ст. № 4 (1.01.2011 г.);
- выведен в длительную консервацию энергетический котел НЗЛ-60-36 (1.04.2015 г.).

Таблица 2.1.1

ст. №	Тип котла	Год ввода / модернизации	Паропроизводительность, т/ч	Тепловая мощность, Гкал/ч	Электрическая мощность, МВт	Состояние
Энергетические котлы						
4	ТО-1	1947	30	-	-	Выведен из эксплуатации
5	Е-45	1951	45	-	-	В работе
6	Е-45	1952	45	-	-	В работе
7	НЗЛ-60-36	1960	60	-	-	Выведен в консервацию
8	БКЗ-75/39 ГМА	1986	75	-	-	В работе
9	БКЗ-75/39 ГМА	1986	75	-	-	В работе
Паровые турбины						
2	ПР-5-3,4/1,7/1,0	1962 / 2014	-	61,2	5,0	В работе
3	Р-5,3-32/3	1961	-	29	5,3	Модернизированная турбина Р-5,3-32/3

2.1.2. Предложения по выбытию старых неэффективных, морально и физически изношенных и отработавших свой ресурс мощностей Кировской ТЭЦ-1

При актуализации схемы теплоснабжения г. Кирова до 2033 г. не были запланированы мероприятия по выводу из эксплуатации неэффективных, морально и физически изношенных и отработавших свой ресурс мощностей ТЭЦ-1.

2.1.3. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности Кировской ТЭЦ-1 с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей

Актуализированная схема теплоснабжения г. Кирова предусматривает изменение тепловой нагрузки ТЭЦ-1 в 2017 г. за счет подключения потребителей котельной ООО «Теплоснабжающая компания» (ул. Заводская, 8к).

Составленные балансы установленной, располагаемой, тепловой мощности нетто и перспективной тепловой нагрузки в существующей зоне действия ТЭЦ-1 представлены в табл. 2.1.2.

По результатам составления балансов (табл. 2.1.3) можно сделать вывод о том, что дефицит установленной тепловой мощности ТЭЦ-1 нетто на конец прогнозируемого периода отсутствует. Резерв тепловой мощности на конец прогнозируемого периода ТЭЦ-1 составит 102,4 Гкал/ч при расчете по договорной тепловой нагрузке и 107,5 Гкал/ч при расчете по фактической тепловой нагрузке.

Таблица 2.1.2

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя по годам, Гкал/ч							
		2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
1	Перспективный прирост тепловой нагрузки ТЭЦ-1 по годам	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.1	- отопление и вентиляция	-	0	0	0	0	0	0	0
1.2	- ГВС (сред.)	-	0	0	0	0	0	0	0
1.3	- пар	-	0	0	0	0	0	0	0
2	Перспективный прирост тепловой нагрузки ТЭЦ-1 по годам за счёт закрытия малых котельных	-	6,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.1	- отопление и вентиляция	-	5,05	0	0	0	0	0	0
2.2	- ГВС (сред.)	-	1,26	0	0	0	0	0	0
2.3	- пар	-	0	0	0	0	0	0	0
3	Суммарный прирост тепловой нагрузки ТЭЦ-1 за каждый год	-	6,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.1	- отопление и вентиляция	-	5,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.2	- ГВС (сред.)	-	1,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.3	- пар	-	0	0	0	0	0	0	0
4	Суммарная договорная подключенная к ТЭЦ-1 нагрузка	90,58	96,89	96,89	96,89	96,89	96,89	96,89	96,89
4.1	- отопление и вентиляция	56,67	61,72	61,72	61,72	61,72	61,72	61,72	61,72
4.2	- ГВС (сред.)	3,91	5,17	5,17	5,17	5,17	5,17	5,17	5,17
4.3	- пар	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
5	Суммарная фактическая подключенная к ТЭЦ-1 нагрузка	85,50	91,81	91,81	91,81	91,81	91,81	91,81	91,81
5.1	- отопление и вентиляция	44,70	49,75	49,75	49,75	49,75	49,75	49,75	49,75
5.2	- ГВС (сред.)	10,80	12,06	12,06	12,06	12,06	12,06	12,06	12,06
5.3	- пар	30,00	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0

Таблица 2.1.3

№ п/п	Наименование показателя	Величина показателя, Гкал/ч						
		2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 – 2026 гг.	2027 – 2032 гг.
1	Установленная мощность	206	206	206	206	206	206	206
1.1	- теплофикационные отборы	29	29	29	29	29	29	29
1.2	- производственные отборы	61,2	61,2	61,2	61,2	61,2	61,2	61,2
1.3	- РОУ	115,8	115,8	115,8	115,8	115,8	115,8	115,8
2	Располагаемая мощность	206	206	206	206	206	206	206
2.1	- теплофикационные отборы	29	29	29	29	29	29	29
2.2	- производственные отборы	61,2	61,2	61,2	61,2	61,2	61,2	61,2
2.3	- РОУ	115,8	115,8	115,8	115,8	115,8	115,8	115,8
3	Собственные нужды	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
4	Тепловая мощность нетто	156,7	156,7	156,7	156,7	156,7	156,7	156,7
5	Потери в сетях	1,32	1,29	1,27	1,26	1,25	1,21	1,17
6	Тепловая нагрузка потребителей	-	-	-	-	-	-	-

№ п/п	Наименование показателя	Величина показателя, Гкал/ч						
		2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 – 2026 гг.	2027 – 2032 гг.
6.1	- договорная	90,58	96,89	96,89	96,89	96,89	96,89	96,89
6.2	- фактическая	85,50	91,81	91,81	91,81	91,81	91,81	91,81
7	Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	-	-	-	-	-	-	-
7.1	- по договорной нагрузке	108,58	102,29	102,32	102,34	102,35	102,36	102,40
7.2	- по фактической нагрузке	113,66	107,37	107,40	107,42	107,43	107,44	107,48

2.1.4. Предложения по техническому перевооружению Кировской ТЭЦ-1 с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения

При актуализации схемы теплоснабжения г. Кирова не были запланированы мероприятия по техническому перевооружению Кировской ТЭЦ-1 с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения.

2.1.5. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии. Перевод тепловой нагрузки малых котельных на Кировскую ТЭЦ-1

Вблизи зоны действия Кировской ТЭЦ-1 расположены котельная 6.15 и котельная ООО «Теплоснабжающая компания».

При актуализации схемы теплоснабжения г. Киров до 2033 г. учитывается расширение зоны действия ТЭЦ-1 в 2017 г. за счет подключения тепловых нагрузок котельной ООО «Теплоснабжающая компания».

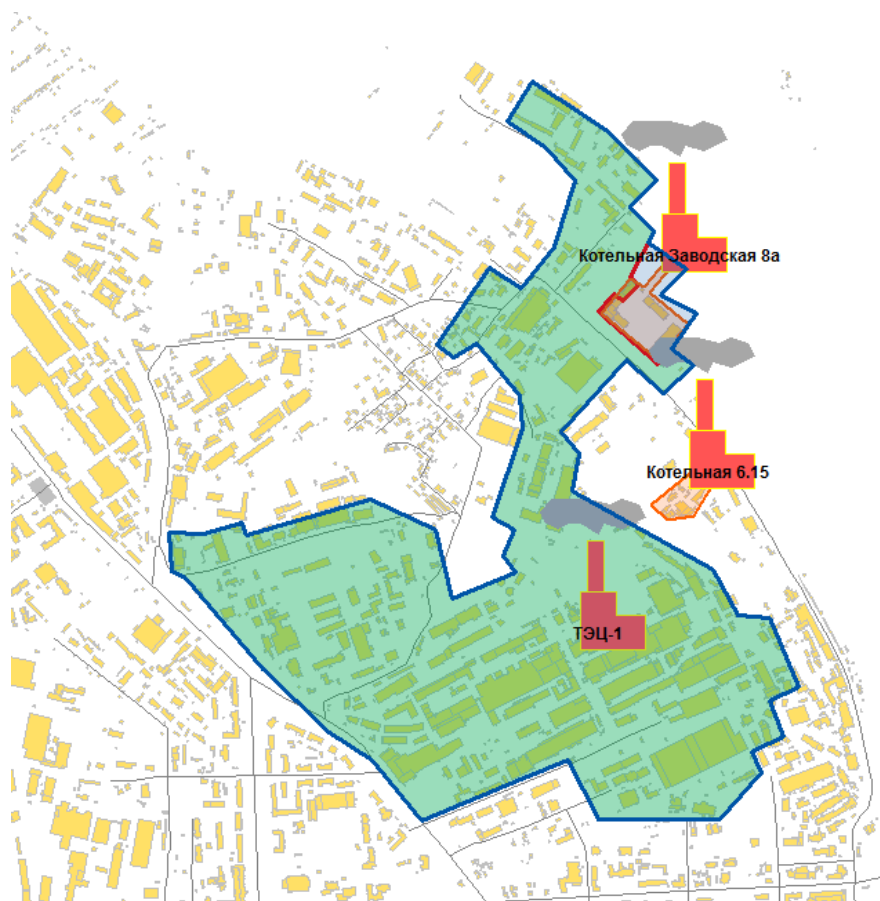


Рис. 2.1.2. Перспективная зона действия Кировской ТЭЦ-1 (выделена синим)

2.1.6. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных в зоне действия ТЭЦ-1 при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии

В зоне эффективного радиуса, а также в зоне действия Кировской ТЭЦ-1 расположена котельная 6.15 (рис. 2.1.2). Котельная 6.15 находится в г. Кирове, ул. Заводская, 17б, в аренде у АО «КТК», основное топливо – газ, установленная мощность – 0,32 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2000 году.

В соответствии с методическими рекомендациями по разработке схемы теплоснабжения предлагается закрыть эту котельную и подключить её тепловую нагрузку к ТЭЦ-4. Данное решение направлено на централизацию теплоснабжения в г. Киров, на увеличение загрузки теплофикационных турбин ТЭЦ-4 и, соответственно, на повышение экономичности работы ТЭЦ-4, а также на повышение надёжности теплоснабжения потребителей.

Отказ от подключения тепловой нагрузки котельной 6.15 к ТЭЦ-1 обусловлен большим ресурсом оборудования ТЭЦ-4, более высокими технико-экономическими показателями работы ТЭЦ-4 и значительным резервом тепловой мощности. Также учитываются планы ПАО «Т Плюс» по переводу тепловой нагрузки ТЭЦ-1 на ТЭЦ-4 (данное мероприятие при актуализации Схемы теплоснабжения находилось в стадии планирования и не учитывалось).

2.1.7. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления в зоне действия Кировской ТЭЦ-1

Организация индивидуального теплоснабжения в зоне действия Кировской ТЭЦ-1 в процессе разработки Схемы теплоснабжения признана нецелесообразной в связи с устойчивой работой ТЭЦ-1 и более эффективным и надёжным теплоснабжением потребителей тепловой энергией путем организации централизованного теплоснабжения от ТЭЦ.

2.1.8. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки г. Киров малоэтажными жилыми зданиями в зоне действия Кировской ТЭЦ-1

В зоне действия Кировской ТЭЦ-1 не запланировано строительство малоэтажных жилых зданий. Таким образом, в схеме теплоснабжения не рассматривался вопрос об организации индивидуального теплоснабжения малоэтажных жилых зданий в зоне действия Кировской ТЭЦ-1.

2.1.9. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории г. Киров

В соответствии с предоставленными Администрацией г. Киров сведениями по перспективной застройке в 2017 – 2032 гг. на территории г. Киров не планируется перепрофилирование производственных зон с выводом промышленных предприятий и формированием новой застройки на высвобождаемых территориях. В соответствии с решениями о распределении тепловой нагрузки между теплоисточниками, утверждаемыми в схеме теплоснабжения, не предусматривается переключения существующих потребителей жилищно-коммунального сектора на обслуживание от промышленных (ведомственных) котельных. Также не предусматривается переключение потребителей промышленного сектора, тепло-

снабжаемых от собственных энергоисточников, на теплоисточники системы централизованного теплоснабжения города. Таким образом, теплоснабжение промышленных объектов, расположенных на территориях производственных зон, предусматривается от действующих промышленных, производственных и ведомственных котельных.

Кировская ТЭЦ-1 осуществляет снабжение тепловой энергией производственные предприятия г. Кирова. Отпуск тепловой энергии с паром осуществляется следующим потребителям: ОАО «Шинный комплекс «Амтел-Поволжье», ОАО «Комбинат «Искож», ОАО «Кировский мясокомбинат».

Увеличение потребления тепловой энергии, передаваемой с паром, данным потребителям не планируется. В связи с этим принимается допущение, что возможный прирост потребления тепловой энергии, передаваемой с паром, при увеличении объемов производимой продукции или новом строительстве будет компенсироваться внедрением современных энергосберегающих технологий.

2.1.10. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности ТЭЦ-1 и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения г. Киров и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

Актуализированная схема теплоснабжения г. Киров предусматривает увеличения тепловой нагрузки ТЭЦ-1 в перспективе до 2033 г. По этой причине резерв тепловой мощности ТЭЦ-1 (табл. 2.1.3) уменьшится до 102,4 Гкал/ч (табл. 2.1.6).

Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» разрабатывает проект перевода части тепловой нагрузки потребителей ТЭЦ-1 на ТЭЦ-4. При согласовании данный проект может быть рассмотрен при следующей актуализации Схемы теплоснабжения г. Кирова.

2.1.11. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия Кировской ТЭЦ-1) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе

Расчет радиусов эффективного теплоснабжения в зоне действия Кировской ТЭЦ-1 не выявил условий, при которых подключение теплопотребляющих установок потребителей к системе теплоснабжения от ТЭЦ-1 нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в данной системе теплоснабжения.

2.1.12. Мероприятия по ремонту и продлению срока службы основного оборудования

Запланированный объем работ и сроки проведения капитальных, средних, текущих ремонтов, а также экспертиз промышленной безопасности основного оборудования ТЭЦ-1 в период 2018 – 2022 гг. приведены в табл. 2.1.4.

Таблица 2.1.4

Наименование оборудования	Ст. №	Мощность, МВт, паро-производительность, т/ч	Снижение мощности из-за ремонта, МВт	Вид ремонта (капитальный, средний, текущий)	Планируемое время ремонта		Продолжительность, сутки	Перечень основных работ	Дата завершения предыдущего кап. ремонта	Кол-во капремонтов с начала эксплуатации на 01.01.2018	Наработка		
					Начало, дата	Окончание, дата					С начала эксплуатации на 01.01.2018	После предыдущего капремонта на 01.01.2018	Нормативная между капремонтами
2018 г.													
Котлоагрегат Е-45	5	45	0	ТР	14.05.2018	18.05.2018	5	ЭПБ паропровода.					
Котлоагрегат Е-45	5	45	0	КР	10.09.2018	12.10.2018	33	Типовой объем.	22.03.2007	17	337 607	47 432	40 800
Котлоагрегат Е-45	6	45	0	ТР	19.03.2018	04.05.2018	47	ЭПБ котла. ЭПБ паропровода. Замена регулятора перегрева и главной паровой задвижки.	16.06.2011	15	331 558	31 768	40 800
Котлоагрегат БКЗ-75-39ГМА	8	75	0	ТР	04.06.2018	05.07.2018	32	Типовой объем.	31.10.2006	5	103 684	31 089	40 800
Котлоагрегат БКЗ-75-39ГМА	9	75	0	ТР	09.07.2018	10.08.2018	33	Типовой объем.	06.09.2007	7	110 570	26 761	40 800
Турбоагрегат ПР-6-34/15/10	2	5	1	ТР	27.08.2018	07.09.2018	12	Типовой объем.	30.11.2014	17	356 851	21 483	34 000
Турбоагрегат Р-5,3-32/3	3	5.3	3.4	ТР	21.05.2018	02.06.2018	13	Типовой объем.	06.07.2012	15	442 306	38 295	34 000
2019 г.													
Котлоагрегат Е-45	5	45	0	ТР	01.04.2019	19.04.2019	19		27.04.2018	18	343 145	3 692	40 800
Котлоагрегат Е-45	6	45	0	ТР	22.04.2019	24.05.2019	33	Замена предохранительных клапанов, реконструкция защит котла	16.06.2011	15	336 993	37 306	40 800
Котлоагрегат БКЗ-75-39ГМА	8	75	0	ТР	17.06.2019	12.07.2019	26	Замена предохранительных клапанов. Реконструкция защит котла.	31.10.2006	5	106 286	33 691	40 800
Котлоагрегат БКЗ-75-39ГМА	9	75	0	ТР	12.08.2019	01.09.2019	21	Замена предохранительных клапанов и реконструкция защит котла	06.09.2007	7	114 150	30 341	40 800
Турбоагрегат ПР-6-34/15/10	2	5	1	ТР	19.08.2019	06.09.2019	19	Реконструкция паропровода 16 ата	30.11.2014	17	363 829	28 983	34 000
Турбоагрегат Р-	3	5.3	3.4	КР	20.05.2019	14.06.2019	26		06.07.2012	15	449 841	45 830	34 000

Наименование оборудования	Ст. №	Мощность, МВт, паро-производительность, т/ч	Снижение мощности из-за ремонта, МВт	Вид ремонта (капитальный, средний, текущий)	Планируемое время ремонта		Продолжительность, сутки	Перечень основных работ	Дата завершения предыдущего кап. ремонта	Кол-во капремонтов с начала эксплуатации на 01.01.2018	Наработка		
					Начало, дата	Окончание, дата					С начала эксплуатации на 01.01.2018	После предыдущего капремонта на 01.01.2018	Нормативная между капремонтами
5,3-32/3													
2020 г.													
Котлоагрегат Е-45	5	45	0	ТР	30.03.2020	24.04.2020	26	Замена предохранительных клапанов, реконструкция защит котла	27.04.2018	18	348 683	9 230	40 800
Котлоагрегат Е-45	6	45	0	КР	27.04.2020	22.05.2020	26	Замена участка обмуровки конвективной части	12.08.2019	15	342 428	42 741	40 800
Котлоагрегат БКЗ-75-39ГМА	8	75	0	ТР	22.06.2020	17.07.2020	26	Замена воздухоподогревателя 1 ст.	31.10.2006	5	108 888	36 293	40 800
Котлоагрегат БКЗ-75-39ГМА	9	75	0	ТР	14.09.2020	09.10.2020	26	Замена участка обмуровки газоповоротной камеры	06.09.2007	7	117 730	33 921	40 800
Турбоагрегат ПР-6-34/15/10	2	5	1	КР	17.08.2020	04.09.2020	19		30.11.2014	17	371 329	36 483	34 000
Турбоагрегат Р-5,3-32/3	3	5.3	3.4	ТР	25.05.2020	12.06.2020	19		14.06.2019	16	457 376	3 000	34 000
2021 г.													
Котлоагрегат Е-45	5	45	0	ТР	29.03.2021	23.04.2021	26	Замена участка обмуровки поворотной камеры	27.04.2018	18	354 221	14 768	40 800
Котлоагрегат Е-45	6	45	0	ТР	26.04.2021	21.05.2021	26	Замена участка обмуровки поворотной камеры	22.05.2020	16	347 863	3 200	40 800
Котлоагрегат БКЗ-75-39ГМА	8	75	0	ТР	21.06.2021	23.07.2021	33	Замена участка обмуровки	31.10.2006	5	111 490	38 895	40 800
Котлоагрегат БКЗ-75-39ГМА	9	75	0	ТР	20.09.2021	15.10.2021	26	Замена участка обмуровки топки. Замена ВЭ 1 ст.	06.09.2007	7	121 310	37 501	40 800
Турбоагрегат ПР-6-34/15/10	2	5	1	ТР	23.08.2021	10.09.2021	19		04.09.2020	18	378 829	4 500	34 000
Турбоагрегат Р-5,3-32/3	3	5.3	3.4	ТР	24.05.2021	11.06.2021	19		14.06.2019	16	464 911	10 535	34 000
2022 г.													
Котлоагрегат Е-45	5	45	0	СР	28.03.2022	22.04.2022	26		27.04.2018	18	359 759	20 306	40 800

Наименование оборудования	Ст. №	Мощность, МВт, паро-производительность, т/ч	Снижение мощности из-за ремонта, МВт	Вид ремонта (капитальный, средний, текущий)	Планируемое время ремонта		Продолжительность, сутки	Перечень основных работ	Дата завершения предыдущего кап. ремонта	Кол-во капремонтов с начала эксплуатации на 01.01.2018	Наработка		
					Начало, дата	Окончание, дата					С начала эксплуатации на 01.01.2018	После предыдущего капремонта на 01.01.2018	Нормативная между капремонтами
Котлоагрегат Е-45	6	45	0	ТР	25.04.2022	27.05.2022	33	Замена участка обмуровки холодной воронки, замена парохладителя	22.05.2020	16	353 298	8 635	40 800
Котлоагрегат БКЗ-75-39ГМА	8	75	0	КР	18.07.2022	19.08.2022	33	Замена участка обмуровки газоповоротной камеры. Замена ВЭ 2 ст.	31.10.2006	5	114 092	41 497	40 800
Котлоагрегат БКЗ-75-39ГМА	9	75	0	КР	10.08.2022	03.09.2022	25	Замена воздухоподогревателя 1 ст., замена пароперепускных труб	06.09.2007	7	124 890	41 081	40 800
Турбоагрегат ПР-6-34/15/10	2	5	1	ТР	29.08.2022	16.09.2022	19		04.09.2020	18	386 329	12 000	34 000
Турбоагрегат Р-5,3-32/3	3	5.3	5.3	СР	26.09.2022	28.10.2022	33		14.06.2019	16	472 446	18 070	34 000

2.2. Предложения по реконструкции и техническому перевооружению оборудования Кировской ТЭЦ-4

2.2.1. Общая характеристика Кировской ТЭЦ-4

Установленная электрическая мощность - 243 МВт. Установленная и располагаемая тепловая мощность Кировской ТЭЦ-4 – 1 142 Гкал/ч (рис. 2.2.1), из которой тепловая мощность отборов паровых турбин 422 Гкал/ч, мощность пиковых водогрейных котлов 720 Гкал/ч. Тепловая мощность отборов паровых турбин складывается из мощности теплофикационных отборов – 393 Гкал/ч и мощности производственных отборов – 29 Гкал/ч.

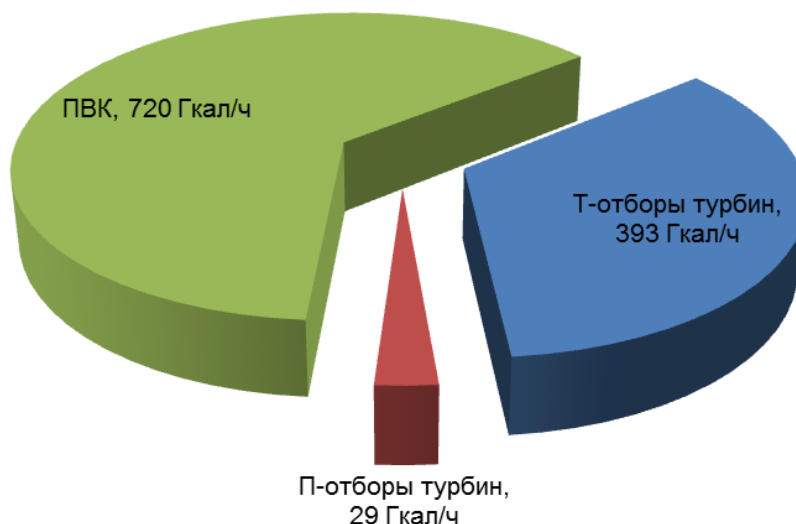


Рис. 2.2.1. Структура установленной тепловой мощности Кировской ТЭЦ-4

В состав основного оборудования Кировской ТЭЦ-4 по состоянию на 1.01.2017 г. входят 5 энергетических котлов, 3 паровые турбины и 4 водогрейных котла. Данное оборудование разделено на две очереди. Состав установленного основного энергетического оборудования приведен в табл. 2.2.1. В соответствии с приказом № 98 от 04.06.2014 г. произошли следующие изменения в составе основного оборудования ТЭЦ:

- выведена из эксплуатации паровая турбина ПТ-60-130/13 ст. № 1 (1.01.2017 г.);
- выведена из эксплуатации паровая турбина Т-50-130 ст. № 4 (1.01.2015 г.);
- выведена из эксплуатации паровая турбина Т-50-130 ст. № 5 (1.01.2017 г.);
- выведен из эксплуатации энергетический котел БКЗ-210 ст. № 1 (1.08.2015 г.);
- выведен из консервации водогрейный котел ПТВМ-180 ст. № 3 (2017 г.);
- выведен из консервации водогрейный котел ПТВМ-180 ст. № 4 (1.01.2017 г.);

Таблица 2.2.1

ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Паропроизводительность, т/ч	Тепловая мощность, Гкал/ч	Электрическая мощность, МВт	Примечание
Энергетические котлы первой очереди						
1	БКЗ-210-140ф	1963	-	-	-	Выведен из эксплуатации
2	БКЗ-210-140ф	1963	-	-	-	В работе
3	БКЗ-210-140ф	1963	-	-	-	В работе
4	БКЗ-210-140ф	1964	210	-	-	В работе
5	БКЗ-210-140ф	1965	210	-	-	В работе

Ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Паропроизводительность, т/ч	Тепловая мощность, Гкал/ч	Электрическая мощность, МВт	Примечание
Энергетические котлы второй очереди						
6	БКЗ-210-140ф	1966	210	-	-	В работе
7	БКЗ-210-140ф	1967	210	-	-	В работе
8	БКЗ-210-140ф	1968	210	-	-	В работе
9	БКЗ-210-140ф	1969	210	-	-	В работе
10	БКЗ-210-140ф	1969	210	-	-	В работе
Паровые турбины первой очереди						
1	ПТ-60-130/13	1963	-	-	-	Выведена из эксплуатации
2	Тп-65/75-12,8	2014	-	139	68	В работе
3	Т-50-130	1964	-	95	50	В работе
Паровые турбины второй очереди						
4	Т-50-130	1966	-	-	-	Выведена из эксплуатации
5	Т-50-130	1967	-	-	-	Выведена из эксплуатации
6	Т-120/130-130	2014	-	188	125	В работе
Водогрейные котлы						
1	ПТВМ-180	1976	-	180	-	В работе
2	ПТВМ-180	1974	-	180	-	В работе
3	ПТВМ-180	1975	-	180	-	В консервации
4	ПТВМ-180	1979	-	180	-	В работе
Всего				1142	243	

Электрическая мощность ТГ ст. № 2 указана 68 МВт вместо номинальной 65 МВт, а для ТГ ст. № 6 указана 125 МВт вместо номинальной 120 МВт. Данные значения приведены по данным испытаний нового оборудования.

2.2.2. Предложения по выбытию старых неэффективных, морально и физически изношенных и отработавших свой ресурс мощностей оборудования Кировской ТЭЦ-4

В период 2015-2017 гг. на ТЭЦ-4 было выведено из эксплуатации 3 паровых турбины, а также законсервирован один водогрейный котел.

Дополнительно запланированы следующие мероприятия по выводу из эксплуатации основного оборудования ТЭЦ:

- вывод из эксплуатации энергетического котла БКЗ-210 ст. № 2 (2019 г.);
- вывод из эксплуатации энергетического котла БКЗ-210 ст. № 3 (2019 г.);
- вывод в консервацию энергетического котла БКЗ-210 ст. № 8 (2019 г.);

По состоянию на 2017 г. все 3 перечисленных котла имеют 2 продления паркового ресурса, индивидуальные ресурсы котлов составляют 30 000 – 40 000 ч.

2.2.3. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности Кировской ТЭЦ-4 с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей

В 2018 г. планируется произвести реконструкцию турбины Т-50-130 ст. № 3 в турбину типа Р-40. В результате установленная тепловая мощность ТЭЦ увеличится на 5 - 8 Гкал/ч.

Актуализированная схема теплоснабжения г. Кирова до 2033 г. предполагает изменение тепловой нагрузки ТЭЦ-4 за счет подключения перспективных площадок застройки и переклечения нагрузок закрываемых котельных.

Составленные балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в существующей зоне действия ТЭЦ-4 с учетом запланированных мероприятий по реконструкции ТГ ст. 3 представлены в табл. 2.2.2.

По результатам составления балансов можно сделать вывод о том, что дефицит установленной тепловой мощности ТЭЦ-4 на конец прогнозируемого периода отсутствует. Резерв тепловой мощности на конец прогнозируемого периода ТЭЦ-4 составит 403,1 Гкал/ч при расчете по договорной тепловой нагрузке или 427,3 Гкал/ч при расчете по фактической тепловой нагрузке.

Кировская ТЭЦ-4 обладает достаточной располагаемой тепловой мощностью для покрытия текущих и перспективных тепловых нагрузок потребителей. Ввод новых мощностей можно считать целесообразным при условии повышения технико-экономических показателей работы станции.

Таблица 2.2.2

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Значение показателя по годам, Гкал/ч							
		2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
1	Установленная тепловая мощность:	1142,0	1142,0	1150,0	1150,0	1150,0	1150,0	1150,0	1150,0
1.1	- теплофикационные отборы	393	393	401	401	401	401	401	401
1.2	- производственные отборы	29	29	29	29	29	29	29	29
1.3	- пиковые водогрейные котлы	720	720	720	720	720	720	720	720
2	Располагаемая тепловая мощность:	1142,0	1142,0	1150,0	1150,0	1150,0	1150,0	1150,0	1150,0
2.1	- теплофикационные отборы	393	393	401	401	401	401	401	401
2.2	- производственные отборы	29	29	29	29	29	29	29	29
2.3	- пиковые водогрейные котлы	720	720	720	720	720	720	720	720
3	Собственные нужды	38,00	38,00	38,00	38,00	38,00	38,00	38,00	38,00
4	Потери в тепловой сети	43,27	42,54	41,81	41,14	40,49	39,88	37,35	36,14
5	Тепловая нагрузка потребителей	-	-	-	-	-	-	-	-
5.1	- договорная	622,85	630,55	640,50	646,94	651,83	654,37	664,73	672,76
5.2	- фактическая	598,60	606,30	616,25	622,69	627,58	630,12	640,48	648,52
6	Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	-	-	-	-	-	-	-	-
6.1	- по договорной нагрузке	437,88	430,91	429,69	423,91	419,69	417,76	409,92	403,09
6.2	- по фактической нагрузке	462,13	455,16	453,94	448,16	443,94	442,01	434,17	427,34

2.2.4. Предложения по техническому перевооружению Кировской ТЭЦ-4 с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения

1. В 2017 г. планируется завершить комплекс мероприятий по вводу в эксплуатацию двух новых турбин Тп-65-130 ст. № 2, Т-120-130 ст. № 6.

2. В 2018 г. планируется произвести реконструкцию действующей турбины Т-50-130 ст. № 3 в турбину Р-40-130. Параметры пара в противодавлении планируется оставить одинаковыми с параметрами теплофикационного отбора. Дополнительно будет установлен новый сетевой подогреватель ПСГ-1300, на который будет подаваться пар со сброса в конденсатор.

3. В 2018 г. планируется организовать отбор пара с перепускных труб Т-120-130 ст. № 6 в общий коллектор пара 10-16 ата для использования на собственные нужды и подачи потребителям промышленного пара. Это резервный источник к производственному отбору ТГ ст. № 2.

Запланированные мероприятия по техническому перевооружению Кировской ТЭЦ-4 с целью повышения эффективности работы приведены в табл. 2.2.3.

Таблица 2.2.3

№ п/п	Мероприятия	Дата начала и окончания	Объем финансирования на момент реализации с НДС, тыс. руб
1	Реконструкция и монтаж турбоагрегатов Тп-65-130 ст. № 2, Т-120-130 ст. № 6	2014-2017	3 161 754,74
		в том числе за 2017 г.	3 040,71
2	Реконструкция турбины Т-50-130 ст. № 3 в турбину типа Р-40	2018	45 000,0
3	Организация отбора пара 10-16 ата с пароперепускных труб турбогенератора Т-120/130-130	2018	18 000,0

Необходимо отметить, что на момент актуализации схемы теплоснабжения окончательное решение по реконструкции турбины Т-50-130 ст. №3 в турбину Р-40 еще не было принято. Оценивается эффект проекта и его окупаемость. Положительный эффект проекта достигается за счет исключения потерь в конденсаторе и работе турбины постоянно по тепловому графику.

Экономический эффект в виде экономии теплоты, вырабатываемой первичными источниками (пиковыми либо энергетическими котлами) связан преимущественно с утилизацией теплоты потоков, поступающих в конденсатор (пар из выхлопа турбины, рециркуляция основного конденсата и др.) и составляет от 5 до 8 Гкал/ч (без учета КПД котлов) в указанном диапазоне изменения температур обратной сетевой воды от 40 до 60°C.

С учетом планируемой работы и выработки тепловой энергии турбоагрегата №3 в соответствии с бизнес-планом на 2017 год и при условии сохранения выработки тепловой энергии в последующие годы, эффект от исключения потерь тепла в конденсаторе составит 17 556 тунт в год, начиная с 2019 года.

2.2.5. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии. Перевод тепловой нагрузки малых котельных на Кировскую ТЭЦ-4

При актуализации схемы теплоснабжения г. Киров до 2033 г. запланированы мероприятия по закрытию действующих неэффективных котельных в г. Киров и переключению их тепловых нагрузок на существующие или новые источники централизованного теплоснабжения.

В период 2017-2032 гг. планируется увеличение зоны действия ТЭЦ-4 за счет подключения новых площадок застройки и существующих потребителей закрываемых котельных:

- в результате подключения перспективных площадок застройки зона действия ТЭЦ-4 увеличится вдоль ул. Дзержинского, Опалевская, сл. Лянгасы (рис. 2.2.2)

- в результате закрытия котельной 6.15 и подключения её потребителей к ТЭЦ-4, зона действия Кировской ТЭЦ-4 увеличится вдоль ул. Заводская с включением домов 15, 17, 19, (рис. 2.2.3).

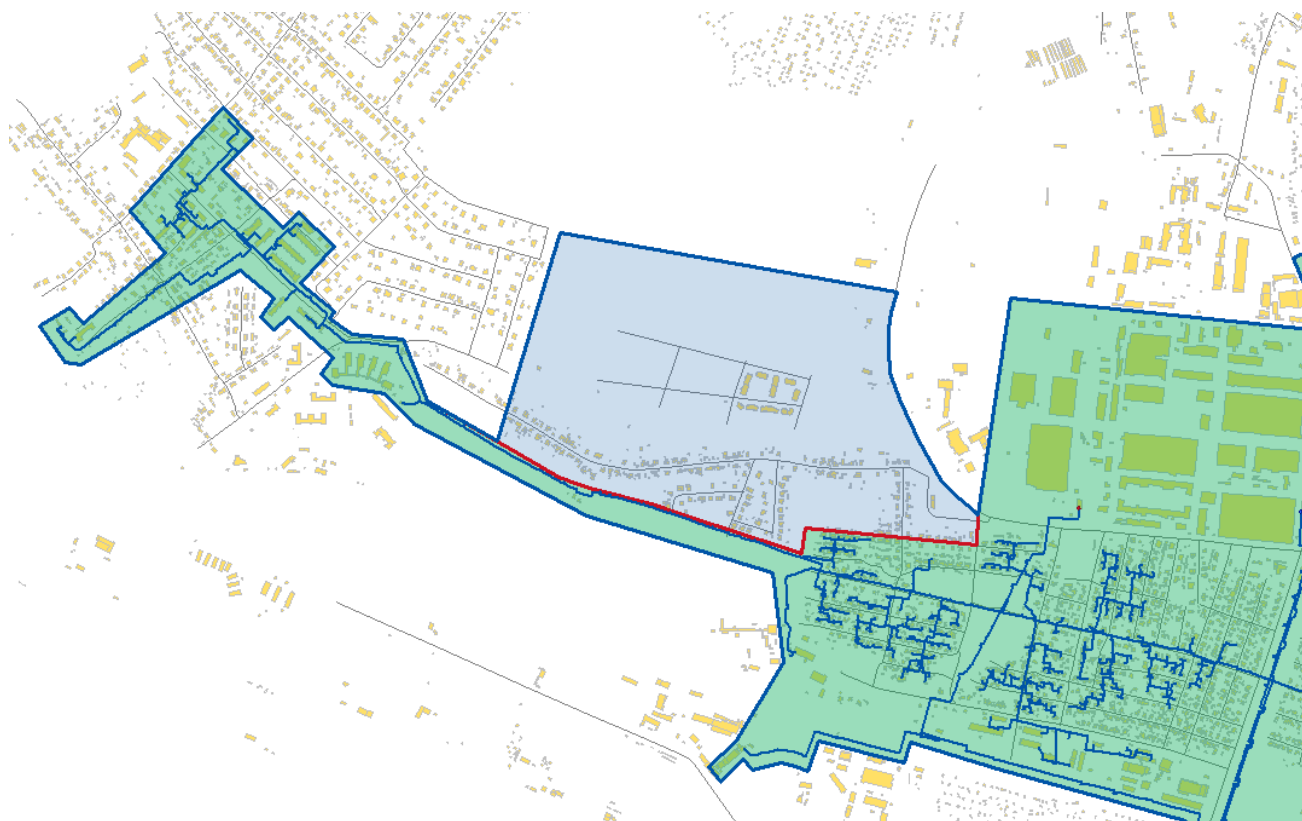


Рис. 2.2.2. Увеличение зоны действия Кировской ТЭЦ-4 (выделено синим) за счет подключения потребителей новых площадок застройки

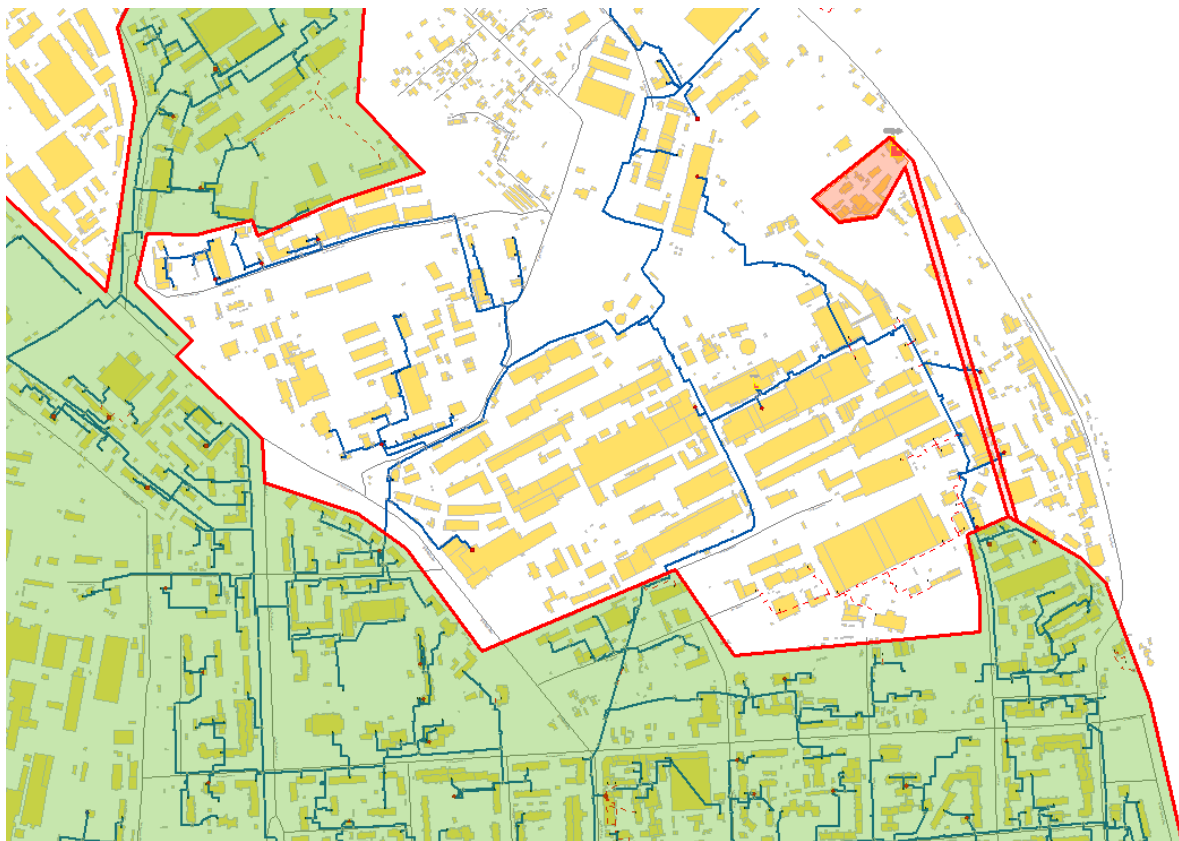


Рис. 2.2.3. Увеличение зоны действия Кировской ТЭЦ-4 (выделено красным) за счет подключения потребителей котельной 6.15

Перспективная и текущая зоны действия ТЭЦ-4 показаны на рис. 2.2.4.

При последующих актуализациях схемы теплоснабжения целесообразно рассмотреть возможность перевода нагрузки абонентов ТЭЦ-1 на ТЭЦ-4.

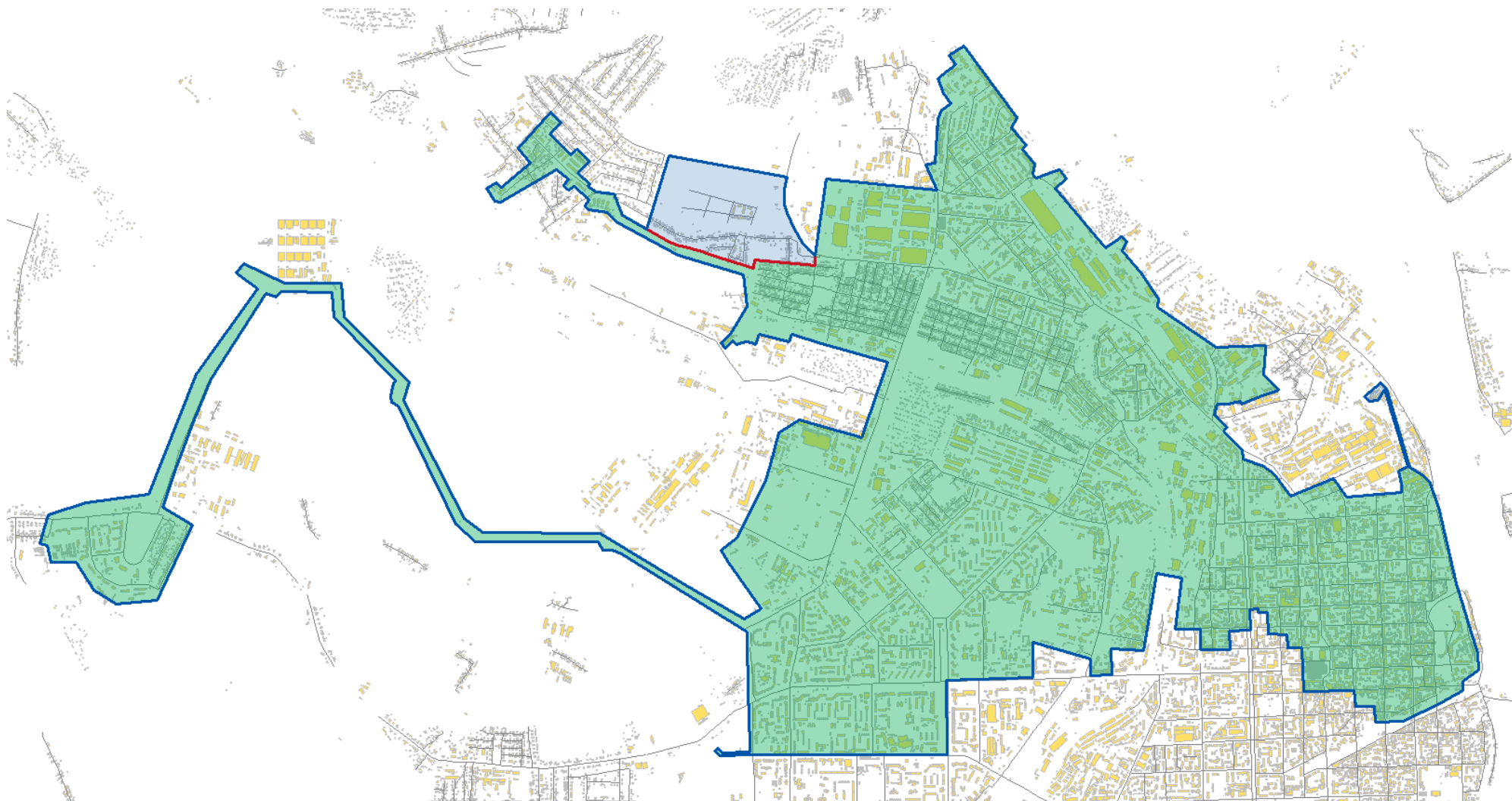


Рис. 2.2.4. Существующая (выделена зеленым) и перспективная (выделена синим) зоны действия ТЭЦ-4

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

При актуализации схемы теплоснабжения г. Киров запланированы мероприятия по закрытию действующих неэффективных котельных в г. Киров и переключению их тепловых нагрузок на существующие или новые источники централизованного теплоснабжения. Планируется закрыть котельную 6.15 тепловой мощностью 0,12 Гкал/ч и подключить её потребителей к ТЭЦ-4 (рис. 2.2.5).

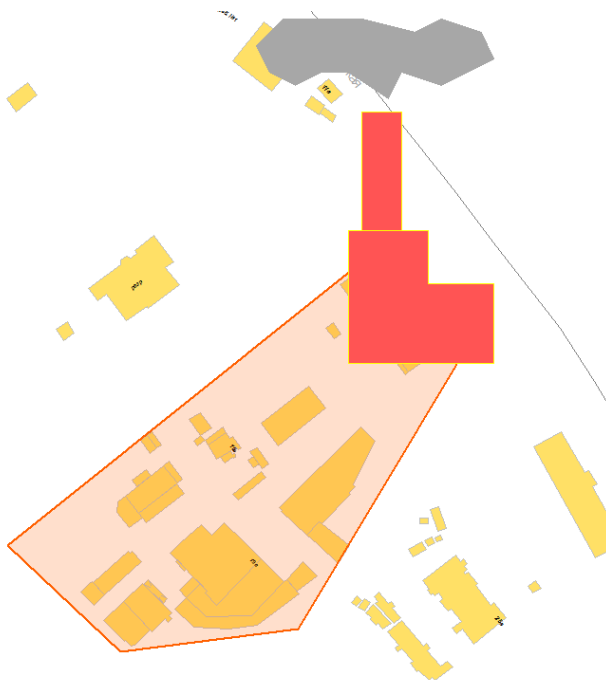


Рис. 2.2.5. Зона действия котельной 6.15

2.2.7. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления в зоне действия Кировской ТЭЦ-4

Организация индивидуального теплоснабжения в зоне действия Кировской ТЭЦ-4 в процессе разработки Схемы теплоснабжения признана нецелесообразной в связи с устойчивой работой ТЭЦ и более эффективным и надежным теплоснабжением потребителей тепловой энергией путем организации централизованного теплоснабжения от ТЭЦ.

В соответствии с прогнозом перспективной застройки, утвержденным при разработке Схемы теплоснабжения г. Киров, многоквартирные здания, планируемые к вводу в 2017-2032 гг., попадают в зоны централизованного теплоснабжения. В связи с этим применение поквартирного отопления в строящихся объектах в Схеме теплоснабжения не предусмотрено.

2.2.8. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки г. Киров малоэтажными жилыми зданиями

В зоне действия Кировской ТЭЦ-4 в Схеме теплоснабжения не запланировано строительство малоэтажных жилых зданий. В схеме теплоснабжения не рассматривался вопрос об организации индивидуального теплоснабжения малоэтажных жилых зданий в зоне действия Кировской ТЭЦ-4.

2.2.9. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории г. Киров

В соответствии с предоставленными сведениями в период действия схемы теплоснабжения 2017 – 2032 гг. на территории г. Киров не планируется перепрофилирование производственных зон с выводом промышленных предприятий и формированием новой застройки на высвобождаемых территориях. В соответствии с решениями о распределении тепловой нагрузки между теплоисточниками, утверждаемыми в схеме теплоснабжения, не предусматривается переключения существующих потребителей жилищно-коммунального сектора на обслуживание от промышленных (ведомственных) котельных. Также не предусматривается переключение потребителей промышленного сектора, снабжаемых тепловой энергией от собственных энергоисточников, на теплоисточники системы централизованного теплоснабжения города. Таким образом, теплоснабжение промышленных объектов, расположенных на территориях производственных зон, предусматривается от действующих промышленных, производственных и ведомственных котельных.

2.2.10. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности Кировской ТЭЦ-4 и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения г. Киров и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

Составленные балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в существующей зоне действия ТЭЦ-4 представлены в табл. 2.2.2.

По результатам составления балансов можно сделать вывод о том, что дефицит установленной тепловой мощности ТЭЦ-4 на конец прогнозируемого периода отсутствует. Резерв тепловой мощности на конец прогнозируемого периода ТЭЦ-4 составит 403,1 Гкал/ч. Системы теплоснабжения Кировских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-4 связаны между собой через тепловые камеры ТК6-10, ТК1-07, узел 5-34. Имеется возможность передачи тепловой энергии с горячей водой из одной системы теплоснабжения – в другую. На практике эти связи не задействованы, каждая ТЭЦ работает на собственную тепловую сеть.

2.2.11. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия Кировской ТЭЦ-4) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе

Расчет радиусов эффективного теплоснабжения в зоне действия Кировской ТЭЦ-4 не выявил условий, при которых подключение теплопотребляющих установок потребителей к системе теплоснабжения от ТЭЦ-4 нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в данной системе теплоснабжения.

2.2.12. Мероприятия по ремонту и продлению срока службы основного оборудования

Запланированный объем работ и сроки проведения капитальных, средних, текущих ремонтов, а также экспертиз промышленной безопасности основного оборудования ТЭЦ-4 в период 2018 – 2022 гг. приведены в табл. 2.2.4.

Таблица 2.2.4

Наименование оборудования	Ст. №	Мощность, МВт, паропроизводительность, т/ч	Снижение мощности из-за ремонта, МВт	Вид ремонта (капитальный, средний, текущий)	Планируемое время ремонта		Продолжительность, сутки	Перечень основных работ	Дата завершения предыдущего кап. ремонта	Кол-во капремонтов с начала эксплуатации на 01.01.2018	Наработка		
					Начало, дата	Окончание, дата					С начала эксплуатации на 01.01.2018	После предыдущего капремонта на 01.01.2018	Нормативная между капремонтами
2018 г.													
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	3	210	33	ТР	13.07.2018	09.08.2018	28	Типовой объем.					
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	4	210	0	КР	23.04.2018	15.06.2018	54	1. Замена экранных труб Ф60х5,5 ст20 - 3т 7,11,13 экранов в районе фронтowego ската холодной воронки; 2. Замена экранных труб Ф60х5,5 ст20 - 1т. разводок люков.	22.06.2009	11	302 492	36 140	27 200
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	4	210	0	ВПр	13.07.2018	09.08.2018	28	ВПр во время ремонта дымовой трубы ст. № 1.					
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	5	210	8	ТР	13.07.2018	09.08.2018	28	Замена экранных труб Ф 60х5,5 ст20 - 0,5 т разводок люков с левой стороны.	29.06.2014	9	305 164	18 481	27 200
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	5	210	0	ВПр	10.09.2018	23.09.2018	14	ВПр во время ремонта ГПК ТГ №3.					
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	6	210	0	ТР	09.04.2018	29.04.2018	21	ЭПБ котла в целом и элементов котла.					
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	6	210	0	ВПр	18.06.2018	12.07.2018	25	ВПр во время ремонта дымовой трубы ст. № 2.					
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	6	210	0	КР	10.09.2018	31.10.2018	52	1. Замена экранных труб Ф60х5,5 ст.20 7т заднего ската холодной воронки; 2. Замена всасывающих газоходов дымососа 6А, 6Б - 15т.	28.04.2012	8	290 203	24 671	27 200
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	7	210	0	ВПр	18.06.2018	12.07.2018	25	ВПр во время ремонта дымовой трубы ст. № 2.					
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	7	210	0	СР	10.08.2018	11.10.2018	63	1. Замена водяного экономайзера 2 ст. Труба Ф32х4 ст.20 - 21т; 2. Замена участков экранных труб Ф60х5,5 ст.20 - 4т 5,13,7,11 экранов в месте соприкосновения с трубами скатов холодной воронки; 3. Замена экранных труб	30.08.2015	9	286 978	11 504	27 200

Наименование оборудования	Ст. №	Мощность, МВт, паропроизводительность, т/ч	Снижение мощности из-за ремонта, МВт	Вид ремонта (капитальный, средний, текущий)	Планируемое время ремонта		Продолжительность, сутки	Перечень основных работ	Дата завершения предыдущего кап. ремонта	Кол-во капремонтов с начала эксплуатации на 01.01.2018	Наработка		
					Начало, дата	Окончание, дата					С начала эксплуатации на 01.01.2018	После предыдущего капремонта на 01.01.2018	Нормативная между капремонтами
								Ф60х5,6 ст.20 - 7т заднего ската холодной воронки; 4. Замена напорных газоходов дымососов 7А,Б - 15т.					
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	8	210	0	ТР	12.03.2018	08.04.2018	28	Типовой объем.	11.03.2011	7	265 329	31 040	27 200
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	8	210	0	ВПр	18.06.2018	12.07.2018	25	ВПр во время ремонта дымовой трубы ст. № 2.					
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	9	210	0	ВПр	18.06.2018	12.07.2018	25	ВПр во время ремонта дымовой трубы ст. № 2.					
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	9	210	0	ТР	13.08.2018	09.09.2018	28	Замена пылеугольных горелок - 6 шт.	31.10.2013	7	280 958	23 147	27 200
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	10	210	32	СР	18.06.2018	10.08.2018	54	1. Замена пароперегревателя 4-й ступени (тр. Ф32х4 Ди-59 - 18т); 2. Замена участков экранных труб Ф60х5,5 ст.20 - 4т 5,13,7,11 экранов в месте соприкосновения с трубами скатов холодной воронки котла; 3. Замена подвесных кубов воздухоподогревателя - 8 шт.	25.08.2013	7	276 841	18 569	27 200
Дымовая труба	1	-	-	ТР	13.07.2018	09.08.2018	28	Ремонт внутренних элементов трубы по результатам экспертизы промышленной безопасности 2017 года.					
Дымовая труба	2	-	-	ТР	18.06.2018	12.07.2018	25	Текущий ремонт дымовой трубы ст. № 2.					
Турбоагрегат Тп-65/75-130	2	68	65	ТР	02.04.2018	15.04.2018	14	Очистка конденсатора.	31.12.2013 замена турбины	0	22 833	22 833	34 000
Турбоагрегат Тп-65/75-130	2	68	65	ТР	13.07.2018	02.08.2018	21	Типовой объем.					
Турбоагрегат Т-50-130	3	50	50	ТР	10.09.2018	30.09.2018	21	Типовой объем.	14.08.2017	8	345 976	2 500	34 000
Турбоагрегат Т-120/130-130	6	125	123	ТР	18.06.2018	12.07.2018	25	Типовой объем.	16.12.2014 замена турбины	0	21 315	21 315	34 000

Наименование оборудования	Ст. №	Мощность, МВт, паропроизводительность, т/ч	Снижение мощности из-за ремонта, МВт	Вид ремонта (капитальный, средний, текущий)	Планируемое время ремонта		Продолжительность, сутки	Перечень основных работ	Дата завершения предыдущего капремонта	Кол-во капремонтов с начала эксплуатации на 01.01.2018	Наработка		
					Начало, дата	Окончание, дата					С начала эксплуатации на 01.01.2018	После предыдущего капремонта на 01.01.2018	Нормативная между капремонтами
Турбоагрегат Т-120/130-130	6	120	123	ТР	27.08.2018	09.09.2018	14	Очистка подогревателей сетевых горизонтальных.					
ГПК ТГ№3			-	ТР	10.09.2018	23.09.2018	14	1. Ремонт секционных задвижек №41,42 Ду300 Ру140 (пропуск); 2. Ремонт задвижки №50 Ду200 Ру140 Пар от котла №7 на коллектор (пропуск); 3. Замена задвижки №49 Ду200 Ру140 Пар от котла №6 на коллектор (пропуск).					
ГПК ТГ№6			-	ТР	18.06.2018	12.07.2018	25	1. Ремонт секционных задвижек №53,54 Ду300 Ру140 (пропуск); 2. Ремонт задвижки №60 Ду200 Ру140 Пар от котла №8 на коллектор (пропуск); 3. Ремонт задвижки №63 Ду200 Ру140 Пар от котла №9 на коллектор (пропуск); 4. Замена участка коллектора дренажей Ф76Х8 12Х1МФ - 60м в районе котлов 8,9,10 с ремонтом вентиляей.					
Водогрейный котёл ПТВМ-180	1	180	0	ТР	02.04.2018	30.04.2018	29	Установка регулятора Ду500 на трубопроводе подмешивания сетевой воды.	-	-	-	-	-
Водогрейный котёл ПТВМ-180	2	180	0	ТР	02.07.2018	29.07.2018	28	Типовой объем.	-	-	-	-	-
Водогрейный котёл ПТВМ-180	3	180	0	КР	14.05.2018	30.06.2018	48	Замена конвективных секций нижнего яруса в камерах А, Б, В.	-	-	-	-	-
Водогрейный котёл ПТВМ-180	4	180	0	ТР	30.07.2018	02.09.2018	35	Ремонт газопровода с установкой блоков газа перед горелочными устройствами.	-	-	-	-	-
2019 г.													
Котлоагрегат	4	210	0	ТР	11.05.2019	21.07.2019	72	1. Замена потолочного п/п	28.07.2018	12	309 164	2 500	27 200

Наименование оборудования	Ст. №	Мощность, МВт, паропроизводительность, т/ч	Снижение мощности из-за ремонта, МВт	Вид ремонта (капитальный, средний, текущий)	Планируемое время ремонта		Продолжительность, сутки	Перечень основных работ	Дата завершения предыдущего кап. ремонта	Кол-во капремонтов с начала эксплуатации на 01.01.2018	Наработка		
					Начало, дата	Окончание, дата					С начала эксплуатации на 01.01.2018	После предыдущего капремонта на 01.01.2018	Нормативная между капремонтами
БКЗ-210-140Ф								котла Труба Ф32х4 - 12т. 2.Замена в/э 1-ой ст Труба Ф32х4 ст.20 - 36т 3.Замена подвесных кубов ВЗП - 8 шт					
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	5	210	0	ТР	22.07.2019	30.09.2019	71	Замена холодного пакета котла Труба 32х4 ст.20 - 17т	29.06.2014	9	313 071	26 388	27 200
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	6	210	0	ТР	04.04.2019	10.05.2019	37	Замена участков экранных труб Ф60х5,5 ст.20 - 4т 5,13,7,11 экранов в месте соприкосновения с трубами скатов холодной воронки	31.10.2018	9	297 006	1 000	27 200
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	7	210	0	ТР	01.10.2019	30.10.2019	30	Замена верхних необогреваемых участков экранных труб Ф60х5,5 ст.20 - 4т боковых стенок топки	30.08.2015	9	294 251	18 777	27 200
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	9	210	0	КР	21.07.2019	07.09.2019	49	Замена пароперегревателя 4-й ступени (тр. Ф32х4 Ди-59 - 18т).	31.10.2013	7	287 367	30 556	27 200
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	10	210	0	ТР	01.07.2019	21.07.2019	21		25.08.2013	7	283 694	25 422	27 200
Турбоагрегат Тп-65/75-130	2	68	65	КР	01.07.2019	05.08.2019	36	Типовой ремонт	31.12.2013 замена турбины	0	30 000	30 000	34 000
Турбоагрегат Т-50-130	3	50	50	ТР	10.04.2019	30.04.2019	21		14.08.2017	8	358 343	9 000	34 000
Турбоагрегат Т-120/130-130	6	125	123	ТР	01.06.2019	21.06.2019	21		16.12.2014 замена турбины	0	28 000	28 000	34 000
Водогрейный котёл ПТВМ-180	1	180	0	ТР	03.05.2019	23.05.2019	21		-	-	-	-	-
Водогрейный котёл ПТВМ-180	2	180	0	ТР	28.08.2019	17.09.2019	21		-	-	-	-	-
Водогрейный котёл ПТВМ-180	3	180	0	ТР	14.04.2019	27.04.2019	14		-	-	-	-	-

Наименование оборудования	Ст. №	Мощность, МВт, паропроизводительность, т/ч	Снижение мощности из-за ремонта, МВт	Вид ремонта (капитальный, средний, текущий)	Планируемое время ремонта		Продолжительность, сутки	Перечень основных работ	Дата завершения предыдущего кап. ремонта	Кол-во капремонтов с начала эксплуатации на 01.01.2018	Наработка		
					Начало, дата	Окончание, дата					С начала эксплуатации на 01.01.2018	После предыдущего капремонта на 01.01.2018	Нормативная между капремонтами
Водогрейный котёл ПТВМ-180	4	180	0	ТР	05.06.2019	25.06.2019	21		-	-	-	-	-
2020 г.													
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	4	210	0	ТР	15.04.2020	21.06.2020	68	Замена кубов ВЗП 1-ой ст.- 16 шт	28.07.2018	12	315 164	7 500	27 200
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	5	210	0	КР	11.07.2020	31.08.2020	52	1. Замена экранных труб Ф60х5,5 ст.20 - 4т 5,13 и 7,11 экранов в районе скатов холодной воронки котла 2. Замена верхних необогреваемых участков экранных труб Ф60х5,5 ст.20 - 3т боковых стенок топки котла 3. Замена п/п 3-ей ст. Труба ст. 12Х1МФ Ф32х5 - 12т	29.06.2014	9	319 071	31 388	27 200
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	6	210	0	ТР	22.06.2020	12.07.2020	21		31.10.2018	9	303 006	6 000	27 200
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	7	210	0	ТР	15.08.2020	30.09.2020	47	Замена кубов ВЗП 2-ой ст. - 8 шт	30.08.2015	9	300 251	24 777	27 200
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	9	210	0	ТР	15.07.2020	04.08.2020	21		07.09.2019	8	293 367	2 000	27 200
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	10	210	0	КР	15.09.2020	30.10.2020	46	Замена кубов ВЗП 2-ой ст.- 8 шт	25.08.2013	7	289 694	31 422	27 200
Турбоагрегат Тп-65/75-130	2	68	65	ТР	01.06.2020	21.06.2020	21		05.08.2019	1	2 500	2 500	34 000
Турбоагрегат Т-50-130	3	50	50	ТР	10.04.2020	30.04.2020	21		14.08.2017	8	364 843	15 000	34 000
Турбоагрегат Т-120/130-130	6	125	123	КР	04.05.2020	12.06.2020	40	Типовой ремонт	16.12.2014 замена турбины	0	34 500	34 500	34 000
Водогрейный котёл ПТВМ-180	1	180	0	ТР	03.05.2020	23.05.2020	21		-	-	-	-	-
Водогрейный котёл ПТВМ-180	2	180	0	ТР	28.08.2020	17.09.2020	21		-	-	-	-	-
Водогрейный	3	180	0	ТР	14.04.2020	27.04.2020	14		-	-	-	-	-

Наименование оборудования	Ст. №	Мощность, МВт, паропроизводительность, т/ч	Снижение мощности из-за ремонта, МВт	Вид ремонта (капитальный, средний, текущий)	Планируемое время ремонта		Продолжительность, сутки	Перечень основных работ	Дата завершения предыдущего кап. ремонта	Кол-во капремонтов с начала эксплуатации на 01.01.2018	Наработка		
					Начало, дата	Окончание, дата					С начала эксплуатации на 01.01.2018	После предыдущего капремонта на 01.01.2018	Нормативная между капремонтами
котёл ПТВМ-180													
Водогрейный котёл ПТВМ-180	4	180	0	ТР	05.06.2020	25.06.2020	21		-	-	-	-	-
2021 г.													
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	4	210	0	тр	04.05.2021	24.05.2021	21		28.07.2018	12	321 164	13 500	27 200
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	5	210	0	ТР	11.08.2021	31.08.2021	21		31.08.2020	10	325 071	2 000	27 200
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	6	210	0	ТР	10.04.2021	30.04.2021	21		31.10.2018	9	309 006	12 000	27 200
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	7	210	0	КР	22.06.2021	10.08.2021	50	Замена водяного экономайзера 1-й ст. (тр. Ф32х3,5 ст.20 - 37т).	30.08.2015	9	306 251	30 777	27 200
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	9	210	0	ТР	22.05.2021	11.06.2021	21		07.09.2019	8	299 367	8 000	27 200
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	10	210	0	ТР	01.09.2021	21.09.2021	21		31.05.2020	8	295 694	4 000	27 200
Турбоагрегат Тп-65/75-130	2	68	65	ТР	01.06.2021	21.06.2021	21		05.08.2019	1	9 000	9 000	34 000
Турбоагрегат Т-50-130	3	50	50	ТР	10.04.2021	30.04.2021	21		14.08.2017	8	371 343	22 000	34 000
Турбоагрегат Т-120/130-130	6	125	123	ТР	01.07.2021	21.07.2021	21		12.06.2020	1	3 500	3 500	34 000
Водогрейный котёл ПТВМ-180	1	180	0	ТР	03.05.2021	23.05.2021	21		-	-	-	-	-
Водогрейный котёл ПТВМ-180	2	180	0	ТР	28.08.2021	17.09.2021	21		-	-	-	-	-
Водогрейный котёл ПТВМ-180	3	180	0	ТР	14.04.2021	27.04.2021	14		-	-	-	-	-
Водогрейный котёл ПТВМ-180	4	180	0	ТР	05.06.2021	25.06.2021	21		-	-	-	-	-
2022 г.													

Наименование оборудования	Ст. №	Мощность, МВт, паропроизводительность, т/ч	Снижение мощности из-за ремонта, МВт	Вид ремонта (капитальный, средний, текущий)	Планируемое время ремонта		Продолжительность, сутки	Перечень основных работ	Дата завершения предыдущего кап. ремонта	Кол-во капремонтов с начала эксплуатации на 01.01.2018	Наработка		
					Начало, дата	Окончание, дата					С начала эксплуатации на 01.01.2018	После предыдущего капремонта на 01.01.2018	Нормативная между капремонтами
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	4	210	0	СР	22.04.2022	10.06.2022	50	Замена водяного экономайзера 1-й ст. (тр. Ф32х3,5 ст.20 - 37т).	28.07.2018	12	321 164	19 500	27 200
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	5	210	0	ТР	01.04.2022	21.04.2022	21		31.08.2020	10	325 071	8 000	27 200
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	6	210	0	СР	11.06.2022	30.07.2022	50	Замена водяного экономайзера 1-й ст. (тр. Ф32х3,5 ст.20 - 37т).	31.10.2018	9	309 006	17 000	27 200
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	7	210	0	ТР	11.09.2022	01.10.2022	21		31.08.2021	9	306 251	2 000	27 200
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	9	210	0	СР	31.07.2022	10.09.2022	42	Змена подвесных кубов - 8 шт	07.09.2019	8	299 367	14 000	27 200
Котлоагрегат БКЗ-210-140Ф	10	210	0	ТР	02.10.2022	22.10.2022	21		31.05.2020	8	295 694	10 000	27 200
Турбоагрегат Тп-65/75-130	2	68	65	ТР	12.05.2022	01.06.2022	21		05.08.2019	1	9 000	16 000	34 000
Турбоагрегат Т-50-130	3	50	50	КР	10.06.2022	30.07.2022	51	Типовой ремонт	14.08.2017	8	371 343	29 000	34 000
Турбоагрегат Т-120/130-130	6	125	123	ТР	05.08.2022	25.08.2022	21		12.06.2020	1	3 500	10 500	34 000
Водогрейный котёл ПТВМ-180	1	180	0	ТР	03.05.2022	23.05.2022	21		-	-	-	-	-
Водогрейный котёл ПТВМ-180	2	180	0	ТР	28.08.2022	17.09.2022	21		-	-	-	-	-
Водогрейный котёл ПТВМ-180	3	180	0	ТР	14.04.2022	27.04.2022	14		-	-	-	-	-
Водогрейный котёл ПТВМ-180	4	180	0	ТР	05.06.2022	25.06.2022	21		-	-	-	-	-

2.3. Предложения по реконструкции и техническому перевооружению оборудования Кировской ТЭЦ-5

2.3.1. Общая характеристика Кировской ТЭЦ-5

Установленная электрическая мощность ТЭЦ – 450 МВт.

Установленная и располагаемая тепловая мощность Кировской ТЭЦ-5 – 1090 Гкал/ч (рис. 2.3.1), из которой тепловая мощность отборов паровых турбин 730 Гкал/ч, мощность пиковых водогрейных котлов 360 Гкал/ч. Тепловая мощность отборов паровых турбин складывается из мощности теплофикационных отборов – 660 Гкал/ч и мощности производственных отборов – 70 Гкал/ч.

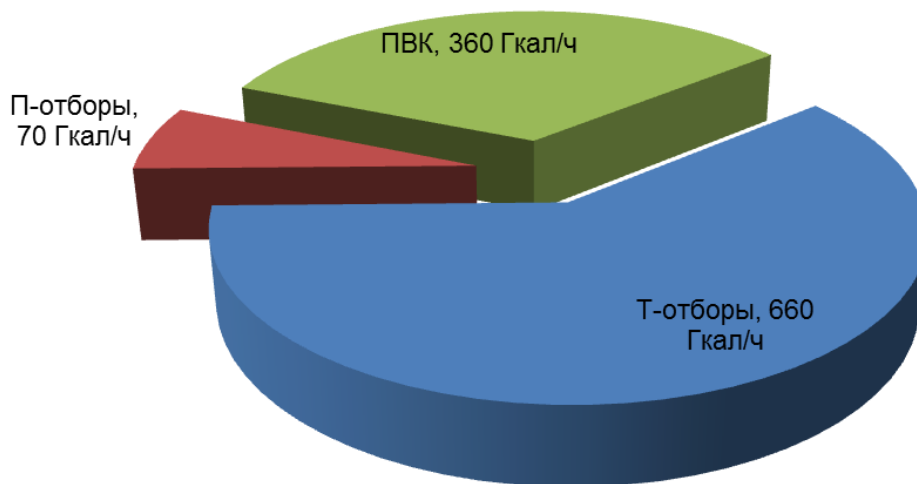


Рис. 2.3.1. Структура установленной тепловой мощности Кировской ТЭЦ-5

В состав основного оборудования Кировской ТЭЦ-5 входят 3 энергетических котла, 3 паровые турбины и 2 водогрейных котла. Состав установленного основного энергетического оборудования приведен в табл. 2.3.1. В соответствии с приказом № 98 от 04.06.2014 г. произошли следующие изменения в составе основного оборудования ТЭЦ:

- выведен в консервацию водогрейный котел ПТВМ-180 ст. № 2 (1.01.2015 г.).

Таблица 2.3.1

Ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Паропроизводительность, т/ч	Тепловая мощность, Гкал/ч	Электрическая мощность, МВт	Примечание
Энергетические котлы						
1	ТПЕ-430	1983	210	-	-	В работе
2а	ТПЕ-429	1985	210	-	-	В работе
2б	ТПЕ-429	1985	210	-	-	В работе
3а	ТПЕ-429	1987	210	-	-	В работе
3б	ТПЕ-429	1988	210	-	-	В работе
Паровые турбины						
1	ПТ-80/100-130/13	1983	-	170	80	В работе
2	Т-185/220-130	1985	-	280	185	В работе
3	Т-185/220-130	1987	-	280	185	В работе
Водогрейные котлы						
1	ПТВМ-180	1981	-	180	-	В работе
2	ПТВМ-180	1981	-	180	-	В консервации
Сумма				1090	450	

2.3.2. Предложения по выбытию старых неэффективных, морально и физически изношенных и отработавших свой ресурс мощностей оборудования Кировской ТЭЦ-5

В Схеме теплоснабжения г. Киров нет предложений по выбытию старых неэффективных, морально и физически изношенных и отработавших свой ресурс мощностей оборудования Кировской ТЭЦ-5.

2.3.3. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности Кировской ТЭЦ-5 с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей

Поскольку на ТЭЦ-5 не запланированы мероприятия по реконструкции основного оборудования станции, то установленная и располагаемая тепловая мощность ТЭЦ не изменится.

Актуализированная схема теплоснабжения г. Кирова предполагает изменение тепловой нагрузки ТЭЦ-5 за счет подключения перспективных площадок застройки и переключения нагрузок закрываемых котельных.

Составленные балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в существующей зоне действия ТЭЦ-5 представлены в табл. 2.3.2. По результатам составления балансов можно сделать вывод о том, что резерв установленной тепловой мощности ТЭЦ-5 на конец прогнозируемого периода составит +26,4 Гкал/ч при расчете по договорной тепловой нагрузке. При учете в балансах тепловой мощности фактической тепловой нагрузки прогнозируется резерв тепловой мощности в размере +281,4 Гкал/ч.

Таблица 2.3.2

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Значение показателя по годам, Гкал/ч							
		2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
1	Установленная тепловая мощность	1090,0	1090,0	1090,0	1090,0	1090,0	1090,0	1090,0	1090,0
1.1	- теплофикационные отборы	660	660	660	660	660	660	660	660
1.2	- производственные отборы	70	70	70	70	70	70	70	70
1.3	- пиковые водогрейные котлы	360	360	360	360	360	360	360	360
2	Располагаемая тепловая мощность	1090,0	1090,0	1090,0	1090,0	1090,0	1090,0	1090,0	1090,0
2.1	- теплофикационные отборы	660	660	660	660	660	660	660	660
2.2	- производственные отборы	70	70	70	70	70	70	70	70
2.3	- пиковые водогрейные котлы	360	360	360	360	360	360	360	360
3	Собственные нужды	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
4	Потери в тепловой сети	51,05	50,70	50,34	49,59	48,84	48,11	44,88	42,90
5	Тепловая нагрузка потребителей	-	-	-	-	-	-	-	-
5.1	- договорная	857,28	870,56	878,92	889,11	895,80	901,52	931,98	960,67
5.2	- фактическая	602,30	615,57	623,93	634,12	640,82	646,53	677,00	705,68
6	Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощно-	-	-	-	-	-	-	-	-

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Значение показателя по годам, Гкал/ч							
		2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
	сти								
6.1	- по договорной нагрузке	121,66	108,75	100,74	91,31	85,35	80,37	53,14	26,43
6.2	- по фактической нагрузке	376,65	363,73	355,73	346,29	340,34	335,36	308,12	281,42

2.3.4. Предложения по техническому перевооружению Кировской ТЭЦ-5 с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения

Запланированные мероприятия по техническому перевооружению Кировской ТЭЦ-5 с целью повышения эффективности работы приведены в табл. 2.3.4.

Таблица 2.3.4

№ п/п	Мероприятия	Дата начала и окончания	Объем финансирования на момент реализации с НДС, тыс. руб
1	Оснащение энергетических котлов системой очистки поверхностей нагрева котлоагрегатов 2А, 2Б	2015-2019	41 142,75
		в том числе за 2017-2019 гг.	33 262,71
2	Внедрение частотных регулируемых приводов питательных насосов ПЭ 500-180 блоков 2, 3	2015-2019	152 083,32
		в том числе за 2017-2019 гг.	57 526,93
3	Техническое перевооружение котла ст. № 2А с заменой змеевиков ШПП-2	2017-2027	239 740,24
4	Реконструкция золоуловителей	2018-2027	336 958,35
5	Реконструкция бункеров сырого угля с модернизацией системы пневмобрушения	2018-2022	107 975,02

2.3.5. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии. Перевод тепловой нагрузки малых котельных на Кировскую ТЭЦ-5

При актуализации схемы теплоснабжения г. Киров запланированы мероприятия по закрытию действующих неэффективных котельных в г. Киров и переключению их тепловых нагрузок на существующие или новые источники централизованного теплоснабжения.

В период 2017-2032 гг. планируется увеличение зоны действия ТЭЦ-5 за счет подключения новых площадок застройки и существующих потребителей закрываемых котельных:

- в результате закрытия котельной «Анкор» и подключения её потребителей к ТЭЦ-5, зона действия Кировской ТЭЦ-5 увеличится вдоль ул. Советский тракт с включением домов 8, 10, 12, 14 (рис. 2.3.2);

- в результате закрытия котельной 6.8 и подключения её потребителей к ТЭЦ-5, зона действия Кировской ТЭЦ-5 увеличится вдоль ул. Потребкооперации (рис. 2.3.3);

- в результате закрытия котельной 6.11 и подключения её потребителей к ТЭЦ-5, зона действия Кировской ТЭЦ-5 увеличится вдоль пер. Средний с включением домов 10 и 11 (рис. 2.3.4);

- в результате подключения новых площадок застройки к ТЭЦ-5, зона действия Кировской ТЭЦ-5 увеличится вдоль ул. Архитектора Валерия Зянкина, ул. Капитана Плетнева, ул. Капитана Дорофеева, ул. Энтузиастов (рис. 2.3.5).

Перспективная и текущая зоны действия ТЭЦ-5 показаны на рис. 2.3.6.

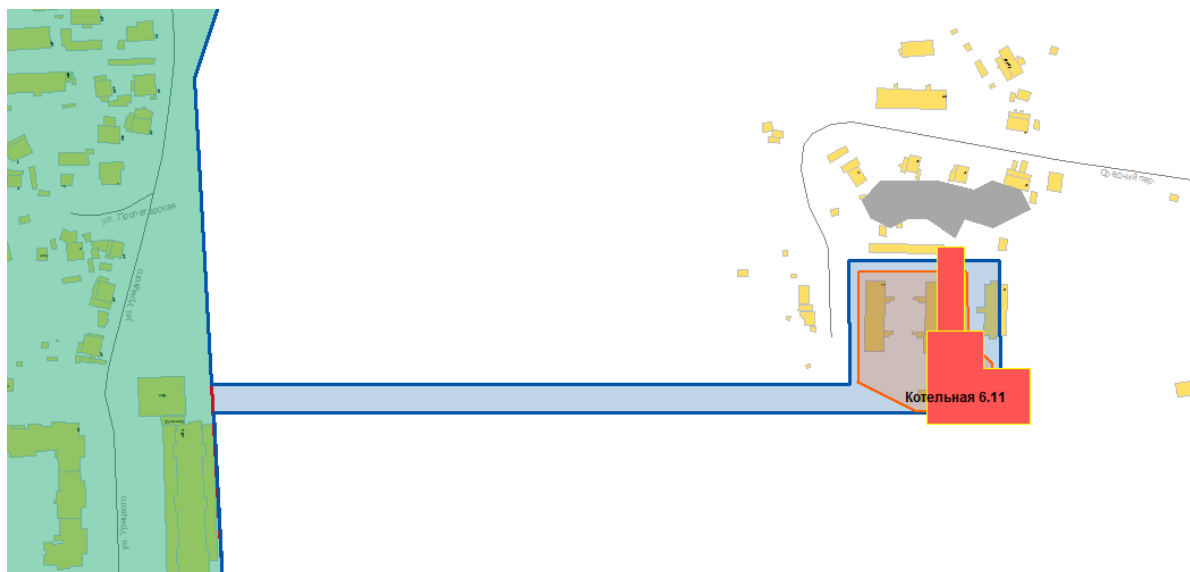


Рис. 2.3.2. Увеличение зоны действия Кировской ТЭЦ-5 (выделено синим) за счет подключения потребителей котельной 6.11

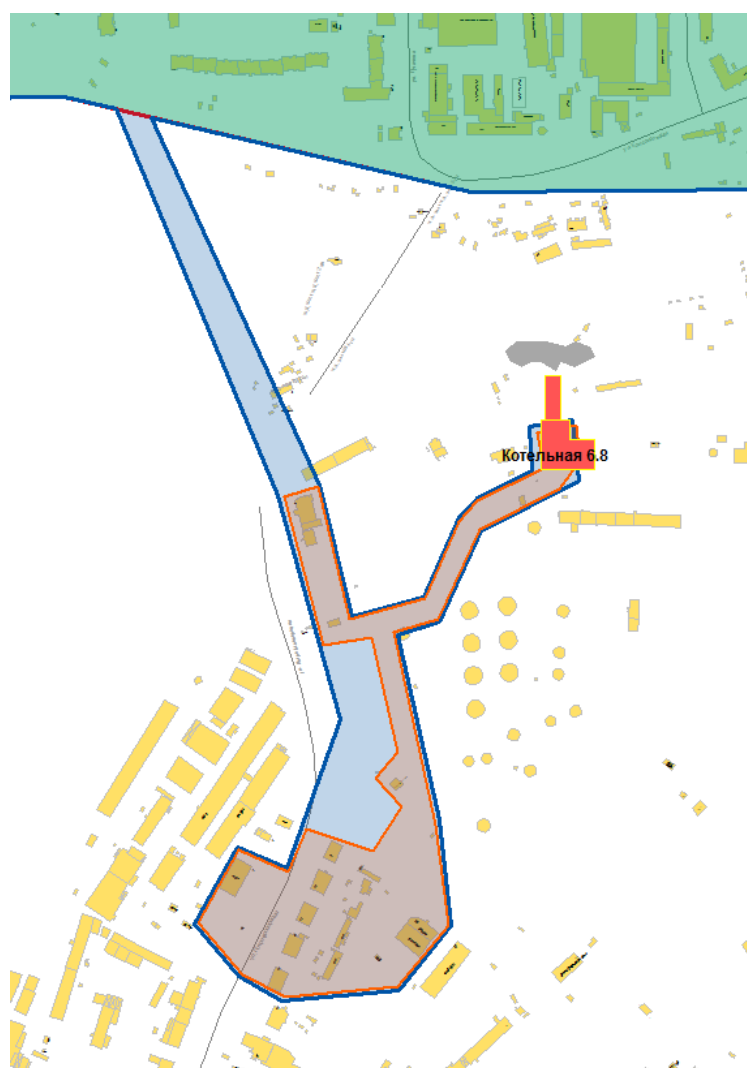


Рис. 2.3.3. Увеличение зоны действия Кировской ТЭЦ-5 (выделено синим) за счет подключения потребителей котельной 6.8

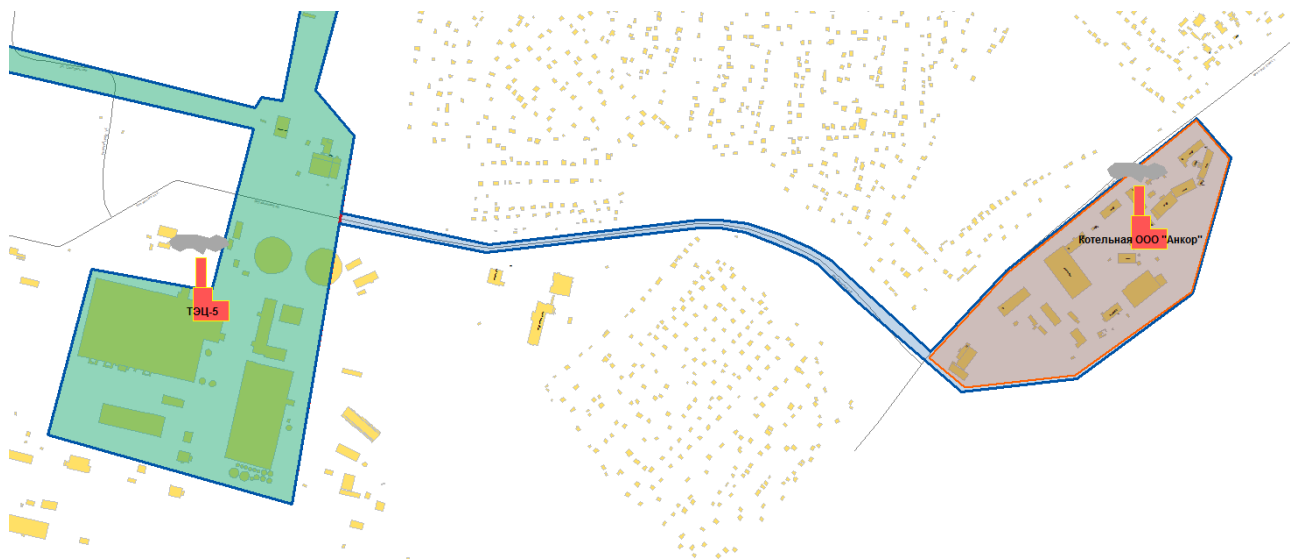


Рис. 2.3.4. Увеличение зоны действия Кировской ТЭЦ-5 (выделено синим) за счет подключения потребителей котельной «Анкор»

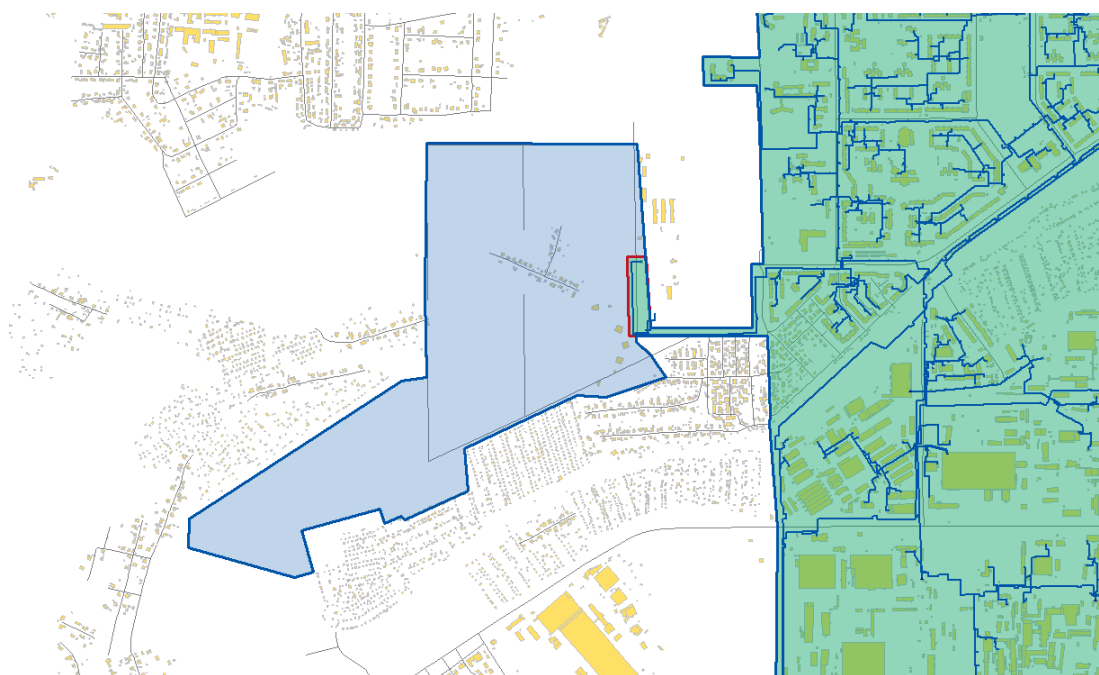


Рис. 2.3.5. Увеличение зоны действия Кировской ТЭЦ-5 (выделено синим) за счет подключения новых площадок застройки

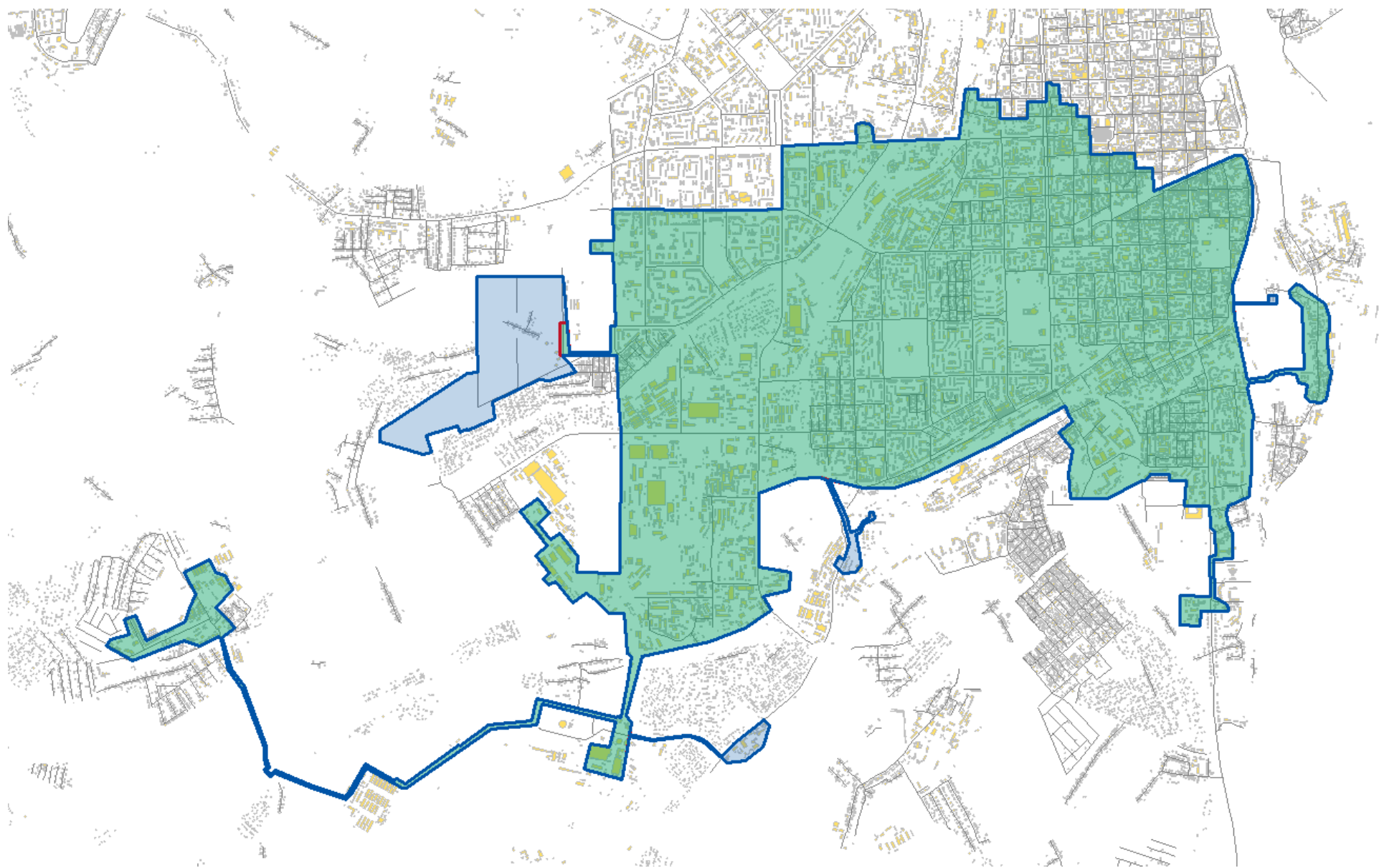


Рис. 2.3.6. Существующая (выделена зеленым) и перспективная (выделена синим) зоны действия ТЭЦ-5

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

При актуализации схемы теплоснабжения г. Киров запланированы мероприятия по закрытию действующих неэффективных котельных в г. Киров и переключению их тепловых нагрузок на существующие или новые источники централизованного теплоснабжения. Планируется закрыть котельные 6.8, 6.11, «Анкор» (табл. 2.3.5) общей тепловой мощностью 2,11 Гкал/ч и подключить их потребителей к ТЭЦ-5. Зоны действия котельных приведены на рис. 2.3.7 - 2.3.9.

Таблица 2.3.5

№ п/п	Наименование закрываемой котельной	Год закрытия	Новый источник теплоснабжения для потребителей	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Топливо
1	Котельная 6.11	2020	ТЭЦ-5	0,12	уголь
2	Котельная 6.8	2020	ТЭЦ-5	0,79	мазут
3	Котельная «Анкор»	2018	ТЭЦ-5	1,20	газ
Сумма по ТЭЦ-5				2,11	

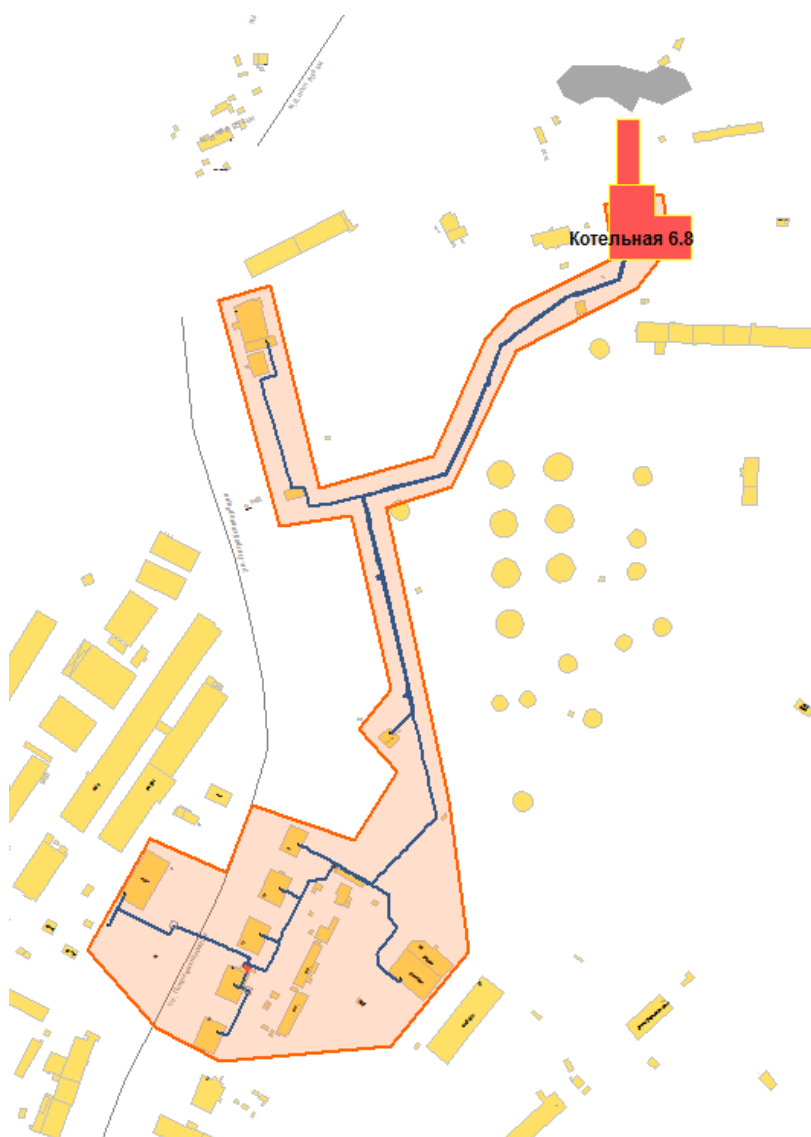


Рис. 2.3.7. Зона действия котельной 6.8

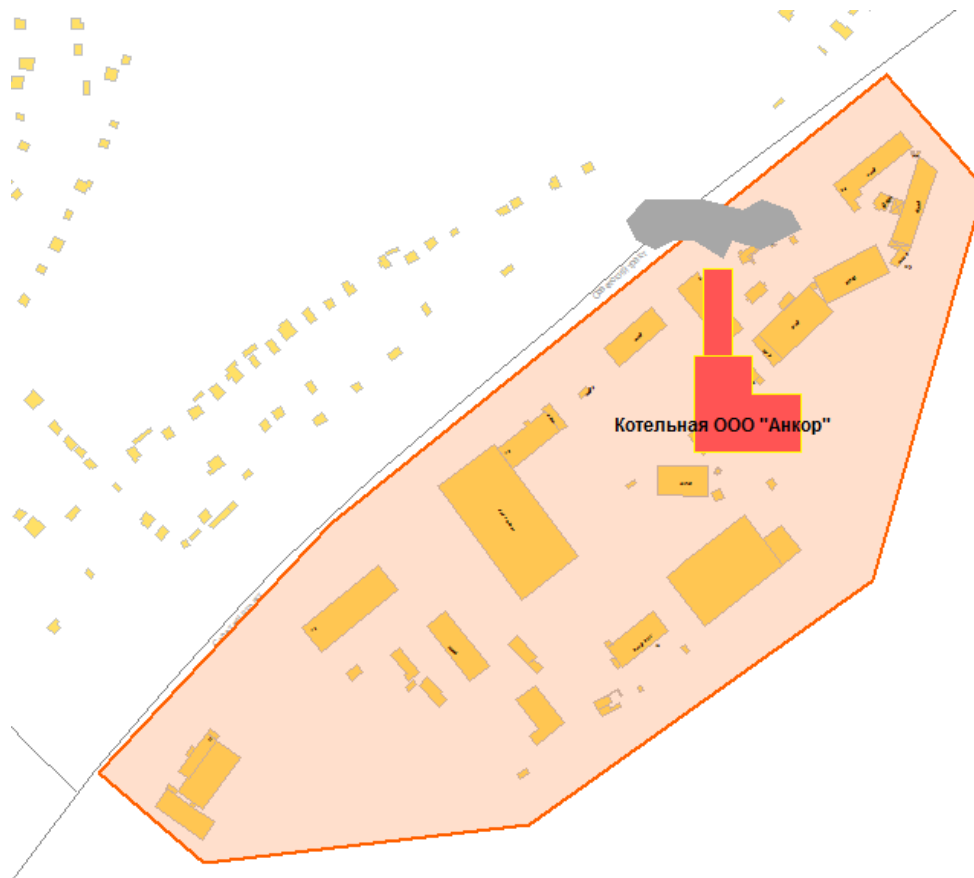


Рис. 2.3.8. Зона действия котельной «Анкор»

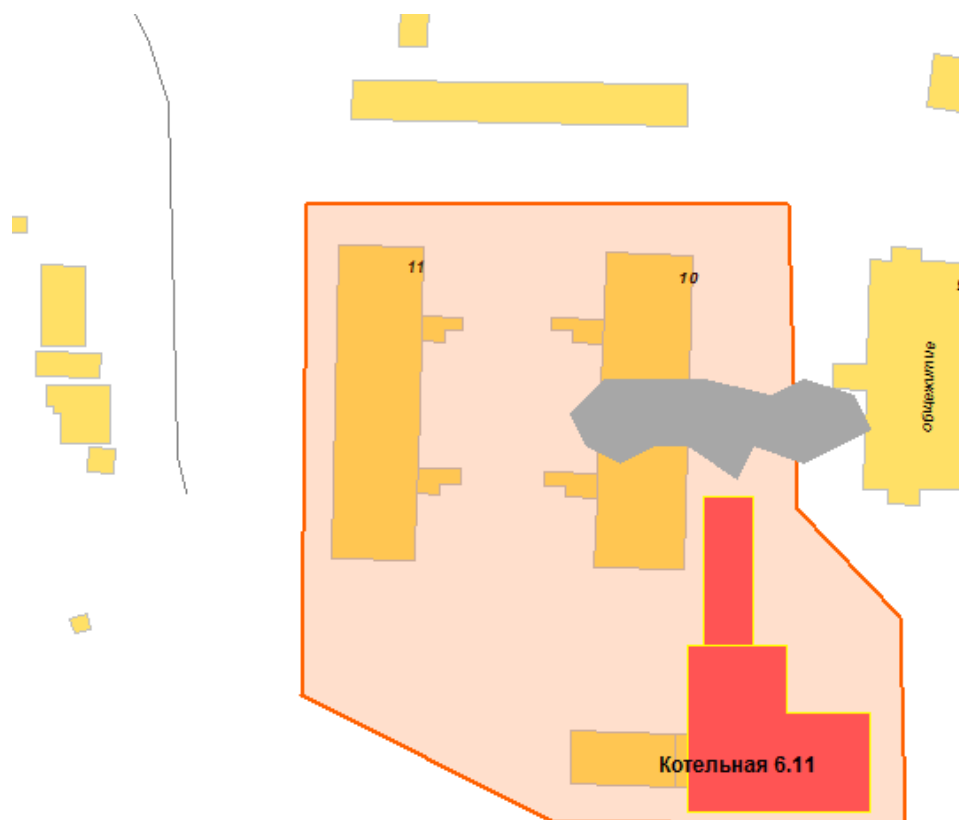


Рис. 2.3.9. Зона действия котельной 6.11

2.3.7. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления в зоне действия Кировской ТЭЦ-5

Организация индивидуального теплоснабжения в зоне действия Кировской ТЭЦ-5 в процессе разработки Схемы теплоснабжения признана нецелесообразной в связи с устойчивой работой ТЭЦ и более эффективным и надежным теплоснабжением потребителей тепловой энергией путем организации централизованного теплоснабжения от ТЭЦ.

В соответствии с прогнозом перспективной застройки, утвержденным при разработке Схемы теплоснабжения г. Киров, многоквартирные здания, планируемые к вводу в 2017-2032 гг., будут строиться в зонах централизованного теплоснабжения. В связи с этим применение поквартирного отопления в строящихся объектах в Схеме теплоснабжения не предусмотрено.

2.3.8. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки г. Киров малоэтажными жилыми зданиями

В зоне действия Кировской ТЭЦ-5 в Схеме теплоснабжения не запланировано строительство малоэтажных жилых зданий. В схеме теплоснабжения не рассматривался вопрос об организации индивидуального теплоснабжения малоэтажных жилых зданий в зоне действия Кировской ТЭЦ-5.

2.3.9. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории г. Киров

В соответствии с предоставленными сведениями на период актуализации Схемы теплоснабжения на территории г. Киров не планируется перепрофилирование производственных зон с выводом промышленных предприятий и формированием новой застройки на высвобождаемых территориях. В соответствии с решениями о распределении тепловой нагрузки между теплоисточниками, утверждаемыми в схеме теплоснабжения, не предусматривается переключения существующих потребителей жилищно-коммунального сектора на обслуживание от промышленных (ведомственных) котельных. Также не предусматривается переключение потребителей промышленного сектора, теплоснабжаемых от собственных энергоисточников, на теплоисточники системы централизованного теплоснабжения города. Таким образом, теплоснабжение промышленных объектов, расположенных на территориях производственных зон, предусматривается от действующих промышленных, производственных и ведомственных котельных.

Кировская ТЭЦ-5 не осуществляет снабжение паром производственных предприятий г. Киров.

2.3.10. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности Кировской ТЭЦ-5 и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения г. Киров и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

Составленные балансы тепловой мощности ТЭЦ-5 представлены в табл. 2.3.3. По результатам составления балансов можно сделать вывод о том, что резерв тепловой мощности ТЭЦ-5 на конец прогнозируемого периода составит 26,4 Гкал/ч.

При расчете перспективных тепловых балансов, выполненных по фактической тепловой нагрузке потребителей, прогнозируется дефицит тепловой мощности ТЭЦ-5, который должен составить в 2032 г. 281,4 Гкал/ч. В этом случае вывод из консервации или установка нового водогрейного котла на ТЭЦ-5 не потребуются.

2.3.11. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия Кировской ТЭЦ-5) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе

Расчет радиусов эффективного теплоснабжения в зоне действия Кировской ТЭЦ-5 не выявил условий, при которых подключение теплопотребляющих установок потребителей к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в данной системе теплоснабжения.

2.3.12. Мероприятия по ремонту и продлению срока службы основного оборудования

Запланированный объем работ и сроки проведения капитальных, средних, текущих ремонтов, а также экспертиз промышленной безопасности основного оборудования ТЭЦ-5 в период 2018 – 2022 гг. приведены в табл. 2.3.6.

Таблица 2.3.6

Наименование оборудования	Ст. №	Мощность, МВт, паро-производительность, т/ч	Снижение мощности из-за ремонта, МВт	Вид ремонта (капитальный, средний, текущий)	Планируемое время ремонта		Продолжительность, сутки	Перечень основных работ	Дата завершения предыдущего кап.ремонта	Кол-во капремонтов с начала эксплуатации на 01.01.2018	Наработка			
					Начало, дата	Окончание, дата					С начала эксплуатации на 01.01.2018	После предыдущего капремонта на 01.01.2018	Нормативная между капремонтами	
2018 г.														
Котёл ТПЕ-430	1	500	0	ТР	05.03.2018	18.03.2018	14	Расшлаковка котла, чистка, устранение дефектов.						
Котёл ТПЕ-430	1	500	0	ТР	22.06.2018	31.07.2018	40	1. Модернизация кубов трубчатого воздухоподогревателя на к/а ТПЕ-430 ст. № 1 2. Ремонт химвокрития скруубберов и труб Вентури 3. Замена панелей боковых ограждений переходного газохода 4. Модернизация КА ТПЕ-430 ст. №1 с заменой паросборной камеры.	09.06.2014	7	196 428	19 670	27 200	
Котёл ТПЕ-430	1	500	0	ТР	01.10.2018	10.10.2018	10	Очистка трубчатого воздухоподогревателя.						
Турбина ПТ-80-130/13	1	80	80	ТР	05.03.2018	18.03.2018	14	Очистка конденсатора.						
Турбина ПТ-80-130/13	1	80	0	ТР	22.06.2018	31.07.2018	40	Замена Штока-Буксы - Клапана регулирующего клапана 2 шт.	09.06.2014	7	196 369	19 670	34 000	
Турбина ПТ-80-130/13	1	80	80	ТР	01.10.2018	10.10.2018	10	Очистка подогревателей сетевых горизонтальных.						
Блок Т-185/220-130	2	185	92.5	ТР	15.01.2018	21.01.2018	7	Текущий ремонт котла ст. № 2А. Расшлаковка котла, чистка, устранение дефектов.						
Блок Т-185/220-130	2	185	67.5	ТР	02.04.2018	08.04.2018	7	Текущий ремонт котла ст. № 2А. Расшлаковка котла, чистка, устранение дефектов.						
Блок Т-185/220-130	2	185	92.5	ТР	08.01.2018	14.01.2018	7	Текущий ремонт котла ст. № 2Б. Расшлаковка котла, чистка, устранение дефектов.						

Наименование оборудования	Ст. №	Мощность, МВт, паро-производительность, т/ч	Снижение мощности из-за ремонта, МВт	Вид ремонта (капитальный, средний, текущий)	Планируемое время ремонта		Продолжительность, сутки	Перечень основных работ	Дата завершения предыдущего кап.ремонта	Кол-во капремонтов с начала эксплуатации на 01.01.2018	Наработка		
					Начало, дата	Окончание, дата					С начала эксплуатации на 01.01.2018	После предыдущего капремонта на 01.01.2018	Нормативная между капремонтами
Блок Т-185/220-130	2	185	92.5	ТР	26.03.2018	01.04.2018	7	Текущий ремонт котла ст. № 2Б. Расшлаковка котла, чистка, устранение дефектов.					
Блок Т-185/220-131	2	185	160	ВПр	30.04.2018	01.05.2018	2	Вынужденный простой Блока ст. № 2 во время ремонта градирни ст. № 2.					
Блок Т-185/220-130	2	185	138	ТР	02.05.2018	15.06.2018	45	Текущий ремонт котла ТПЕ-429 ст. № 2А 1. Замена панелей боковых ограждений переходного газохода 2. Замена входных коллекторов и пакетов конвективного пароперегревателя-II 3. Замена паросборной камеры.	27.08.2015	7	191 172	15 310	27 200
								Текущий ремонт котла ТПЕ-429 ст. № 2Б Модернизация регенеративного воздухоподогревателя с заменой набивки и уплотнений.	27.08.2015	7	190 954	16 550	27 200
								Текущий ремонт Т-185/220-130 ст. № 2 1. ЭПБ турбины Т-185-130 продление паркового ресурса 2. Замена комплекта: Шток- бусса- клапан на регулирующий клапан ЦВД.	27.08.2015	7	214 973	16 850	34 000
Блок Т-185/220-130	2	185	185	ТР	22.10.2018	31.10.2018	10	Текущий ремонт котла ст. № 2А. Очистка трубчатого воздухоподогревателя.					
								Текущий ремонт котла ст. № 2Б. Очистка трубчатого					

Наименование оборудования	Ст. №	Мощность, МВт, паро-производительность, т/ч	Снижение мощности из-за ремонта, МВт	Вид ремонта (капитальный, средний, текущий)	Планируемое время ремонта		Продолжительность, сутки	Перечень основных работ	Дата завершения предыдущего кап.ремонта	Кол-во капремонтов с начала эксплуатации на 01.01.2018	Наработка		
					Начало, дата	Окончание, дата					С начала эксплуатации на 01.01.2018	После предыдущего капремонта на 01.01.2018	Нормативная между капремонтами
								го воздухоподогревателя.					
								Текущий ремонт Т-185/220-130 ст. № 2. Очистка подогревателей сетевых горизонтальных.					
Блок Т-185/220-130	2	185	92.5	ТР	03.12.2018	09.12.2018	7	Текущий ремонт котла ст. № 2А. Расшлаковка котла, чистка, устранение дефектов.					
Блок Т-185/220-130	2	185	92.5	ТР	17.12.2018	23.12.2018	7	Текущий ремонт котла ст. № 2Б. Расшлаковка котла, чистка, устранение дефектов.					
Блок Т-185/220-130	3	185	92.5	ТР	29.01.2018	04.02.2018	7	Текущий ремонт котла ст. № 3А. Расшлаковка котла, чистка, устранение дефектов.					
Блок Т-185/220-130	3	185	92.5	ТР	05.02.2018	11.02.2018	7	Текущий ремонт котла ст. № 3Б. Расшлаковка котла, чистка, устранение дефектов.					
Блок Т-185/220-130	3	185	160	ТР	16.04.2018	29.04.2018	14	Текущий ремонт котла ст. № 3А. Расшлаковка котла, чистка, устранение дефектов.					
								Текущий ремонт котла ст. № 3Б. Расшлаковка котла, чистка, устранение дефектов.					
								Текущий ремонт Т-185/220-130 ст. № 3 Очистка конденсатора.					
Блок Т-185/220-130	3	185	108	ТР	01.08.2018	29.09.2018	60	Текущий ремонт котла ТПЕ-429 ст. № 3А с 01.08.2018 по 29.09.2018: 1. Замена 92 пакетов конвективного пароперегревателя-II	15.11.2016	6	176 088	8 955	27 200

Наименование оборудования	Ст. №	Мощность, МВт, паро-производительность, т/ч	Снижение мощности из-за ремонта, МВт	Вид ремонта (капитальный, средний, текущий)	Планируемое время ремонта		Продолжительность, сутки	Перечень основных работ	Дата завершения предыдущего кап.ремонта	Кол-во капремонтов с начала эксплуатации на 01.01.2018	Наработка		
					Начало, дата	Окончание, дата					С начала эксплуатации на 01.01.2018	После предыдущего капремонта на 01.01.2018	Нормативная между капремонтами
								2. Замена пакетов водяного экономайзера (бл.5, п.30,31) отглушенных во время ремонтов 3. Замена труб соленых отсеков 4. Ремонт скрубберов 2-х шт с заменой нижнего пояса металла и заменой футеровки					
								Текущий ремонт котла ТПЕ-429 ст. № 3Б с 07.08.2018 по 15.09.2018 1. Замена панелей боковых ограждений переходного газохода 2 .Ремонт скрубберов 2-х шт с заменой нижнего пояса металла и заменой футеровки 3. Модернизация КА ТПЕ-429 ст. № 3 Б с заменой труб солевых отсеков.					
								Текущий ремонт Т-185/220-130 ст. № 3 с 07.08.2018 по 15.09.2018. Замена комплекта 1. Шток- бруса- клапан на регулирующий клапан ЦВД 2. Ремонт покрытия трубных досок конденсатора эпоксидным составом 3. Замена лопаток 2-й ступени РВД 4. Ремонт клапанов с наплавкой и шлифовкой седел 5.Замена высоковольтно-					
									15.11.2016	6	179 370	8 880	27 200
									15.11.2016	6	203 125	9 330	34 000

Наименование оборудования	Ст. №	Мощность, МВт, паро-производительность, т/ч	Снижение мощности из-за ремонта, МВт	Вид ремонта (капитальный, средний, текущий)	Планируемое время ремонта		Продолжительность, сутки	Перечень основных работ	Дата завершения предыдущего кап.ремонта	Кол-во капремонтов с начала эксплуатации на 01.01.2018	Наработка		
					Начало, дата	Окончание, дата					С начала эксплуатации на 01.01.2018	После предыдущего капремонта на 01.01.2018	Нормативная между капремонтами
								го ввода нейтрали блочного трансформатора 03Т.					
Блок Т-185/220-130	3	185	185	ТР	05.11.2018	14.11.2018	10	Текущий ремонт котла ст. № 3А. Очистка трубчатого воздухоподогревателя.					
								Текущий ремонт котла ст. № 3Б. Очистка трубчатого воздухоподогревателя.					
								Текущий ремонт Т-185/220-130 ст. № 3. Очистка подогревателя сетевого горизонтального № 2.					
Блок Т-185/220-130	3	185	92.5	ТР	24.12.2018	30.12.2018	7	Текущий ремонт котла ст. № 3А. Расшлаковка котла, чистка, устранение дефектов.					
Блок Т-185/220-130	3	185	92.5	ТР	26.11.2018	02.12.2018	7	Текущий ремонт котла ст. № 3Б. Расшлаковка котла, чистка, устранение дефектов.					
ПВК -1 ПТВМ-180	1	180	0	ТР	26.03.2018	20.04.2018	26	Типовой объем.	-	-	-	-	-
2019 г.													
Котёл ТПЕ-430	1	500	0	КР	05.04.2019	09.06.2019	66	Типовой объем	09.06.2014	7	206 356	25 350	27 200
Турбина ПТ-80-130/13	1	80	55	КР	05.04.2019	09.06.2019	66	Типовой объем	09.06.2014	7	206 265	25 350	34 000
Котёл ТПЕ-429	2	185	58	ТР	16.06.2019	12.07.2019	27	Текущий ремонт котла ТПЕ-429 ст. № 2А	27.08.2015	7	200 133	21 890	27 200
Котёл ТПЕ-429					16.06.2019	17.07.2019	32	Текущий ремонт котла ТПЕ-429 ст. № 2Б	27.08.2015	7	202 965	23 750	27 200
Турбина Т-185-130					16.06.2019	12.07.2019	27	Средний ремонт Т-185/220-130 ст. № 2	27.08.2015	7	225 869	24 200	34 000
Котёл ТПЕ-429	3	185	59	СР	22.07.2019	28.08.2019	38	Средний ремонт котла ТПЕ-429 ст. № 3А	15.10.2016	6	186 443	14 925	27 200
Котёл ТПЕ-429					22.07.2019	28.08.2019	38	Средний ремонт котла ТПЕ-429 ст. № 3Б	02.11.2016	6	189 256	14 800	27 200

Наименование оборудования	Ст. №	Мощность, МВт, паро-производительность, т/ч	Сниже-ние мощно-сти из-за ре-монта, МВт	Вид ре-монта (ка-питаль-ный, сред-ний, теку-щий)	Планируемое время ремонта		Про-должи-тель-ность, сутки	Перечень основных работ	Дата за-вершения преды-дущего кап.ремон-та	Кол-во капремон-тов с начала эксплуа-тации на 01.01.2018	Наработка		
					Начало, дата	Оконча-ние, дата					С начала эксплуа-тации на 01.01.2018	После преды-дущего капре-монта на 01.01.2018	Норма-тивная между капремон-тами
Турбина Т-185-130					22.07.2019	28.08.2019	38	Средний ремонт Т-185/220-130 ст. № 3	15.10.2016	6	213 252	15 550	34 000
ПВК -1 ПТВМ-180	1	180	0	ТР	03.03.2019	28.03.2019	26	Типовой объем	-	-	-	-	-
2020 г.													
Котёл ТПЕ-430	1	500	0	ТР	16.03.2020	14.04.2020	30	Типовой объем	09.06.2019	8	212 036	2 630	27 200
Турбина ПТ-80-130/13	1	80	80	ТР	16.03.2020	14.04.2020	30	Типовой объем	09.06.2019	8	211 945	2 630	34 000
Котёл ТПЕ-429	2	185	89	КР	18.05.2020	19.07.2020	63	Типовой объем	31.07.2015	7	206 713	28 470	27 200
Котёл ТПЕ-429					18.05.2020	19.07.2020	63	Типовой объем	31.07.2015	7	210 165	30 950	27 200
Турбина Т-185-130					18.05.2020	19.07.2020	63	Типовой объем	31.07.2015	7	233 219	31 550	34 000
Котёл ТПЕ-429	3	185	108	ТР	10.08.2020	08.09.2020	30	Типовой объем	15.10.2016	6	192 413	20 895	27 200
Котёл ТПЕ-429				ТР	10.08.2020	08.09.2020	30	Типовой объем	02.11.2016	6	195 176	20 720	27 200
Турбина Т-185-130				ТР	10.08.2020	08.09.2020	30	Типовой объем	15.10.2016	6	219 472	21 770	34 000
ПВК -1 ПТВМ-180	1	180	0	ТР	02.02.2020	01.03.2020	29	Типовой объем	-	-	-	-	-
2021 г.													
Котёл ТПЕ-430	1	500	0	СР	12.04.2021	19.05.2021	38	Типовой объем	09.06.2019	8	217 716	8 310	27 200
Турбина ПТ-80-130/13	1	80	55	ТР	12.04.2021	19.05.2021	38	Типовой объем	09.06.2019	8	217 625	8 310	34 000
Котёл ТПЕ-429	2	185	70.5	ТР	31.05.2021	26.06.2021	27	Типовой объем	19.07.2020	8	213 293	2 150	27 200
Котёл ТПЕ-429					31.05.2021	26.06.2021	27	Типовой объем	19.07.2020	8	217 365	2 150	27 200
Турбина Т-185-130					31.05.2021	26.06.2021	27	Типовой объем	19.07.2020	8	240 569	2 150	34 000
Котёл ТПЕ-429	3	185	108	КР	05.07.2021	05.09.2021	63	Типовой объем	15.10.2016	6	198 383	26 865	27 200
Котёл ТПЕ-429					05.07.2021	05.09.2021	63	Типовой объем	02.11.2016	6	201 096	26 640	27 200
Турбина Т-185-130					05.07.2021	05.09.2021	63	Типовой объем	15.10.2016	6	225 692	27 990	34 000
ПВК -1 ПТВМ-180	1	180	0	ТР	22.03.2021	15.04.2021	25	Типовой объем	-	-	-	-	-
2022 г.													

Наименование оборудования	Ст. №	Мощность, МВт, паро-производительность, т/ч	Снижение мощности из-за ремонта, МВт	Вид ремонта (капитальный, средний, текущий)	Планируемое время ремонта		Продолжительность, сутки	Перечень основных работ	Дата завершения предыдущего кап.ремонта	Кол-во капремонтов с начала эксплуатации на 01.01.2018	Наработка		
					Начало, дата	Окончание, дата					С начала эксплуатации на 01.01.2018	После предыдущего капремонта на 01.01.2018	Нормативная между капремонтами
Котёл ТПЕ-430	1	500	0	ТР	11.04.2022	25.05.2022	45	замена крайних пакетов ШПП (12 пакетов)	09.06.2019	8	223 396	13 990	27 200
Турбина ПТ-80-130/13	1	80	55	ТР	11.04.2022	25.05.2022	45	Типовой объем	09.06.2019	8	223 305	13 990	34 000
Котёл ТПЕ-429	2	185	59	СР	06.06.2022	20.07.2022	45	замена панелей боковых ограждений переходного газохода	19.07.2020	8	217 468	8 730	27 200
Котёл ТПЕ-429					06.06.2022	20.07.2022	45	Типовой объем	19.07.2020	8	219 944	9 350	27 200
Турбина Т-185-130					06.06.2022	20.07.2022	45	Типовой объем	19.07.2020	8	247 919	9 500	34 000
Котёл ТПЕ-429	3	185	185	ТР	22.08.2022	20.09.2022	30	Типовой объем	05.09.2021	7	200 172	2 880	27 200
Котёл ТПЕ-429					22.08.2022	20.09.2022	30	замена экранных труб соленых отсеков	05.09.2021	7	203 290	2 880	27 200
Турбина Т-185-130					22.08.2022	20.09.2022	30	Типовой объем	05.09.2021	7	231 912	2 880	34 000
ПВК -1 ПТВМ-180	1	180	0	ТР	22.03.2022	15.04.2022	25	Типовой объем	нет	нет			нет

Раздел 3. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению котельных г. Киров

3.1. Структура основного оборудования котельных г. Киров

Структура основного оборудования котельных, сроки ввода, установленная мощность и присоединенная нагрузка представлены в табл. 3.1.1.

Таблица 3.1.1

№ п/п	Источник тепло-снабжения	Котельное оборудование			Установленная мощность котельной		Вид топлива (осн./рез.)
		Марка котла	Количество котлов	Год ввода	по воде, Гкал/ч	по пару, Гкал/ч (т/ч)	
1	БМК 1.1	Duotherm 500	2	2011	0,86	0	Газ / дизельное
2	БМК 1.2	Duotherm 2000	2	2011	4,13	0	Газ / дизельное
		Duotherm 800	1	2011			
3	БМК 1.3	GLS Dynatherm 3200	4	2011	11,0	0	Газ / дизельное
4	БМК 1.4	КВГМ-7,56-115Н	3	2012	22,21	0	Газ / дизельное
		КВГМ-3,15-115Н	1	2012			
5	БМК 1.5	MLS-100	2	2012	0,499	0	Газ / дизельное
		Logano SL655	2	2012			
6	БМК 1.6	MLS-140	2	2012	0,24	0	Газ / дизельное
7	БМК 1.7	Duotherm 500	2	2012	1,02	0	Газ / дизельное
		MLS-190	1	2012			
8	БМК 1.8	Duotherm 1100	2	2012	1,89	0	Газ / дизельное
9	БМК 1.9	Duotherm 1100	2	2012	1,89	0	Газ / дизельное
10	БМК 1.10	GLS Dynatherm 2500	3	2012	7,22	0	Газ / дизельное
11	БМК 1.11	GLS Dynatherm 4000	1	2012	12,07	0	Газ / дизельное
		GLS Dynatherm 3200	3	2012			
12	БМК 26	КВа-3.5	2	2011	9,0	0	газ
13	БМК 50	КВ-ГМ-10-150	4	1989	43,0	0	газ
		КВ-ГМ-4-150	1				
14	Котельная 6.1	КВа-2,0	1	1998	11,72	0,00	газ / дизельное
		КВ-ГМ-11,63-150Н	1	1991			
15	Котельная 6.5	КВЗ-0,5	1	1961	0,60	0,00	уголь
		Григорьева	1	2006			
16	Котельная 6.7	"Универсал-6"	1	1969	0,27	0	уголь
		"Братск-1"	1	1969			
17	Котельная 6.8	ДКВр - 2,5/13	1	1994	0,00	4,78 (7,5)	мазут
		ДКВр - 4/13	1	1996			
		Е 1/9	1	1994			
18	Котельная 6.9	Logano SK 1045	2	2010	1,80	0	газ / диз.
19	Котельная 6.11	"Минск-1"	1	1988	0,60	0	уголь
		"Минск-1"	1	1985			
20	Котельная 6.13	КЧ-1	1	1995	1,19	0	уголь
		Универсал-5	1	1969			
		Универсал-5	1	1968			
21	Котельная 6.14	КВМ - 1,1 "Братск"	2	1987	3,24	0	уголь
		Универсал-5М	2	1990			
22	Котельная 6.15	КВ-ГМ (Т) – 0,16-95	2	2000	0,32	0	уголь
23	Котельная 8.1	КВ-ГМ-1,1П	2	2011	9,90	0	газ / дизельное
		КВГМ -4.65	2	2007			
24	Котельная 8.2	ТВГ-8м	1	2000	24,00	0	газ / печное

№ пп	Источник тепло-снабжения	Котельное оборудование			Установленная мощность котельной		Вид топлива (осн./рез.)
		Марка котла	Количество котлов	Год ввода	по воде, Гкал/ч	по пару, Гкал/ч (т/ч)	
		КВЗ-9.28ГМ	1	2002			
		КВЗ-9.28ГМ	1	2005			
25	Котельная 8.3	КВр-0.5	2	2006	0,43	0	уголь
26	БМК Победилово	ДКВР-2.5/13	1	2003	1,84	0	газ / дизельное
		Е 1/9	1	2007			
		ДКВР-6.5/13	1	1970			
27	БМК Захарищевы	КВЗ-1.1	2	1996	2,31	0	газ / дизельное
		КВЗ-0.5	1	1999			
28	Котельная 10.3	ДЕ-10/14	1	1988	20,00	24,9 (40)	газ / мазут
		ДКВр-10/13	1	1972			
		ДКВр-10/13	1	2003			
		ДКВр-10/13	1	1980			
		КВГМ-10-150	2	1995			
29	Котельная 11.3	КВ-Г-4,65-150	3	1991	12,00	0	газ
30	Котельная 11.4	Котёл водогр. стальной сварной	2	1998 / 2003	0,40	0	уголь
31	Котельная 11.5	КВА-1Г "Факел"	6	1990	6,00	0	газ
32	Котельная 11.6	КВ-300МТ	2	1979	0,08	0	дрова
33	Котельная 11.7	Турботерм-3150	2	2010	5,40	0	газ / дизельное
34	Котельная 11.8	КВа-0,25 Дуэт	2	2010	0,42	0	газ
35	Котельная Вятско-го фанерного комбината (ЭК НЛПК)	ГМ-50	2	1976	23,0	76,6	Газ Газ дрова
		ПТВМ-30М	1	1976			
		БМ-35 (дровяной)	1	1967			
36	ООО «Горзелен-строй»	Смоленск 1	2	1988	2,70	0	дровяная
37	ООО «ДокВуд»	КЕ 10/14	2	1984	0	10,0	газ/ дрова
		ДКВР 10/13	1	1984			
38	Котельная ООО «Теплоснабжающая компания» (ул. Производственная, 9)	КВГМ-2,5	2	1993	4,3	0	газ / дизельное
39	Котельная «Уни-Дом»	КВа-2,0	2	1995	3,5	0	газ / дизельное
40	Котельная ДС	КВа-1,5	2	2004	2,6	0	газ / дизельное
41	Котельная ВГСХА	КВ-РД-0,9	2	1991	3,1	0	уголь
		КВ-РД-0,5	1	1991			
		КВр-0,8К	1	1991			
42	Котельная ООО «Теплоснабжающая компания» (ул. Заводская, 8а)	КВа-1,1	2	1985	6,88	0	газ / дизельное
43	Котельная ОРДЦ	КВа-1,5	2	2001	2,6	0	газ / дизельное
44	Котельная КМЗ	ЗИОСА Б-2000	2	2002	3,4	0	газ / дизельное
45	Котельная «Ново-Вятка»	КВГМ-2.5	2	1996	140,43	0	газ / дизельное
46	БМК 4.2 ООО «Матрица»	КВа-2.5	2	1998	2,41	0	газ / дизельное
47	Котельная ООО «Теплотех-ник»	КВа-1,5	2	2001	2,6	0	газ / дизельное
48	Котельная ООО «Энергетик»	ЗИОСА Б-1000	2	2002	1,7	0	уголь
49	Котельная Дет. Талицкого туб. санатория	Logano SK-745	3	2013	3,10	0	уголь

№ п/п	Источник тепло-снабжения	Котельное оборудование			Установленная мощность котельной		Вид топлива (осн./рез.)
		Марка котла	Количество котлов	Год ввода	по воде, Гкал/ч	по пару, Гкал/ч (т/ч)	
50	Котельная ООО «Производ. комплекс»	КВГМ-2.0	2	1988	3,5	0	газ / дизельное
51	Котельная Кировского гос. автодор. техникума	КВр-0,93К	1	н/д	5,85	0	уголь / торф
		КВр-1,16К	2	н/д			
		КВр-1,44К	1	н/д			
		КВм-1,16К	1	н/д			
52	Котельная ОАО «РЖД»	н/д	2	1990	9,4	0	мазут
53	БМК 4.1 «Радужный»	Vitomax 200-HW	4	2015	41.273	0	газ / дизельное
		Vitomax 200-LW	1	2015			
54	БМК Сошени	н/д	2	2016	4,9	0	газ
55	Котельная НЛК	КВа-2.5	2	2002	5,0	0	газ / дизельное
56	Котельная ТСО «Зиновы»	Logano S825L	2	2015, 2016	16,0	0	газ
57	Котельная ККС	КВа-1,5	2	1973	2,6	0	газ / дизельное
58	Котельная ККС	КВа-1,5	1	1986	1,3	0	газ / дизельное
59	Котельная «Анкор»	КВа-1,1	2	2012	1,1	0	газ
60	Котельная БМК 2.2.560	Vitoplex-200 SX2A-560	2	2015	0,963	0	газ
61	Котельная по ул. Песочная, 27к	ЗИОСА Б-1000	2	2015	1,7	0	газ
62	Котельная по ул. Приозерная, 1	Logano SK-745	3	2015	2,07	0	газ
63	Котельная по ул. Сплавная, 2	Logano SK 1045	2	2016	1,80	0	газ
64	Котельная в сл. Луговые	н/д	2	н/д	1,0	0	дрова
65	Котельная «Уни-Дом», ул. Дзержинского, 100	н/д	2	н/д	1,05	0	газ

3.2. Предложения по выбытию старых неэффективных, морально и физически изношенных и отработавших свой ресурс мощностей оборудования котельных г. Киров

При актуализации схемы теплоснабжения г. Киров до 2033 г. запланированы мероприятия по закрытию действующих неэффективных котельных в г. Киров и переключению их тепловых нагрузок на существующие или новые источники централизованного теплоснабжения.

Всего планируется закрыть 10 котельных общей тепловой мощностью 18,22 Гкал/ч (табл. 3.2.1).

Таблица 3.2.1

№ п/п	Наименование закрываемой котельной	Год закрытия	Новый источник теплоснабжения для потребителей	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Топливо, закрываемых котельных
1	Котельная ООО «Теплогенерирующая компания» (ул. Заводская, 8к)	2017	ТЭЦ-1	6,31	газ / дизельное
Сумма по ТЭЦ-1				6,31	
2	Котельная 6.11	2020	ТЭЦ-5	0,12	уголь
3	Котельная 6.8	2020	ТЭЦ-5	0,89	мазут
4	Котельная «Анкор»	2018	ТЭЦ-5	1,20	электроэнергия
Сумма по ТЭЦ-5				2,21	
5	Котельная 6.15	2020	ТЭЦ-4	0,12	уголь
Сумма по ТЭЦ-4				0,12	
6	Котельная АО «НЛК»	2018	Котельные 8,1; 8.2 и 8,3	4,17	газ / дизельное
7	котельная ВГСХА	2019	Котельная 6.1	3,18	уголь
8	Котельная 6.13	2020	БМК 1.1	0,14	газ
9	Котельная ООО «Производственный комплекс»	2018	котельная ООО «Теплогенерирующая компания», сл. Сошени	0,74	газ / дизельное
Сумма по котельным				8,23	
10	Котельная ООО «Гор-зеленстрой»	2018	Новая БМК	1,35	дрова
Сумма по новым БМК				1,35	
Сумма по всем закрываемым котельным				18,22	

3.3. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности котельных г. Киров с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей

3.3.1. Реконструкция и строительство новых котельных

В актуализированной Схеме теплоснабжения г. Кирова до 2033 г. запланированы следующие мероприятия по реконструкции действующих котельных и строительству новых источников теплоснабжения:

1. Для обеспечения строящихся объектов гарантированными объёмами тепловой энергии запланирована установка дополнительного водогрейного котла Buderus Logano S825L тепловой мощностью 8,0 Гкал/ч (9300 кВт) на котельной «Зиновы» в 2018 г.

2. Для обеспечения перспективных тепловых нагрузок новых потребителей в стадии строительства находятся котельные «Знак», «Елки парк» и «Метроград». Технические характеристики данных котельных приведены в табл. 3.3.1.

Также в стадии строительства находится котельная в мкр. Долгушино. Ожидаемый срок ввода – август 2017 г. Технические характеристики данной котельной на момент актуализации схемы теплоснабжения были неизвестны.

Таблица 3.3.1

№ п/п	Показатель	Котельная «Ёлки»	Котельная «Знак»	Котельная «Метроград»
1	Структура основного оборудования	- два котла Viessman Vitocrossal 200 CM2-311 (0,311 МВт); - один котел Viessman Vitotplex 100 PV1-310 (0,31 МВт)	- 2 котла марки Bosch UT-L 18 (2,5 МВт) - 3 котла Bosch UT-L 34 (5,2 МВт)	3 котла марки Bosch UT-L 18 (2,5 МВт)
2	Собственные нужды, МВт/ч	0,04	0,4	0,3
3	Установленная мощность котлов, МВт	0,932	20,6	7,5
4	Суммарная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	0,85	5,71	4,12
5	Температурные графики (приложение)	В отопительный период 95-70 °С, в неотопительный период 65-50°С, горячее водоснабжение 60°С		
6	Среднегодовая загрузка котельной, %	91,5 %	91,55 %	91,5 %
7	Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,04	0,5	0,3
8	Основное / резервное топливо	Газ / нет	Газ / Дизельное топливо (запас 100 м ³)	Газ / Дизельное топливо
9	Производительность водоподготовительных установок, т/ч	0,9	3	1,2

3. В 2018 г. планируется построить котельную для жилых домов № 23 по ул. Песочной и № 92 по ул. Коллективной. От теплоснабжения данных потребителей отказалась ООО "Теплотехник".

4. От теплоснабжения района ООО "Кировский мебельно-деревообрабатывающий комбинат" отказалось ООО "ДокВуд". Взамен планируется в 2018 г. построить газовую котельную. Технические характеристики данной котельной на момент актуализации схемы теплоснабжения до 2033 г. были неизвестны.

5. АО "Ново-Вятка" планирует прекратить теплоснабжение жилого дома № 24 станция Поздино по причине вывода тепловой сети из работы из-за больших тепловых потерь. Для теплоснабжения данного дома проектируется новая котельная. Технические характеристики данной котельной на момент актуализации схемы теплоснабжения до 2033 г. были неизвестны.

6. Установка резервного котла в муниципальной котельной 6.1. в мкр. Чистые Пруды, с целью повышения надежности теплоснабжения в отопительный период.

7. Планируется строительство новой газовой котельной взамен действующей котельной «Сувенир» Сроки выполнения мероприятий и техническое задание на момент актуализации схемы теплоснабжения до 2033 г. были не известны.

8. Планируется реконструкция котельной Кировского автодорожного техникума с переходом на сжигание природного газа. Сроки выполнения мероприятий и техническое задание на момент актуализации схемы теплоснабжения до 2033 г. были не известны.

9. В стадии проектирования находится новая котельная взамен 8.3 в районе Кировской городской больницы № 2 (табл. 3.3.2).

3.3.2. Перспективные резервы тепловой мощности котельных

Перспективные резервы тепловой мощности котельных рассчитаны с учетом увеличения тепловых нагрузок потребителей вследствие подключения новых площадок застройки и переключения нагрузок закрываемых котельных.

Увеличение тепловых нагрузок котельных приведено в табл. 3.3.3. Также учитывается установка нового теплофикационного оборудования и увеличение тепловой мощности котельных.

Таблица 3.3.3

№ п/п	Структура тепловой нагрузки	Прирост тепловой нагрузки потребителей новых площадок застройки, Гкал/ч	Прирост тепловой нагрузки потребителей закрываемых котельных, Гкал/ч	Общий прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч
Действующие котельные				
1	БМК 1.10	3,35		3,35
2	БМК 1.11	1,83		1,83
3	БМК 1.3	0,62		0,62
4	БМК 1.4	3,57		3,57
5	Котельная 6.9	1,02		1,02
6	Котельная 8.2	1,17		1,17
7	Котельная 11.3	0,10		0,10
8	Котельная «Ново-Вятка»	0,15		0,15
9	Котельная Вятского фарфянерного комбината	0,37		0,37
10	Котельная ДокВуд	4,32		4,32
11	Котельная ТСО Зиновы	9,08		9,08
12	БМК 26	1,69		1,69

№ п/п	Структура тепловой нагрузки	Прирост тепловой нагрузки потребителей новых площадок застройки, Гкал/ч	Прирост тепловой нагрузки потребителей закрываемых котельных, Гкал/ч	Общий прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч
13	БМК 50	20,47		20,47
14	БМК 2.2.560	2,00		2,00
15	Котельная 8.2		4,17	4,17
16	Котельная 6.1		3,18	3,18
17	БМК 1.1		0,14	0,14
18	Котельная ООО «Теплогенерирующая компания»		0,74	0,74
Новые котельные				
19	Котельная «Знак»	3,80		3,80
20	Котельная «Ёлки парк»	0,46		0,46
21	Котельная «Метроград»	1,98		1,98
22	Новая БМК		1,35	1,35

Составленные балансы тепловой мощности котельных на период 2017-2032 гг. приведены в табл. 3.3.3.

По результатам составленных балансов тепловой мощности котельных можно сделать вывод о наличии резерва тепловой мощности на всех котельных к концу расчетного периода.

Таблица 3.3.3

Наименование источника теплоснабжения	Значение показателя по годам, Гкал/ч							
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
БМК 1.1								
Установленная тепловая мощность	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860
Располагаемая тепловая мощность	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860
Собственные нужды	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017
Потери в тепловой сети	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
Тепловая нагрузка потребителей	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,552	0,552	0,552	0,552	0,552	0,552	0,552	0,552
БМК 1.2								
Установленная тепловая мощность	4,130	4,130	4,130	4,130	4,130	4,130	4,130	4,130
Располагаемая тепловая мощность	4,130	4,130	4,130	4,130	4,130	4,130	4,130	4,130
Собственные нужды	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083
Потери в тепловой сети	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390
Тепловая нагрузка потребителей	2,938	2,938	2,938	2,938	2,938	2,938	2,938	2,938
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,719	0,719	0,719	0,719	0,719	0,719	0,719	0,719
БМК 1.3								
Установленная тепловая мощность	11,000	11,000	11,000	11,000	11,000	11,000	11,000	11,000
Располагаемая тепловая мощность	11,000	11,000	11,000	11,000	11,000	11,000	11,000	11,000
Собственные нужды	0,220	0,220	0,220	0,220	0,220	0,220	0,220	0,220
Потери в тепловой сети	0,702	0,702	0,702	0,702	0,702	0,702	0,702	0,702
Тепловая нагрузка потребителей	7,056	7,056	7,056	7,056	7,676	7,676	7,676	7,676
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	3,022	3,022	3,022	3,022	3,022	3,022	3,022	3,022
БМК 1.4								
Установленная тепловая мощность	22,210	22,210	22,210	22,210	22,210	22,210	22,210	22,210
Располагаемая тепловая мощность	22,210	22,210	22,210	22,210	22,210	22,210	22,210	22,210
Собственные нужды	0,444	0,444	0,444	0,444	0,444	0,444	0,444	0,444
Потери в тепловой сети	1,582	1,582	1,582	1,582	1,582	1,582	1,582	1,582
Тепловая нагрузка потребителей	10,718	12,850	12,850	12,850	12,850	12,850	13,442	14,289
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	9,466	9,466	9,466	9,466	9,466	9,466	9,466	9,466

Наименование источника теплоснабжения	Значение показателя по годам, Гкал/ч							
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
БМК 1.5								
Установленная тепловая мощность	0,499	0,499	0,499	0,499	0,499	0,499	0,499	0,499
Располагаемая тепловая мощность	0,499	0,499	0,499	0,499	0,499	0,499	0,499	0,499
Собственные нужды	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Потери в тепловой сети	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
Тепловая нагрузка потребителей	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060
БМК 1.6								
Установленная тепловая мощность	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240
Располагаемая тепловая мощность	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240	0,240
Собственные нужды	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Потери в тепловой сети	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
Тепловая нагрузка потребителей	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,071	0,071	0,071	0,071	0,071	0,071	0,071	0,071
БМК 1.7								
Установленная тепловая мощность	1,020	1,020	1,020	1,020	1,020	1,020	1,020	1,020
Располагаемая тепловая мощность	1,020	1,020	1,020	1,020	1,020	1,020	1,020	1,020
Собственные нужды	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020
Потери в тепловой сети	0,063	0,063	0,063	0,063	0,063	0,063	0,063	0,063
Тепловая нагрузка потребителей	0,607	0,607	0,607	0,607	0,607	0,607	0,607	0,607
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,330	0,330	0,330	0,330	0,330	0,330	0,330	0,330
БМК 1.8								
Установленная тепловая мощность	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890
Располагаемая тепловая мощность	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890
Собственные нужды	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038
Потери в тепловой сети	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134
Тепловая нагрузка потребителей	1,169	1,169	1,169	1,169	1,169	1,169	1,169	1,169
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,549	0,549	0,549	0,549	0,549	0,549	0,549	0,549

Наименование источника теплоснабжения	Значение показателя по годам, Гкал/ч							
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
БМК 1.9								
Установленная тепловая мощность	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890
Располагаемая тепловая мощность	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890	1,890
Собственные нужды	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038
Потери в тепловой сети	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134
Тепловая нагрузка потребителей	1,151	1,151	1,151	1,151	1,151	1,151	1,151	1,151
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,567	0,567	0,567	0,567	0,567	0,567	0,567	0,567
БМК 1.10								
Установленная тепловая мощность	7,220	7,220	7,220	7,220	7,220	7,220	7,220	7,220
Располагаемая тепловая мощность	7,220	7,220	7,220	7,220	7,220	7,220	7,220	7,220
Собственные нужды	0,144	0,144	0,144	0,144	0,144	0,144	0,144	0,144
Потери в тепловой сети	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506
Тепловая нагрузка потребителей	5,104	5,104	5,104	6,525	7,168	7,811	8,453	8,453
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	1,466	1,466	1,466	1,466	1,466	1,466	1,466	1,466
БМК 1.11								
Установленная тепловая мощность	12,070	12,070	12,070	12,070	12,070	12,070	12,070	12,070
Располагаемая тепловая мощность	12,070	12,070	12,070	12,070	12,070	12,070	12,070	12,070
Собственные нужды	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241
Потери в тепловой сети	0,790	0,790	0,790	0,790	0,790	0,790	0,790	0,790
Тепловая нагрузка потребителей	7,243	8,908	8,908	8,908	8,908	8,908	9,071	9,071
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	3,796	3,796	3,796	3,796	3,796	3,796	3,796	3,796
БМК 26								
Установленная тепловая мощность	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000
Располагаемая тепловая мощность	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000
Собственные нужды	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
Потери в тепловой сети	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
Тепловая нагрузка потребителей	5,250	5,901	6,944	6,944	6,944	6,944	6,944	6,944
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	3,405	3,405	3,405	3,405	3,405	3,405	3,405	3,405

Наименование источника теплоснабжения	Значение показателя по годам, Гкал/ч							
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
БМК 50								
Установленная тепловая мощность	43,000	43,000	43,000	43,000	43,000	43,000	43,000	43,000
Располагаемая тепловая мощность	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000
Собственные нужды	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085
Потери в тепловой сети	0,672	0,672	0,672	0,672	0,672	0,672	0,672	0,672
Тепловая нагрузка потребителей	10,410	15,860	18,171	22,869	23,708	26,596	29,824	30,877
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	28,833	28,833	28,833	28,833	28,833	28,833	28,833	28,833
Котельная 6.1								
Установленная тепловая мощность	11,720	11,720	11,720	11,720	11,720	11,720	11,720	11,720
Располагаемая тепловая мощность	11,390	11,390	11,390	11,390	11,390	11,390	11,390	11,390
Собственные нужды	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013
Потери в тепловой сети	0,351	0,351	0,351	0,351	0,351	0,351	0,351	0,351
Тепловая нагрузка потребителей	0,648	0,648	0,648	3,823	3,823	3,823	3,823	3,823
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	10,378	10,378	10,378	10,378	10,378	10,378	10,378	10,378
Котельная 6.5								
Установленная тепловая мощность	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600
Располагаемая тепловая мощность	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420
Собственные нужды	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Потери в тепловой сети	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013
Тепловая нагрузка потребителей	0,194	0,194	0,194	0,194	0,194	0,194	0,194	0,194
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,211	0,211	0,211	0,211	0,211	0,211	0,211	0,211
Котельная 6.7								
Установленная тепловая мощность	0,270	0,270	0,270	0,270	0,270	0,270	0,270	0,270
Располагаемая тепловая мощность	0,230	0,230	0,230	0,230	0,230	0,230	0,230	0,230
Собственные нужды	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Потери в тепловой сети	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Тепловая нагрузка потребителей	0,209	0,209	0,209	0,209	0,209	0,209	0,209	0,209
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008

Наименование источника теплоснабжения	Значение показателя по годам, Гкал/ч							
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
Котельная 6.8								
Установленная тепловая мощность	4,780	4,780	4,780	4,780	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепло- вой нагрузки потребителей на ТЭЦ-5			
Располагаемая тепловая мощность	4,670	4,670	4,670	4,670				
Собственные нужды	0,016	0,016	0,016	0,016				
Потери в тепловой сети	0,143	0,143	0,143	0,143				
Тепловая нагрузка потребителей	0,793	0,793	0,793	0,793				
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	3,719	3,719	3,719	3,719				
Котельная 6.9								
Установленная тепловая мощность	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800
Располагаемая тепловая мощность	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360
Собственные нужды	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Потери в тепловой сети	0,054	0,054	0,054	0,054	0,054	0,054	0,054	0,054
Тепловая нагрузка потребителей	0,549	0,549	0,549	0,549	1,569	1,569	1,569	1,569
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,752	0,752	0,752	0,752	0,752	0,752	0,752	0,752
Котельная 6.11								
Установленная тепловая мощность	0,600	0,600	0,600	0,600	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепло- вой нагрузки потребителей на ТЭЦ-5			
Располагаемая тепловая мощность	0,200	0,200	0,200	0,200				
Собственные нужды	0,002	0,002	0,002	0,002				
Потери в тепловой сети	0,018	0,018	0,018	0,018				
Тепловая нагрузка потребителей	0,120	0,120	0,120	0,120				
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,060	0,060	0,060	0,060				
Котельная 6.13								
Установленная тепловая мощность	1,190	1,190	1,190	1,190	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепло- вой нагрузки потребителей на БМК 1.1			
Располагаемая тепловая мощность	0,420	0,420	0,420	0,420				
Собственные нужды	0,003	0,003	0,003	0,003				
Потери в тепловой сети	0,020	0,020	0,020	0,020				
Тепловая нагрузка потребителей	0,140	0,140	0,140	0,140				
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,258	0,258	0,258	0,258				

Наименование источника теплоснабжения	Значение показателя по годам, Гкал/ч							
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
Котельная 6.14								
Установленная тепловая мощность	3,240	3,240	3,240	3,240	3,240	3,240	3,240	3,240
Располагаемая тепловая мощность	1,810	1,810	1,810	1,810	1,810	1,810	1,810	1,810
Собственные нужды	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021
Потери в тепловой сети	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085
Тепловая нагрузка потребителей	1,413	1,413	1,413	1,413	1,413	1,413	1,413	1,413
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,291	0,291	0,291	0,291	0,291	0,291	0,291	0,291
Котельная 6.15								
Установленная тепловая мощность	0,320	0,320	0,320	0,320	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепло- вой нагрузки потребителей на ТЭЦ-4			
Располагаемая тепловая мощность	0,180	0,180	0,180	0,180				
Собственные нужды	0,001	0,001	0,001	0,001				
Потери в тепловой сети	0,005	0,005	0,005	0,005				
Тепловая нагрузка потребителей	0,120	0,120	0,120	0,120				
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,054	0,054	0,054	0,054				
Котельная 8.1								
Установленная тепловая мощность	9,900	9,900	9,900	9,900	9,900	9,900	9,900	9,900
Располагаемая тепловая мощность	7,350	7,350	7,350	7,350	7,350	7,350	7,350	7,350
Собственные нужды	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061
Потери в тепловой сети	0,219	0,219	0,219	0,219	0,219	0,219	0,219	0,219
Тепловая нагрузка потребителей	5,181	5,181	5,181	5,181	5,181	5,181	5,181	5,181
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	1,889	1,889	1,889	1,889	1,889	1,889	1,889	1,889
Котельная 8.2								
Установленная тепловая мощность	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000
Располагаемая тепловая мощность	18,520	18,520	18,520	18,520	18,520	18,520	18,520	18,520
Собственные нужды	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149
Потери в тепловой сети	0,584	0,584	0,584	0,584	0,584	0,584	0,584	0,584
Тепловая нагрузка потребителей	13,203	13,345	17,515	18,548	18,548	18,548	18,548	18,548
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	4,584	4,584	4,584	4,584	4,584	4,584	4,584	4,584

Наименование источника теплоснабжения	Значение показателя по годам, Гкал/ч							
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
Котельная 8.3								
Установленная тепловая мощность	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430
Располагаемая тепловая мощность	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200
Собственные нужды	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Потери в тепловой сети	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013
Тепловая нагрузка потребителей	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,071	0,071	0,071	0,071	0,071	0,071	0,071	0,071
БМК Победилово (вместо кот. 10.1)								
Установленная тепловая мощность	1,840	1,840	1,840	1,840	1,840	1,840	1,840	1,840
Располагаемая тепловая мощность	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800
Собственные нужды	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
Потери в тепловой сети	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114
Тепловая нагрузка потребителей	1,271	1,271	1,271	1,271	1,271	1,271	1,271	1,271
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,399	0,399	0,399	0,399	0,399	0,399	0,399	0,399
БМК Захарищевы (вместо кот. 10.2)								
Установленная тепловая мощность	2,310	2,310	2,310	2,310	2,310	2,310	2,310	2,310
Располагаемая тепловая мощность	2,290	2,290	2,290	2,290	2,290	2,290	2,290	2,290
Собственные нужды	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
Потери в тепловой сети	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068
Тепловая нагрузка потребителей	1,527	1,527	1,527	1,527	1,527	1,527	1,527	1,527
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,680	0,680	0,680	0,680	0,680	0,680	0,680	0,680
Котельная 10.3								
Установленная тепловая мощность	44,900	44,900	44,900	44,900	44,900	44,900	44,900	44,900
Располагаемая тепловая мощность	42,590	42,590	42,590	42,590	42,590	42,590	42,590	42,590
Собственные нужды	0,480	0,480	0,480	0,480	0,480	0,480	0,480	0,480
Потери в тепловой сети	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308	1,308
Тепловая нагрузка потребителей	28,409	28,409	28,409	28,409	28,409	28,409	28,409	28,409
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	12,393	12,393	12,393	12,393	12,393	12,393	12,393	12,393

Наименование источника теплоснабжения	Значение показателя по годам, Гкал/ч							
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
Котельная 11.3								
Установленная тепловая мощность	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000
Располагаемая тепловая мощность	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750
Собственные нужды	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026
Потери в тепловой сети	0,194	0,194	0,194	0,194	0,194	0,194	0,194	0,194
Тепловая нагрузка потребителей	2,599	2,599	2,704	2,704	2,704	2,704	2,704	2,704
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	4,931	4,931	4,931	4,931	4,931	4,931	4,931	4,931
Котельная 11.4								
Установленная тепловая мощность	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400
Располагаемая тепловая мощность	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320
Собственные нужды	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Потери в тепловой сети	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
Тепловая нагрузка потребителей	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,186	0,186	0,186	0,186	0,186	0,186	0,186	0,186
Котельная 11.5								
Установленная тепловая мощность	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000
Располагаемая тепловая мощность	4,610	4,610	4,610	4,610	4,610	4,610	4,610	4,610
Собственные нужды	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017
Потери в тепловой сети	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138
Тепловая нагрузка потребителей	2,078	2,078	2,078	2,078	2,078	2,078	2,078	2,078
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	2,377	2,377	2,377	2,377	2,377	2,377	2,377	2,377
Котельная 11.6								
Установленная тепловая мощность	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080
Располагаемая тепловая мощность	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080
Собственные нужды	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Потери в тепловой сети	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Тепловая нагрузка потребителей	0,077	0,077	0,077	0,077	0,077	0,077	0,077	0,077
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001

Наименование источника теплоснабжения	Значение показателя по годам, Гкал/ч							
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
Котельная 11.7								
Установленная тепловая мощность	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400
Располагаемая тепловая мощность	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400
Собственные нужды	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034
Потери в тепловой сети	0,161	0,161	0,161	0,161	0,161	0,161	0,161	0,161
Тепловая нагрузка потребителей	2,749	2,749	2,749	2,749	2,749	2,749	2,749	2,749
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	2,456	2,456	2,456	2,456	2,456	2,456	2,456	2,456
Котельная 11.8								
Установленная тепловая мощность	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420
Располагаемая тепловая мощность	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420
Собственные нужды	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Потери в тепловой сети	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011
Тепловая нагрузка потребителей	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037
Котельная Вятского фанерного комбината (ЭК НЛПК)								
Установленная тепловая мощность	99,600	99,600	99,600	99,600	99,600	99,600	99,600	99,600
Располагаемая тепловая мощность	99,600	99,600	99,600	99,600	99,600	99,600	99,600	99,600
Собственные нужды	5,900	5,900	5,900	5,900	5,900	5,900	5,900	5,900
Потери в тепловой сети	1,420	1,420	1,420	1,420	1,420	1,420	1,420	1,420
Тепловая нагрузка потребителей	62,446	62,446	62,446	62,815	62,815	62,815	62,815	62,815
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	29,834	29,834	29,834	29,834	29,834	29,834	29,834	29,834
ООО «Горзеленстрой»								
Установленная тепловая мощность	2,700	2,700	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на новую БМК					
Располагаемая тепловая мощность	2,700	2,700						
Собственные нужды	0,054	0,054						
Потери в тепловой сети	0,213	0,213						
Тепловая нагрузка потребителей	1,350	1,350						
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	1,083	1,083						

Наименование источника теплоснабжения	Значение показателя по годам, Гкал/ч							
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
ООО «ДокВуд»								
Установленная тепловая мощность	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
Располагаемая тепловая мощность	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
Собственные нужды	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023
Потери в тепловой сети	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340
Тепловая нагрузка потребителей	8,500	8,500	8,500	8,500	8,500	8,500	10,550	12,815
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	1,137	1,137	1,137	1,137	1,137	1,137	1,137	1,137
ООО «Теплоснабжающая компания» (ул. Производственная, 9)								
Установленная тепловая мощность	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300
Располагаемая тепловая мощность	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300	4,300
Собственные нужды	0,041	0,041	0,041	0,041	0,041	0,041	0,041	0,041
Потери в тепловой сети	0,128	0,128	0,128	0,128	0,128	0,128	0,128	0,128
Тепловая нагрузка потребителей	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	1,761	1,761	1,761	1,761	1,761	1,761	1,761	1,761
Котельная «УниДом»								
Установленная тепловая мощность	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500
Располагаемая тепловая мощность	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500
Собственные нужды	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055
Потери в тепловой сети	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090
Тепловая нагрузка потребителей	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	2,515	2,515	2,515	2,515	2,515	2,515	2,515	2,515
Котельная ДС								
Установленная тепловая мощность	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600
Располагаемая тепловая мощность	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600
Собственные нужды	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034
Потери в тепловой сети	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056
Тепловая нагрузка потребителей	1,110	1,110	1,110	1,110	1,110	1,110	1,110	1,110
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400

Наименование источника теплоснабжения	Значение показателя по годам, Гкал/ч							
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
Котельная ВГСХА								
Установленная тепловая мощность	3,100	3,100	3,100	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки по- требителей на котельную 6.1				
Располагаемая тепловая мощность	3,100	3,100	3,100					
Собственные нужды	0,009	0,009	0,009					
Потери в тепловой сети	0,398	0,398	0,398					
Тепловая нагрузка потребителей	3,175	3,175	3,175					
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	-0,482	-0,482	-0,482					
Котельная ООО «Теплоснабжающая компания» (ул. Заводская, 8к)								
Установленная тепловая мощность	6,880	Перевод тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-1						
Располагаемая тепловая мощность	6,880							
Собственные нужды	0,030							
Потери в тепловой сети	0,160							
Тепловая нагрузка потребителей	6,310							
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,380							
Котельная ОРДЦ								
Установленная тепловая мощность	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600
Располагаемая тепловая мощность	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600
Собственные нужды	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034
Потери в тепловой сети	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087
Тепловая нагрузка потребителей	0,290	0,290	0,290	0,290	0,290	0,290	0,290	0,290
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	2,189	2,189	2,189	2,189	2,189	2,189	2,189	2,189
Котельная КМЗ								
Установленная тепловая мощность	3,400	3,400	3,400	3,400	3,400	3,400	3,400	3,400
Располагаемая тепловая мощность	3,400	3,400	3,400	3,400	3,400	3,400	3,400	3,400
Собственные нужды	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
Потери в тепловой сети	0,267	0,267	0,267	0,267	0,267	0,267	0,267	0,267
Тепловая нагрузка потребителей	1,650	1,650	1,650	1,650	1,650	1,650	1,650	1,650
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	1,433	1,433	1,433	1,433	1,433	1,433	1,433	1,433

Наименование источника теплоснабжения	Значение показателя по годам, Гкал/ч							
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
Котельная "Ново-Вятка"								
Установленная тепловая мощность	140,430	140,430	140,430	140,430	140,430	140,430	140,430	140,430
Располагаемая тепловая мощность	130,330	130,330	130,330	130,330	130,330	130,330	130,330	130,330
Собственные нужды	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052
Потери в тепловой сети	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600
Тепловая нагрузка потребителей	88,150	88,150	88,305	88,305	88,305	88,305	88,305	88,305
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	38,528	38,528	38,528	38,528	38,528	38,528	38,528	38,528
БМК 4.2 ООО «Матрица»								
Установленная тепловая мощность	2,410	2,410	2,410	2,410	2,410	2,410	2,410	2,410
Располагаемая тепловая мощность	2,410	2,410	2,410	2,410	2,410	2,410	2,410	2,410
Собственные нужды	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Потери в тепловой сети	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
Тепловая нагрузка потребителей	2,300	2,300	2,300	2,300	2,300	2,300	2,300	2,300
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
Котельная ООО «Теплотехник»								
Установленная тепловая мощность	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600
Располагаемая тепловая мощность	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600
Собственные нужды	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
Потери в тепловой сети	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
Тепловая нагрузка потребителей	1,190	1,190	1,190	1,190	1,190	1,190	1,190	1,190
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350	1,350
Котельная ООО «Энергетик»								
Установленная тепловая мощность	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700
Располагаемая тепловая мощность	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700
Собственные нужды	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020
Потери в тепловой сети	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078
Тепловая нагрузка потребителей	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	1,282	1,282	1,282	1,282	1,282	1,282	1,282	1,282

Наименование источника теплоснабжения	Значение показателя по годам, Гкал/ч							
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
Котельная Дет. Тал-го туб. санатория								
Установленная тепловая мощность	3,100	3,100	3,100	3,100	3,100	3,100	3,100	3,100
Располагаемая тепловая мощность	3,100	3,100	3,100	3,100	3,100	3,100	3,100	3,100
Собственные нужды	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030
Потери в тепловой сети	0,160	0,160	0,160	0,160	0,160	0,160	0,160	0,160
Тепловая нагрузка потребителей	1,970	1,970	1,970	1,970	1,970	1,970	1,970	1,970
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,940	0,940	0,940	0,940	0,940	0,940	0,940	0,940
Котельная ООО «Производственный комплекс»								
Установленная тепловая мощность	3,500	3,500	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на котельную ООО «Теплогенерирующая компания», сл. Сошени					
Располагаемая тепловая мощность	3,500	3,500						
Собственные нужды	0,037	0,037						
Потери в тепловой сети	0,147	0,147						
Тепловая нагрузка потребителей	0,740	0,740						
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	2,576	2,576						
Котельная Кировского гос. автодор. техникума								
Установленная тепловая мощность	5,850	5,850	5,850	5,850	5,850	5,850	5,850	5,850
Располагаемая тепловая мощность	5,850	5,850	5,850	5,850	5,850	5,850	5,850	5,850
Собственные нужды	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
Потери в тепловой сети	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110
Тепловая нагрузка потребителей	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	4,310	4,310	4,310	4,310	4,310	4,310	4,310	4,310
Котельная ОАО «РЖД»								
Установленная тепловая мощность	9,400	9,400	9,400	9,400	9,400	9,400	9,400	9,400
Располагаемая тепловая мощность	8,510	8,510	8,510	8,510	8,510	8,510	8,510	8,510
Собственные нужды	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030
Потери в тепловой сети	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073
Тепловая нагрузка потребителей	8,250	8,250	8,250	8,250	8,250	8,250	8,250	8,250
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,157	0,157	0,157	0,157	0,157	0,157	0,157	0,157

Наименование источника теплоснабжения	Значение показателя по годам, Гкал/ч							
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
БМК 4.1 «Радужный»								
Установленная тепловая мощность	41,273	41,273	41,273	41,273	41,273	41,273	41,273	41,273
Располагаемая тепловая мощность	41,273	41,273	41,273	41,273	41,273	41,273	41,273	41,273
Собственные нужды	0,825	0,825	0,825	0,825	0,825	0,825	0,825	0,825
Потери в тепловой сети	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
Тепловая нагрузка потребителей	24,124	24,124	24,124	24,124	24,124	24,124	24,124	24,124
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	16,274	16,274	16,274	16,274	16,274	16,274	16,274	16,274
Котельная ООО «Теплоснабжающая компания»								
Установленная тепловая мощность	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700
Располагаемая тепловая мощность	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700
Собственные нужды	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020
Потери в тепловой сети	0,069	0,069	0,069	0,069	0,069	0,069	0,069	0,069
Тепловая нагрузка потребителей	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,661	0,661	0,661	0,661	0,661	0,661	0,661	0,661
Котельная НЛК								
Установленная тепловая мощность	6,450	6,450	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на котельную 8.2					
Располагаемая тепловая мощность	6,450	6,450						
Собственные нужды	0,111	0,111						
Потери в тепловой сети	0,345	0,345						
Тепловая нагрузка потребителей	4,170	4,170						
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	1,824	1,824						
Котельная ТСО «Зиновы»								
Установленная тепловая мощность	16,000	16,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000
Располагаемая тепловая мощность	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000	16,000
Собственные нужды	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
Потери в тепловой сети	0,402	0,402	0,402	0,402	0,402	0,402	0,402	0,402
Тепловая нагрузка потребителей	10,749	14,551	19,828	19,828	19,828	19,828	19,828	19,828
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	4,749	4,749	4,749	4,749	4,749	4,749	4,749	4,749

Наименование источника теплоснабжения	Значение показателя по годам, Гкал/ч							
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
Котельная ККС								
Установленная тепловая мощность	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600
Располагаемая тепловая мощность	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600
Собственные нужды	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030
Потери в тепловой сети	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
Тепловая нагрузка потребителей	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720
Котельная ККС								
Установленная тепловая мощность	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300
Располагаемая тепловая мощность	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300
Собственные нужды	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
Потери в тепловой сети	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020
Тепловая нагрузка потребителей	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065
Котельная «Анкор»								
Установленная тепловая мощность	2,200	2,200	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-5					
Располагаемая тепловая мощность	2,200	2,200						
Собственные нужды	0,030	0,030						
Потери в тепловой сети	0,050	0,050						
Тепловая нагрузка потребителей	1,200	1,200						
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,920	0,920						
БМК 2.2.560								
Установленная тепловая мощность	0,963	0,963	0,963	0,963	0,963	0,963	0,963	0,963
Располагаемая тепловая мощность	0,963	0,963	0,963	0,963	0,963	0,963	0,963	0,963
Собственные нужды	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Потери в тепловой сети	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Тепловая нагрузка потребителей	0,924	0,924	2,061	2,925	2,925	2,925	2,925	2,925
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
Котельная по ул. Песочная, 27к								
Установленная тепловая мощность	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700
Располагаемая тепловая мощность	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700
Собственные нужды	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015

Наименование источника теплоснабжения	Значение показателя по годам, Гкал/ч							
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
Потери в тепловой сети	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
Тепловая нагрузка потребителей	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,473	0,473	0,473	0,473	0,473	0,473	0,473	0,473
Котельная по ул. Приозерная, 1								
Установленная тепловая мощность	2,070	2,070	2,070	2,070	2,070	2,070	2,070	2,070
Располагаемая тепловая мощность	2,070	2,070	2,070	2,070	2,070	2,070	2,070	2,070
Собственные нужды	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020
Потери в тепловой сети	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030
Тепловая нагрузка потребителей	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420	0,420
Котельная по ул. Сплавная, 2								
Установленная тепловая мощность	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800
Располагаемая тепловая мощность	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800
Собственные нужды	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020
Потери в тепловой сети	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020
Тепловая нагрузка потребителей	0,910	0,910	0,910	0,910	0,910	0,910	0,910	0,910
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850
Котельная в сл. Луговые								
Установленная тепловая мощность	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Располагаемая тепловая мощность	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Собственные нужды	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
Потери в тепловой сети	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030
Тепловая нагрузка потребителей	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770
Котельная ООО "УниДом", ул. Дзержинского, 100								
Установленная тепловая мощность	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050
Располагаемая тепловая мощность	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050
Собственные нужды	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030
Потери в тепловой сети	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
Тепловая нагрузка потребителей	0,650	0,650	0,650	0,650	0,650	0,650	0,650	0,650
Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности	0,330	0,330	0,330	0,330	0,330	0,330	0,330	0,330

3.4. Предложения по техническому перевооружению котельных г. Киров с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения

Мероприятия по техническому перевооружению котельных г. Кирова с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения не предусмотрены.

3.5. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

Организация индивидуального теплоснабжения в зонах действия котельных не предусматривается Схемой теплоснабжения г. Киров.

Поскольку в соответствии с прогнозом перспективной застройки, утвержденном при разработке Схемы теплоснабжения г. Киров многоквартирные здания, планируемые к вводу с 2017 по 2033 годы, будут строиться в зонах централизованного теплоснабжения, применение поквартирного отопления в строящихся объектах не предусматривается.

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

Строительство новых источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии на территории г. Киров экономически нецелесообразно в связи с избытком генерирующих электрических мощностей в Кировском энергоузле.

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

В актуализированной Схеме теплоснабжения запланировано увеличение зон действия 3 действующих котельных путем включения в нее зон действия закрываемых котельных (табл. 3.7.1):

1. закрытие котельной НЛК с подключением потребителей к котельным 8.1, 8.2 (рис. 3.7.1);
2. закрытие котельной ВГСХА с подключением потребителей к котельной 6.1 (рис. 3.7.2);
3. закрытие Котельной 6.13 с подключением потребителей к БМК 1.1 (рис. 3.7.3).

Таблица 3.7.1

№ п/п	Наименование закрываемой котельной	Год закрытия	Новый источник теплоснабжения для потребителей	Тепловая нагрузка, Гкал/ч
1	Котельная НЛК	2018	Котельные 8.1, 8.2	4,17
2	котельная ВГСХА	2019	Котельная 6.1	3,18
3	Котельная 6.13	2020	БМК 1.1	0,14
4	Котельная ООО «Производственный комплекс»	2018	котельная ООО «Теплогенерирующая компания», сл. Сошени	0,74

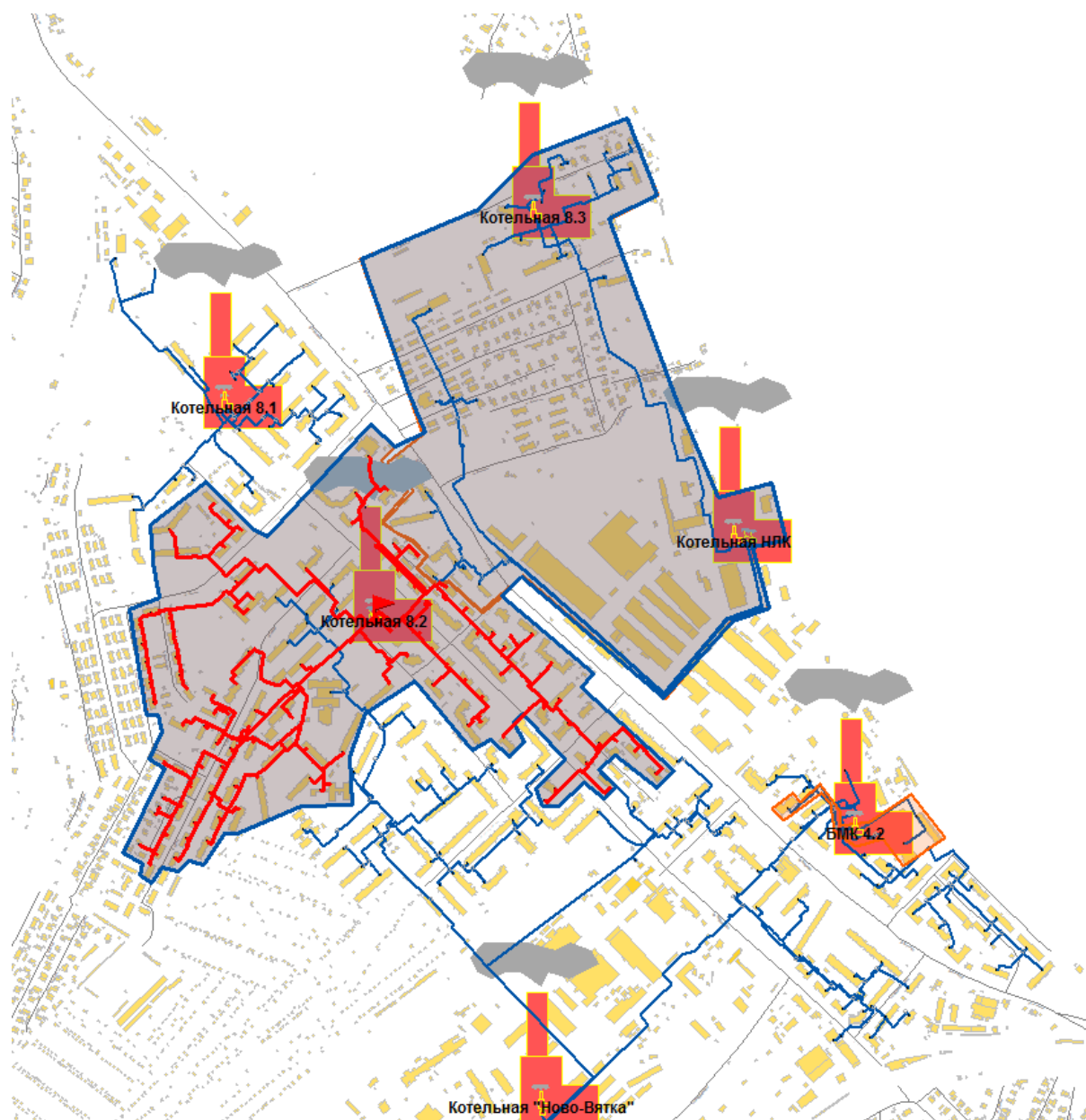


Рис. 3.7.1. Увеличение зоны действия котельной 8.2 (выделена синим) за счет подключения потребителей котельной НЛК (зона действия выделена оранжевым), существующая тепловая сеть котельной 8.2 отмечена красными линиями



Рис. 3.7.2. Увеличение зоны действия котельной 6.1 (выделена синим) за счет подключения потребителей котельной ВГСХА (зона действия выделена оранжевым)

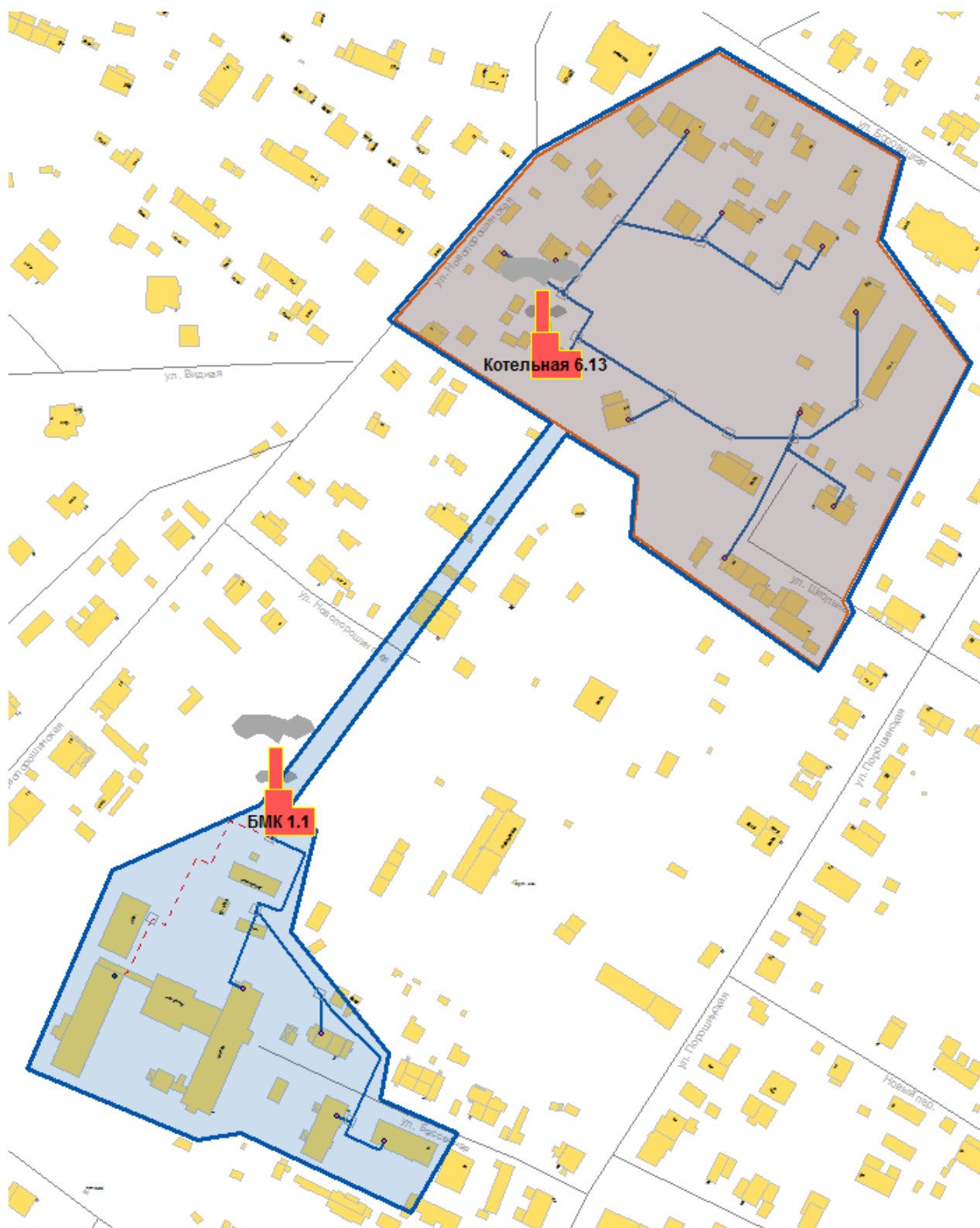


Рис. 3.7.3. Увеличение зоны действия котельной БМК 1.1 (выделена синим) за счет подключения потребителей котельной 6.13 (зона действия выделена оранжевым)

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

Схема теплоснабжения г. Киров на расчётный период 2017 – 2032 гг. не предусматривает перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.

После проведения оценки стоимости проведения мероприятий по переводу остальных котельных, находящихся в радиусе эффективного теплоснабжения Кировских ТЭЦ, в пиковый режим, а также расчета экономических эффектов от реализации данного мероприятия, было выяснено, что такой перевод экономически нецелесообразен. Причина тому высокие капитальные вложения в прокладку теплотрасс и установку дополнительного теплообменного оборудования на котельных и низких экономических эффектов, в виду малого отпуска тепловой энергии.

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

Переключение потребителей котельных на источники с комбинированной выработкой тепло- и электроэнергии приведет к снижению расхода топлива на выработку электроэнергии, сокращение затрат на оплату труда, сокращению платы за выбросы, снижение затрат на топливо, снижение цеховых и общехозяйственных расходов.

В Схеме теплоснабжения г. Киров не предусмотрен вывод в резерв котельных. В Схеме предложен перевод тепловой нагрузки ряда котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии: ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5.

3.10. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки г. Киров малоэтажными жилыми зданиями

Индивидуальное теплоснабжение применяется в зонах с индивидуальным жилищным фондом или в зонах малоэтажной застройки. При низкой плотности тепловой нагрузки более эффективно использование индивидуальных источников энергии. Такая организация позволит потребителям в зонах малоэтажной застройки получать более эффективное, качественное и надежное теплоснабжения.

При формировании перспективных балансов тепловой энергии учитывались перспективный радиус теплоснабжения и плотность перспективной тепловой нагрузки. На их основе был проведен анализ и выявлены зоны перспективной застройки, теплоснабжение которых предлагается выполнить от индивидуальных источников.

Более подробно обоснование теплоснабжения зон с индивидуальной застройкой приведено в **Книге 5** «Мастер-план разработки вариантов развития схемы теплоснабжения МО «Город Киров»».

Зоны перспективной застройки, предлагаемые к подключению к индивидуальным источникам теплоснабжения приведены в табл. 3.10.1.

Таблица 3.10.1

Номер прогнозной зоны нового строительства	Номер и квартал прогнозной зоны нового строительства	Сроки строительства	Прирост площади строительных фондов, м ²	Подключаемая тепловая нагрузка, Гкал/ч
№ 1	43:40:2847	2027 – 2032 гг.	3450	0,1829
№ 2	43:40:3800	2022 – 2032 гг.	59250	3,1421
	43:40:2005			
№ 3	43:40:3414	2027 – 2032 гг.	2250	0,1176
№ 4	43:40:3411	2022 – 2026 гг.	9750	0,5170
	43:40:3400			
№ 5	43:40:3904	2027 – 2032 гг.	4050	0,2148
№ 6	43:40:2902	2022 – 2032 гг.	11250	0,5965
	43:40:2903			
№ 7	43:40:2830	2027 – 2032 гг.	1800	0,0954
№ 8	43:40:2617	2022 – 2026 гг.	2400	0,1273
№ 9	43:40:3308	2022 – 2026 гг.	2700	0,1432
№ 10	43:40:635	2019 г.	8696	0,5380
№ 11	Строительство завершено			
№ 12	Строительство завершено			
№ 13	43:40:3611	2017 – 2026 гг.	7500	0,4242
№ 14	Строительство завершено			
№ 15	Строительство завершено			

Таким образом, в Схеме теплоснабжения г. Киров предусмотрено строительство индивидуальных жилых домов с обеспечением теплоснабжения от индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов в 14 кадастровых кварталах, отведенных под новое строительство в период 2017 – 2032 гг.

3.11. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории городского округа

В соответствии с предоставленными сведениями, в период действия схемы теплоснабжения на территории г. Киров не планируется перепрофилирование производственных зон с выводом промышленных предприятий и формированием новой застройки на высвобождаемых территориях. В соответствии с решениями о распределении тепловой нагрузки между теплоисточниками, утверждаемыми в схеме теплоснабжения, не предусматривается переключения существующих потребителей жилищно-коммунального сектора на обслуживание от промышленных (ведомственных) котельных. Также не предусматривается переключение потребителей промышленного сектора, теплоснабжаемых от собственных энергоисточников, на теплоисточники системы централизованного теплоснабжения города. Таким образом, теплоснабжение промышленных объектов, расположенных на территориях производственных зон, предусматривается от действующих промышленных, производственных и ведомственных котельных.

3.12. 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;

Составленные балансы установленной, располагаемой, тепловой мощности нетто и перспективной тепловой нагрузки в существующей зоне действия котельных г. Киров представлены в табл. 3.3.3.

При составлении перспективных балансов тепловой мощности учитываются запланированные мероприятия по закрытию неэффективных котельных с переключением их тепловой нагрузки на действующие и новые источники централизованного теплоснабжения, а также перспективные приросты тепловой нагрузки потребителей. По результатам составленных балансов тепловой мощности котельных несущественный дефицит тепловой мощности прогнозируется только на котельной 8.3.

3.13. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия котельных) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе

Расчет радиусов эффективного теплоснабжения зон действия котельных г. Киров и технико-экономические расчеты в каждой из систем теплоснабжения, не выявили условий, при которых подключение теплопотребляющих установок к системам теплоснабжения котельных нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе.

Раздел 4. Определение возможности теплоснабжения перспективных потребителей, не входящих в зоны действия существующих источников тепловой энергии

4.1. Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) на площадке нового строительства в мкр. «Пересторонцы»

В настоящее время в микрорайоне «Пересторонцы» строятся или проектируются жилые комплексы «Знак» и «Бастион».

Теплоснабжение потребителей в ЖК «Знак» спроектировано от перспективной собственной газовой котельной «Знак» установленной тепловой мощностью 17,7 Гкал/ч для общественно-деловых и жилых среднеэтажных зданий и от индивидуальных поквартирных газовых водогрейных котлов для малоэтажной жилой застройки.

Теплоснабжение потребителей ЖК «Бастион» и перспективной среднеэтажной и многоэтажной застройки предлагается осуществить от котельной «Знак». Теплоснабжение малоэтажной и индивидуальной жилой застройки предлагается осуществить от индивидуальных поквартирных газовых водогрейных котлов. Распределение потребителей по видам теплоснабжения представлено в таблице 4.1.1.

Таблица 4.1.1

№ п/п	Наименование потребителя	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Год подключения	Источник теплоснабжения
1	Жилая среднеэтажная и общественно-деловая застройка в ЖК «Знак»	2,5889	2018-2022	котельная «Знак»
2	ЖК «Бастион» и прочие объекты жилой многоквартирной застройки	1,2096	2022-2026	котельная «Знак»
3	Жилая малоэтажная и индивидуальная застройка, в том числе и в ЖК «Знак»	2,7404	2018-2032	индивидуальные газовые котлы

4.2. Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) на площадке нового строительства в мкр. «Метроград»

В настоящее время в микрорайоне «Метроград» строятся или проектируются жилые комплексы «Метроград» и «Метро».

Теплоснабжение потребителей жилой многоквартирной застройки в ЖК «Метроград» планируется осуществить от тепловых сетей Кировской ТЭЦ-4.

Теплоснабжение потребителей среднеэтажной жилой и общественно-деловой застройки в ЖК «Метро» спроектировано от перспективной собственной газовой котельной «Метроград» установленной тепловой мощностью 7,5 МВт. Теплоснабжение жилых малоэтажных зданий спроектировано от индивидуальных поквартирных газовых водогрейных котлов.

Распределение потребителей по видам теплоснабжения представлено в таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1

№ п/п	Наименование потребителя	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Год подключения	Источник теплоснабже- ния
1	Жилая среднеэтажная и общественно-деловая застройка в ЖК «Метро»	1,9809	2018-2020	котельная «Метроград»
2	Жилая многоквартирная застройка в ЖК «Метроград»	11,2604	2017-2022	ТЭЦ-4
3	Жилая малоэтажная застройка в ЖК «Метро»	1,8656	2017-2020	индивидуаль- ные газовые котлы

4.3. Подключение прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) на площадке нового строительства в мкр. «Зиновы»

Подключение потребителей тепловой энергии на отопление и горячее водоснабжение на площадке нового строительства в мкр. «Зиновы» предлагается осуществить к тепловым сетям котельной «ТСО Зиновы». Для покрытия присоединяемой тепловой нагрузки в котельной «ТСО Зиновы» планируется в 2018 г. ввести в эксплуатацию водогрейный котел № 3 и довести установленную мощность до проектной - 24 Гкал/ч.

Раздел 5. Расчет максимальной выработки электрической энергии на базе прироста теплового потребления

5.1. Результаты расчета 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 Кировских ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 преимущественно обеспечиваются отпуском тепловой энергии из регулируемых теплофикационных отборов турбоагрегатов за вычетом прироста количества тепловой энергии, получаемой водой при её нагреве в сетевых и перекачивающих насосах;
- приросты отпуска тепловой энергии с горячей водой от Кировской ТЭЦ-1, а также приросты отпуска тепловой энергии с паром от Кировских ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 преимущественно обеспечиваются отпуском тепловой энергии из регулируемых производственных отборов и противодавления турбоагрегатов (для случая отпуска с горячей водой – за вычетом прироста количества тепловой энергии, получаемой водой при её нагреве в сетевых и перекачивающих насосах);
- в отличие от расчетов перспективных режимов работы, результаты которых отражены в предшествующем разделе, 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 Кировских ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 приведены в табл. 5.1.1, 5.1.2 и 5.1.3 соответственно; обобщение данных по трем ТЭЦ выполнено в табл. 5.1.4.

Таблица 5.1.1

Наименование показателя, единица измерения	ТЭЦ- 1: Значение показателей в прогнозируемом периоде по годам						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2032
1. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром противодавления на базе отпуска тепла с горячей водой, млн. кВт·ч	19,668	19,464	19,386	19,353	19,298	19,027	18,422
2. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром противодавления на базе отпуска тепла с паром, млн. кВт·ч	20,841	20,820	20,820	20,820	20,820	20,820	20,820
3. Суммарная максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром противодавления на базе отпуска тепла с горячей водой и паром, млн. кВт·ч	40,509	40,284	40,205	40,172	40,117	39,847	39,242
4. То же, на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром относительно базового 2016 года, млн. кВт·ч	-2,389	-2,466	-2,660	-2,822	-2,941	-3,398	-3,740
5. Плановая выработка электроэнергии по теплофикационному циклу с учетом ограничений по допустимым нагрузкам регулируемых отборов турбоагрегатов, млн. кВт·ч	29,927	29,740	29,326	28,986	28,730	27,741	26,919
6 То же, % от максимальной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу, %	73,9	73,8	72,9	72,2	71,6	69,6	68,6
7. Суммарный максимальный отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром, млн. кВт·ч	31,287	31,525	31,461	31,524	31,042	30,774	30,301
8. То же, на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром относительно базового 2016 года, млн. кВт·ч	-1,845	-1,930	-2,082	-2,214	-2,276	-2,625	-2,888
9. Плановый отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу с учетом ограничений по допустимым нагрузкам регулируемых отборов турбоагрегатов, млн. кВт·ч	23,046	23,169	22,886	22,667	22,176	21,373	20,731
10. То же, % от максимального отпуска электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу, %	73,7	73,5	72,7	71,9	71,4	69,5	68,4

Таблица 5.1.2

Наименование показателя, единица измерения	ТЭЦ- 4: Значение показателей в прогнозируемом периоде по годам						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2032
1. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром регулируемых теплофикационных отборов на базе отпуска тепла с горячей водой, млн. кВт·ч	1144,348	1171,206	1196,000	1197,294	1175,215	1187,317	1133,933
2. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром регулируемых производственных отборов на базе отпуска тепла с паром, млн. кВт·ч	32,368	35,063	36,127	36,084	35,441	35,749	33,073
3. Суммарная максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром регулируемых отборов на базе отпуска тепла с горячей водой и паром, млн. кВт·ч	1176,715	1206,269	1232,127	1233,377	1210,655	1223,066	1167,006
4. То же, на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром относительно базового 2016 года, млн. кВт·ч	-19,475	-27,192	-43,489	-56,477	-65,039	-103,395	-128,806
5. Плановая выработка электроэнергии по теплофикационному циклу с учетом ограничений по допустимым нагрузкам регулируемых отборов турбоагрегатов, млн. кВт·ч	898,847	909,055	904,338	906,644	905,420	884,525	872,430
6. То же, % от максимальной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу, %	76,4	75,4	73,4	73,5	74,8	72,3	74,8
7. Суммарный максимальный отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром, млн. кВт·ч	1011,502	1045,400	1060,185	1065,572	1040,608	1051,101	1004,605
8. То же, на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром относительно базового 2016 года, млн. кВт·ч	-16,741	-23,565	-37,420	-48,793	-55,904	-88,858	-110,882
9. Плановый отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу с учетом ограничений по допустимым нагрузкам регулируемых отборов турбоагрегатов, млн. кВт·ч	761,312	770,168	767,691	769,684	768,683	751,097	741,016
10. То же, % от максимального отпуска электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу, %	75,3	73,7	72,4	72,2	73,9	71,5	73,8

Таблица 5.1.3

Наименование показателя, единица измерения	ТЭЦ- 5: Значение показателей в прогнозируемом периоде по годам						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2032
1. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром регулируемых теплофикационных отборов на базе отпуска тепла с горячей водой, млн. кВт·ч	1153,964	1226,522	1426,042	1415,725	1475,966	1431,560	1403,980
2. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром регулируемых производственных отборов на базе отпуска тепла с паром, млн. кВт·ч	0	0	0	0	0	0	0
3. Суммарная максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром регулируемых отборов на базе отпуска тепла с горячей водой и паром, млн. кВт·ч	1153,964	1226,522	1426,042	1415,725	1475,966	1431,560	1403,980
4. То же, на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром относительно базового 2016 года, млн. кВт·ч	3,981	90,283	263,525	245,495	243,238	188,050	145,066
5. Плановая выработка электроэнергии по теплофикационному циклу с учетом ограничений по допустимым нагрузкам регулируемых отборов турбоагрегатов, млн. кВт·ч	1017,992	1092,036	1205,999	1195,557	1187,371	1154,077	1127,037
6. То же, % от максимальной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу, %	88,2	89,0	84,6	84,4	80,4	80,6	80,3
7. Суммарный максимальный отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром, млн. кВт·ч	1006,295	1077,662	1241,827	1238,224	1284,248	1245,066	1222,782
8. То же, на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром относительно базового 2016 года, млн. кВт·ч	3,471	79,326	229,483	214,715	211,643	163,552	126,344
9. Плановый отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу с учетом ограничений по допустимым нагрузкам регулируемых отборов турбоагрегатов, млн. кВт·ч	874,700	937,996	1036,109	1027,496	1020,445	991,766	968,503
10. То же, % от максимального отпуска электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу, %	86,9	87,0	83,4	83,0	79,5	79,7	79,2

Таблица 5.1.4

Наименование показателя, единица измерения	ТЭЦ- 1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 суммарно: Значение показателей в прогнозируемом периоде по годам						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2032
1. Суммарная максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром регулируемых отборов на базе отпуска тепла с горячей водой и паром, млн. кВт·ч	2371,188	2473,075	2698,374	2689,274	2726,738	2694,473	2610,228
2. То же, на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром относительно базового 2014 года, млн. кВт·ч	-17,883	60,625	217,376	186,196	175,258	81,257	12,520
3. Плановая выработка электроэнергии по теплофикационному циклу с учетом ограничений по допустимым нагрузкам регулируемых отборов турбоагрегатов, млн. кВт·ч	1946,766	2030,831	2139,663	2131,187	2121,521	2066,343	2026,386
4 То же, % от максимальной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу, %	82,1	82,1	79,3	79,2	77,8	76,7	77,6
5. Суммарный максимальный отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром, млн. кВт·ч	2049,084	2154,587	2333,473	2335,320	2355,898	2326,941	2257,688
6. То же, на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром относительно базового 2014 года, млн. кВт·ч	-15,115	53,831	189,981	163,708	153,463	72,069	12,574
7. Плановый отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу с учетом ограничений по допустимым нагрузкам регулируемых отборов турбоагрегатов, млн. кВт·ч	1659,058	1731,333	1826,686	1819,847	1811,304	1764,236	1730,250
8. То же, % от максимального отпуска электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу, %	81,0	80,4	78,3	77,9	76,9	75,8	76,6

5.2. Анализ результатов расчета максимальной выработки электрической энергии по Кировской ТЭЦ-1

Результаты расчета максимальной выработки и отпуска электроэнергии с учетом увеличения тепловой нагрузки по Кировской ТЭЦ-1 представлены на рис. 5.2.1 – 5.2.4 и в табл. 5.1.1.

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; причем отсутствие изменений в прогнозируемом отпуске тепла с паром обуславливает отсутствие изменений соответствующей доли теплофикационной выработки;

- к 2033 году уменьшение отпуска тепла по ТЭЦ-1 обуславливает максимальное уменьшение годовой выработки электроэнергии по теплофикационному циклу на 1,3 млн. кВт.ч;

- плановая выработка и отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу в среднем на 28,3 % меньше, чем максимальные значения выработки и отпуска электроэнергии по теплофикационному циклу, что обусловлено ограничениями на допустимые нагрузки отборов турбоагрегатов, а также наличием отпуска тепла с паром непосредственно от энергетических котлов через РОУ.

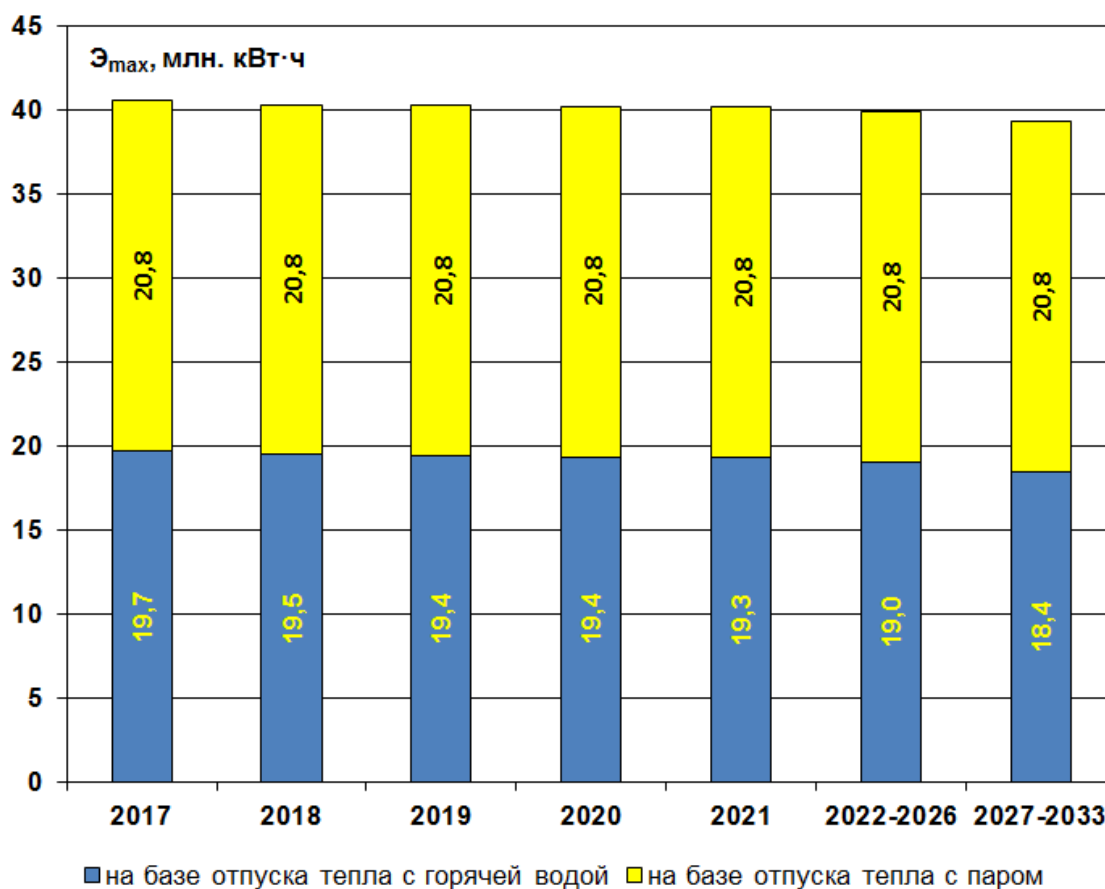


Рис. 5.2.1. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу на базе отпуска тепла с горячей водой и паром на 2016 - 2033 гг. по Кировской ТЭЦ-1

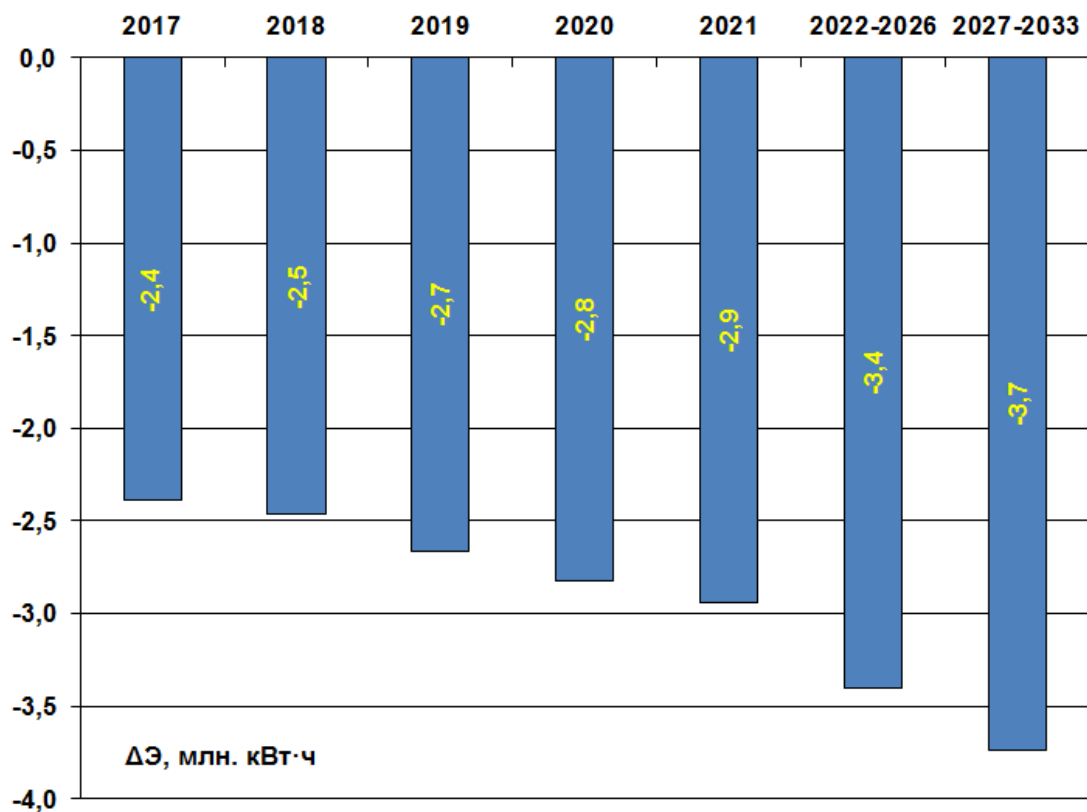


Рис. 5.2.2. Максимальная выработка электроэнергии на базе приростов суммарного отпуска тепла Кировской ТЭЦ-1 на 2016 - 2033 гг. (относительно базового 2016 года)

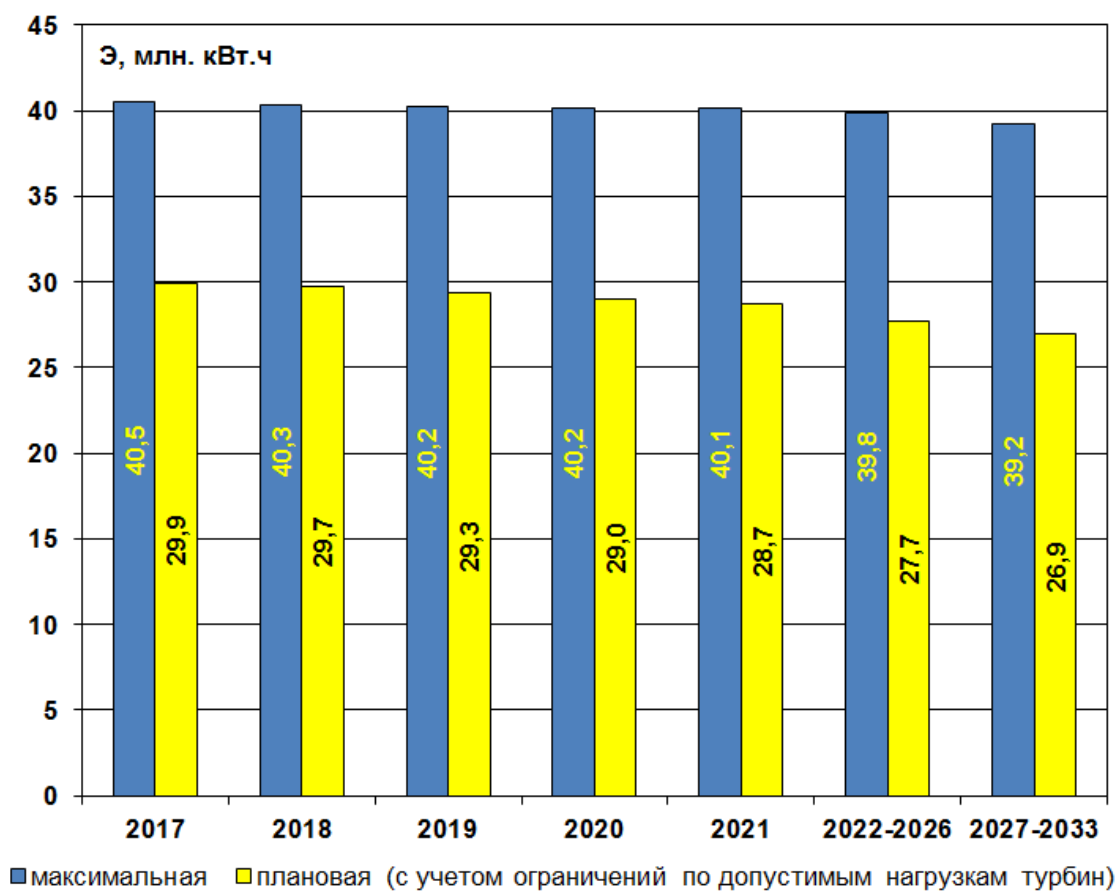


Рис. 5.2.3. Сопоставление максимальной и плановой выработки электроэнергии по теплофикационному циклу Кировской ТЭЦ-1 на 2016 - 2033 гг.

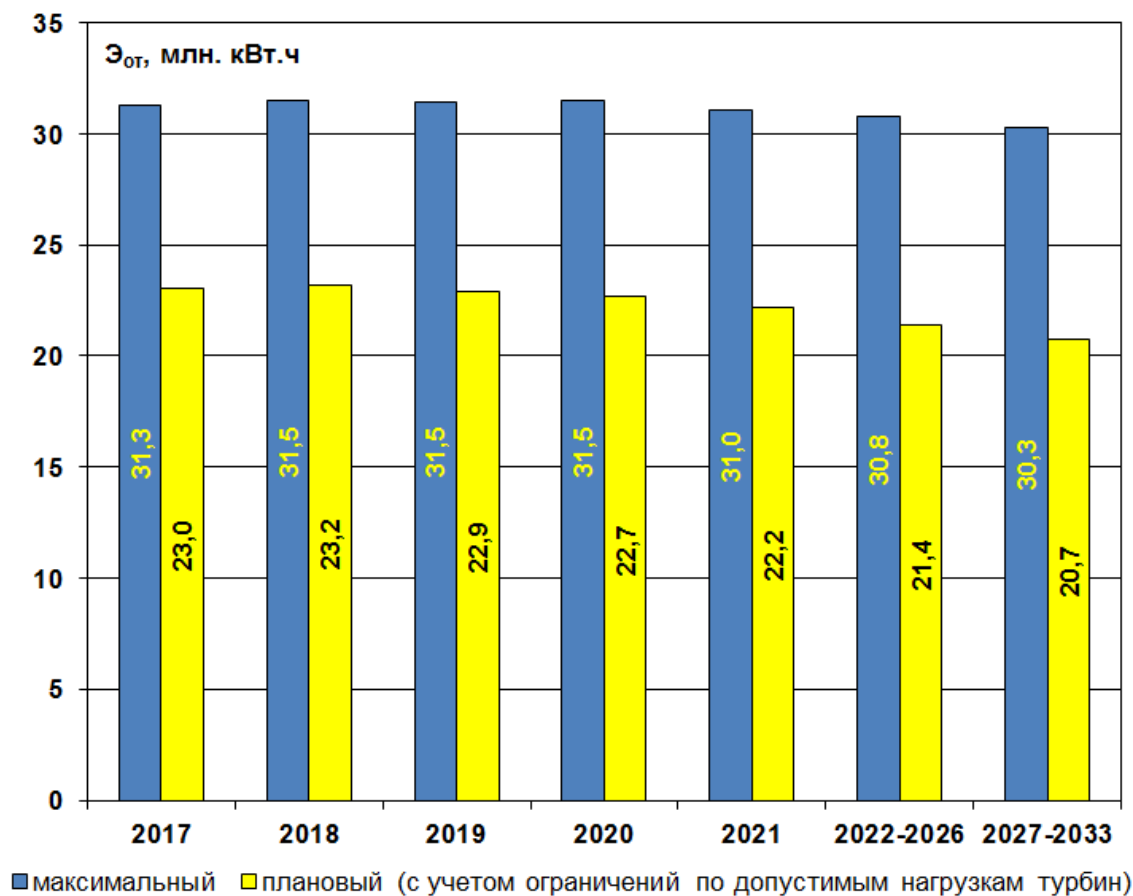


Рис. 5.2.4. Сопоставление максимального и планового отпуска электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу Кировской ТЭЦ-1 на 2016 - 2033 гг.

5.3. Анализ результатов расчета максимальной выработки электрической энергии Кировской ТЭЦ-4

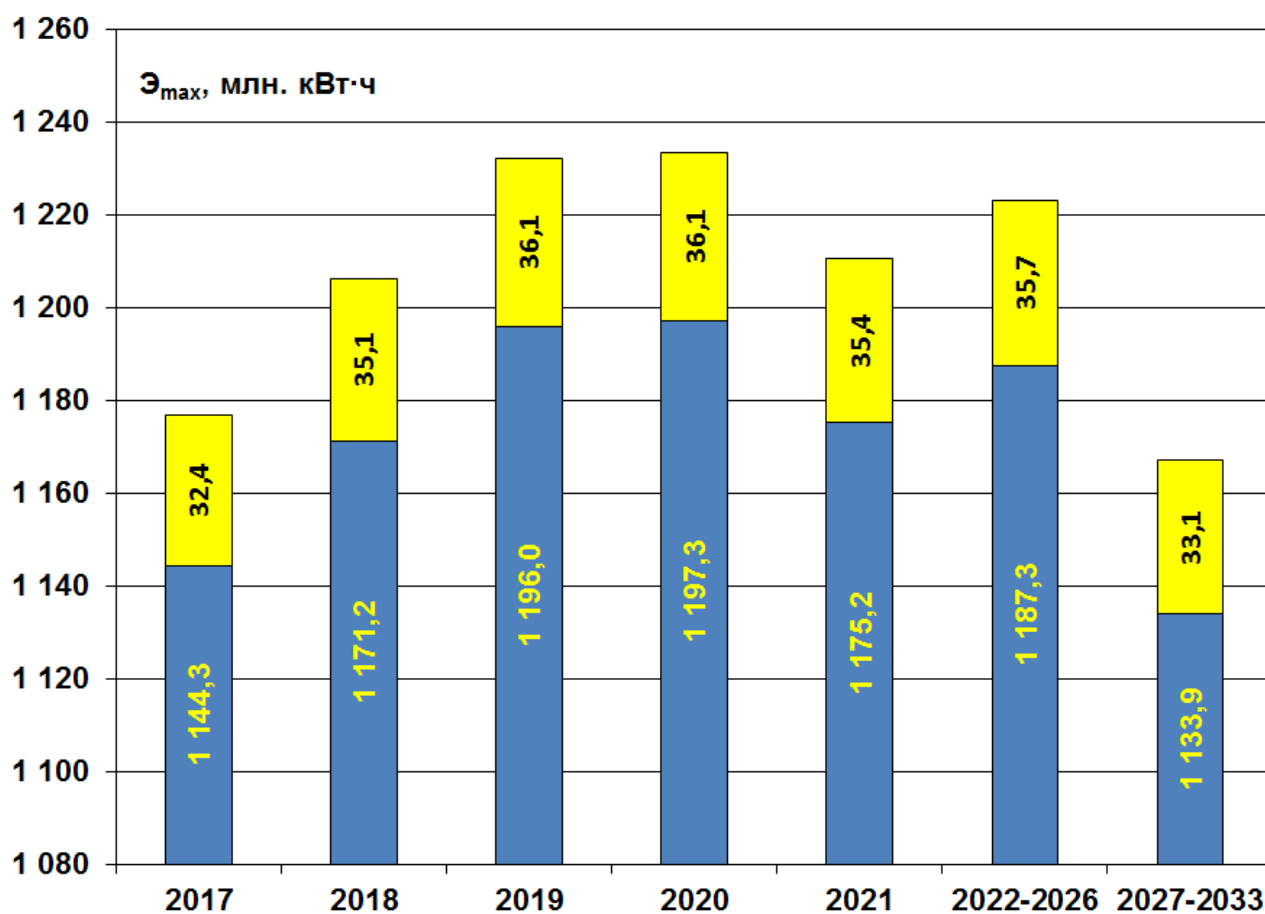
Результаты расчета максимальной выработки и отпуска электроэнергии с учетом увеличения тепловой нагрузки по Кировской ТЭЦ-4 представлены на рис. 5.3.1 – 5.3.4 и в табл. 5.1.2.

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;

- к 2033 году уменьшение отпуска тепла по ТЭЦ-4 обуславливает максимальное уменьшение годовой выработки электроэнергии по теплофикационному циклу на 128,8 млн. кВт·ч;

- плановая выработка и отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу в среднем на 26,2 % меньше, чем максимальные значения выработки и отпуска электроэнергии по теплофикационному циклу, что обусловлено ограничениями на допустимые нагрузки отборов турбоагрегатов, в том числе, работой ПВК.



■ на базе отпуска тепла с горячей водой ■ на базе отпуска тепла с паром

Рис. 5.3.1. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу на базе отпуска тепла с горячей водой и паром на 2017 - 2033 гг. по Кировской ТЭЦ-4

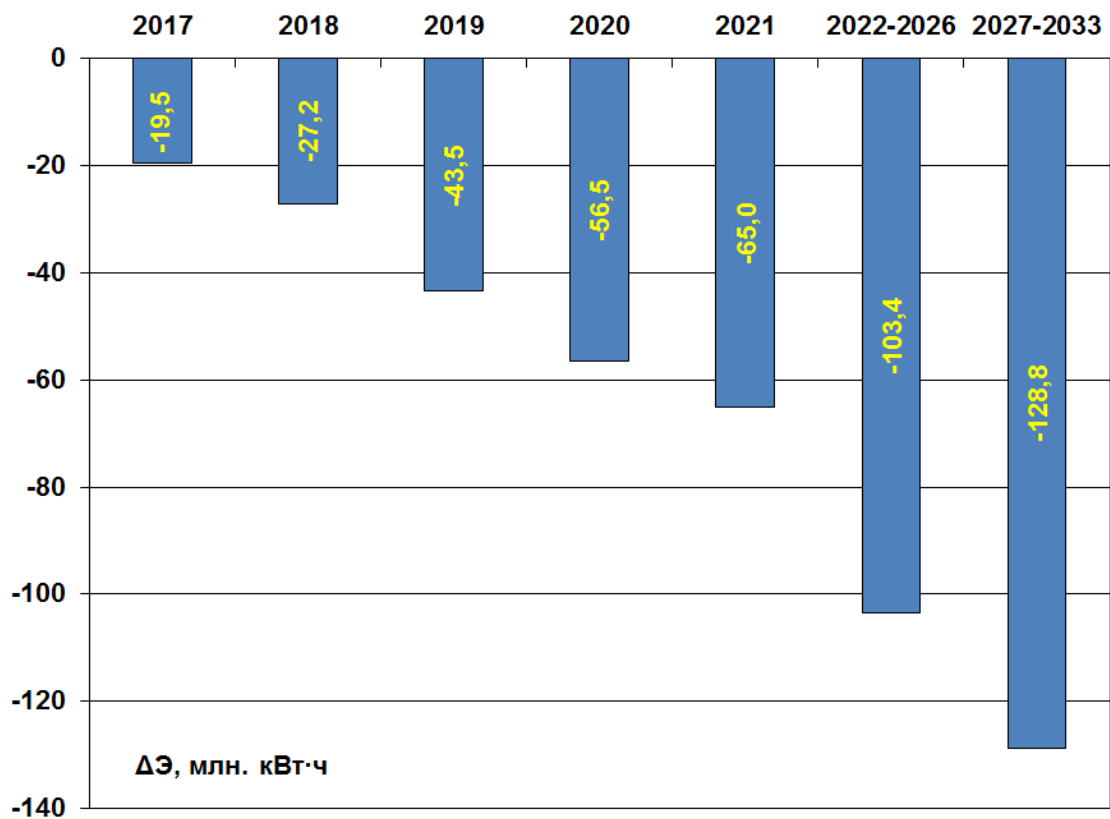


Рис. 5.3.2. Максимальная выработка электроэнергии на базе приростов суммарного отпуска тепла Кировской ТЭЦ-4 на 2017 - 2033 гг. (относительно базового 2016 года)

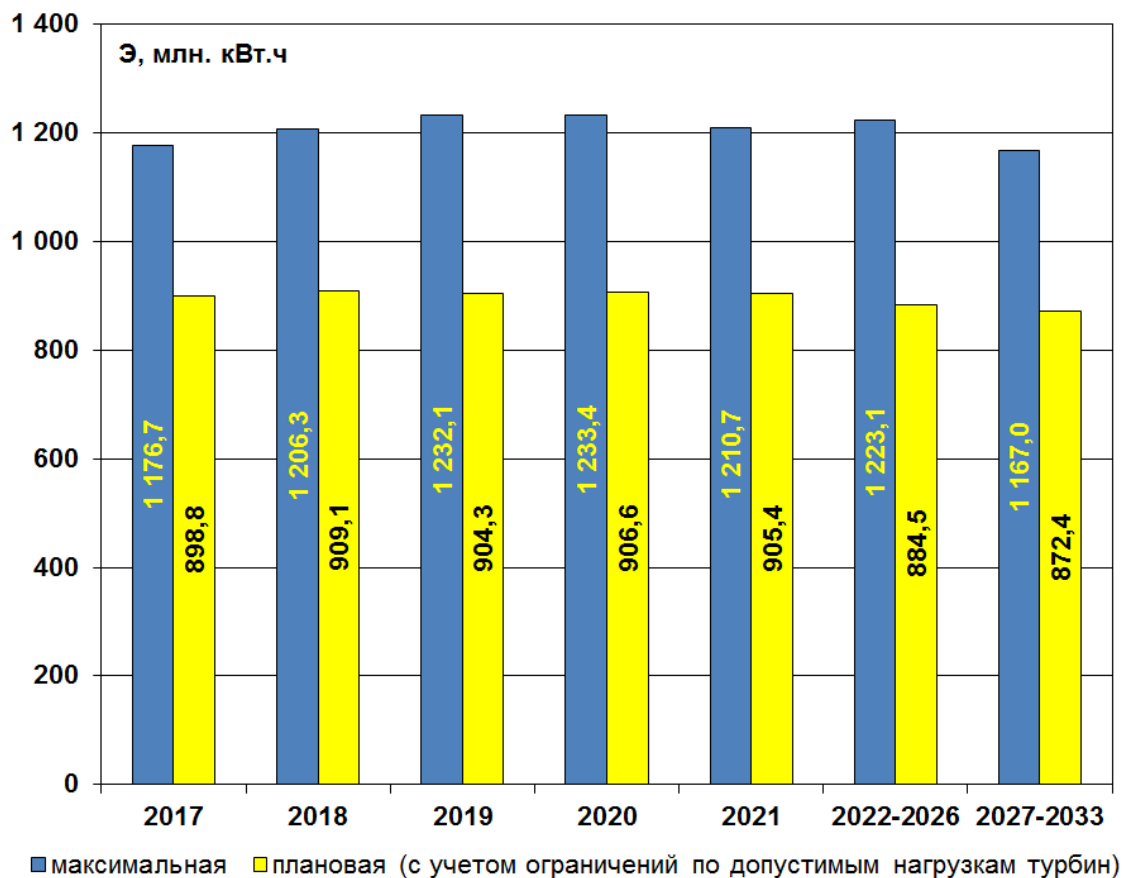


Рис. 5.3.3. Сопоставление максимальной и плановой выработки электроэнергии по теплофикационному циклу Кировской ТЭЦ-4 на 2017 - 2033 гг.

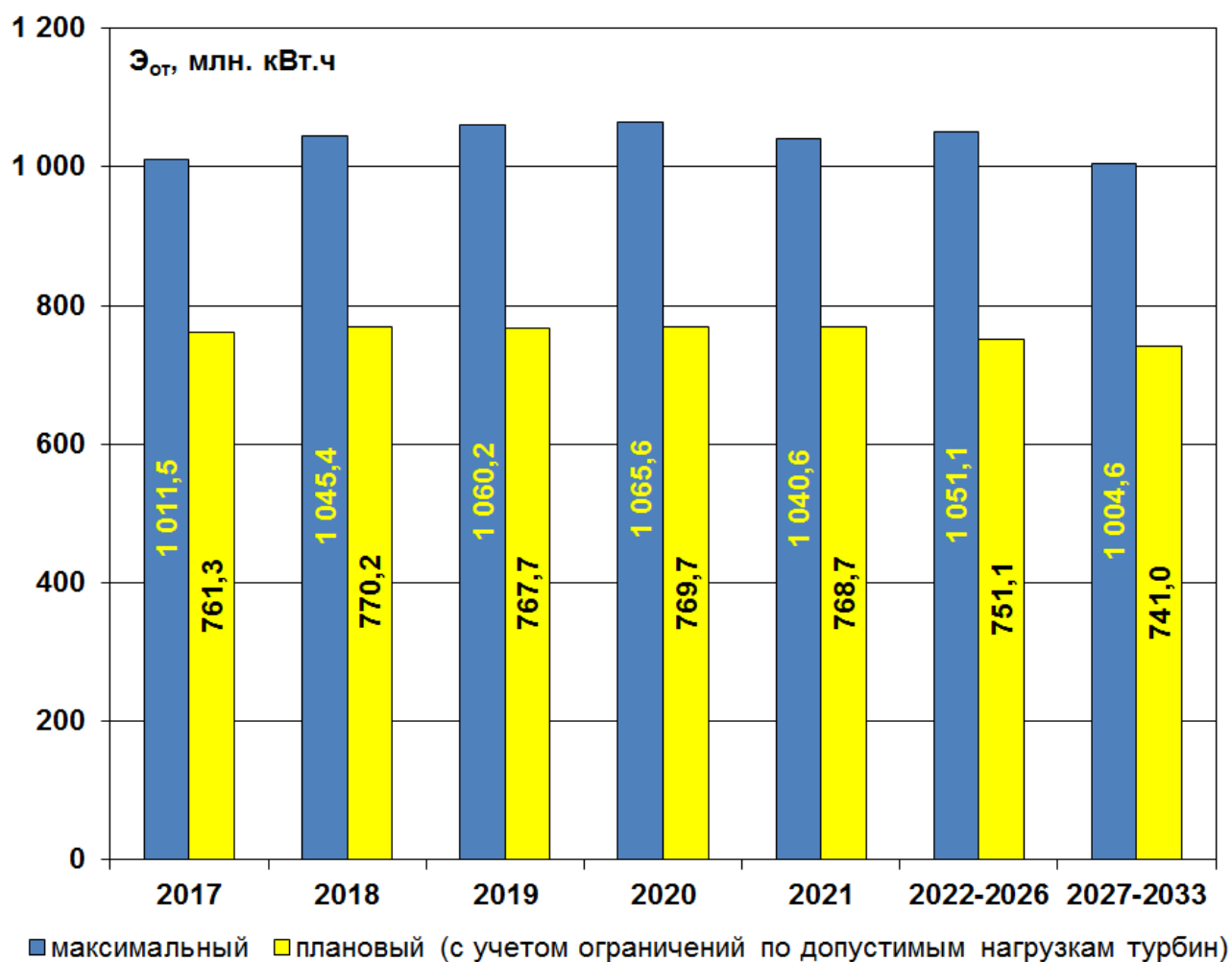


Рис. 5.3.4. Сопоставление максимального и планового отпуска электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу Кировской ТЭЦ-4 на 2017 - 2033 гг.

5.4. Анализ результатов расчета максимальной выработки электрической энергии Кировской ТЭЦ-5

Результаты расчета максимальной выработки и отпуска электроэнергии с учетом увеличения тепловой нагрузки по Кировской ТЭЦ-5 представлены на рис. 5.4.1 – 5.4.4 и в табл. 5.1.3.

Необходимо отметить следующее:

- динамика изменения максимальной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу на базе отпуска тепла соответствует заданной динамике изменения отпуска тепла от ТЭЦ с горячей водой (отпуск тепла с паром отсутствует);

- к 2033 году увеличение отпуска тепла по ТЭЦ-5 обуславливает максимальное увеличение годовой выработки электроэнергии по теплофикационному циклу на 145,1 млн. кВт.ч; при этом максимальное значение прироста будет наблюдаться в 2019 году и составит 263,5 млн. кВт.ч (в соответствии с предполагаемой динамикой изменения отпуска тепла от ТЭЦ внешним потребителям);

- плановая выработка и отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу в среднем на 16,7 % меньше, чем максимальные значения выработки и отпуска электроэнергии по теплофикационному циклу, что обусловлено отсутствием отпуска тепла от ТЭЦ с паром и некоторыми ограничениями на допустимые нагрузки отборов турбоагрегатов – главным образом, работой ПВК в зимний период.

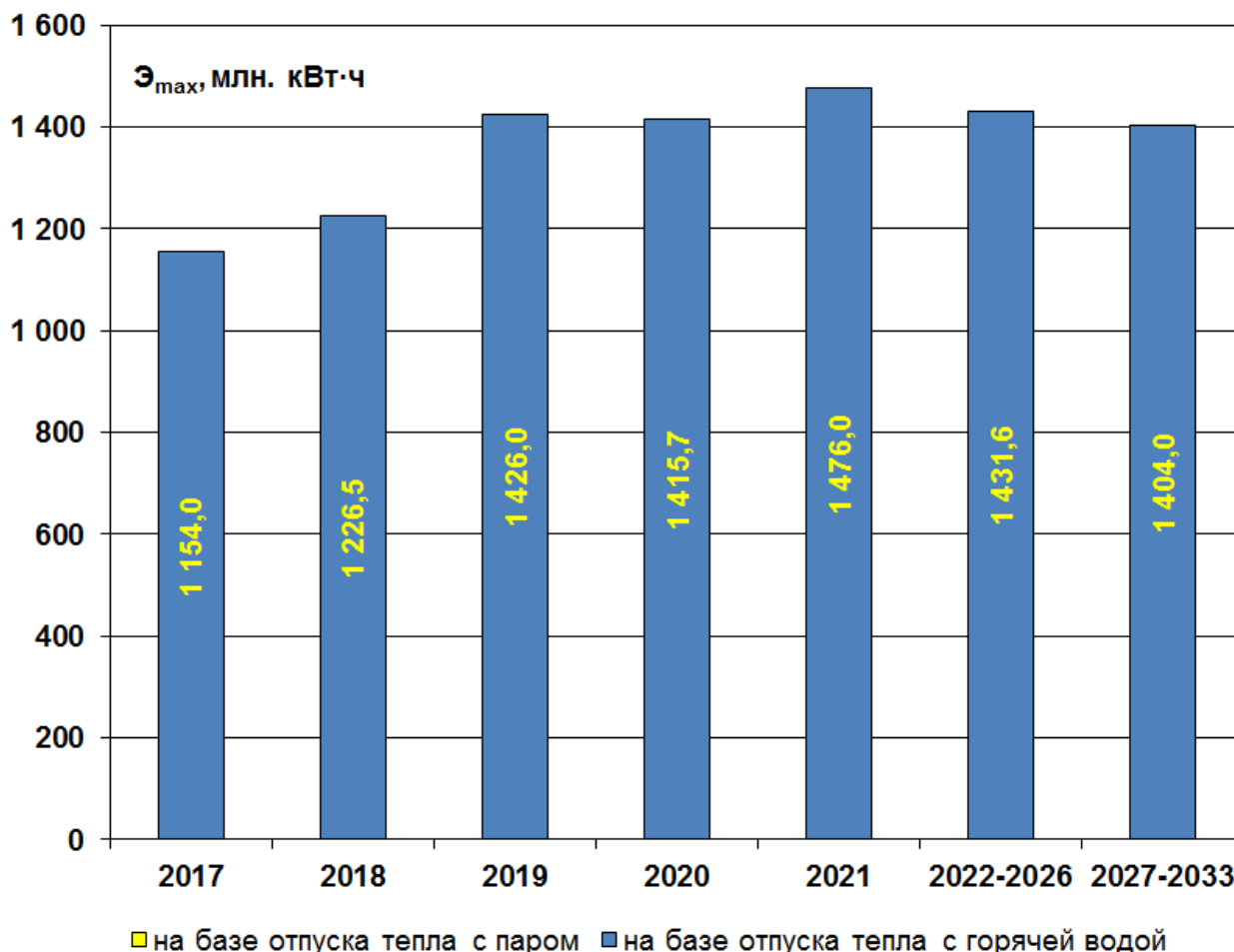


Рис. 5.4.1. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу на базе отпуска тепла с горячей водой и паром на 2017 - 2033 гг. по Кировской ТЭЦ-5

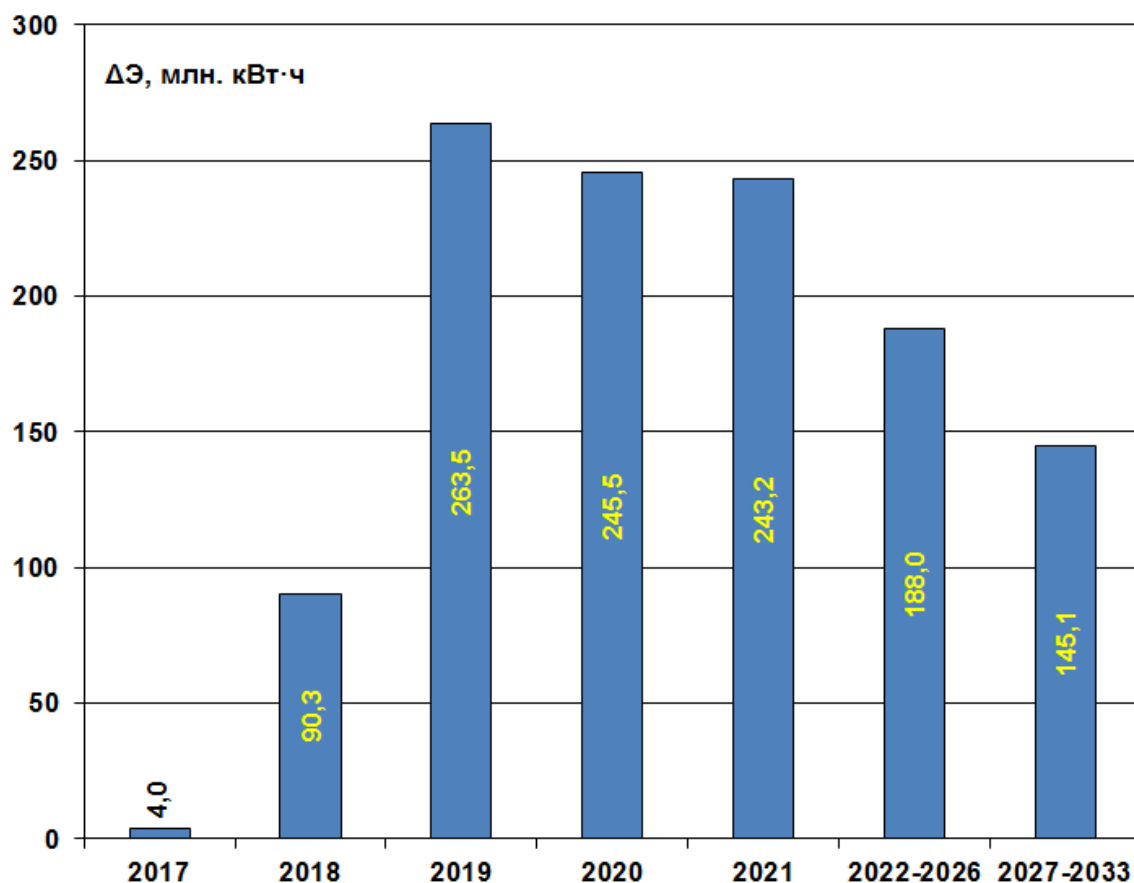


Рис. 5.4.2. Максимальная выработка электроэнергии на базе приростов суммарного отпуска тепла Кировской ТЭЦ-5 на 2017 - 2033 гг. (относительно базового 2016 года)

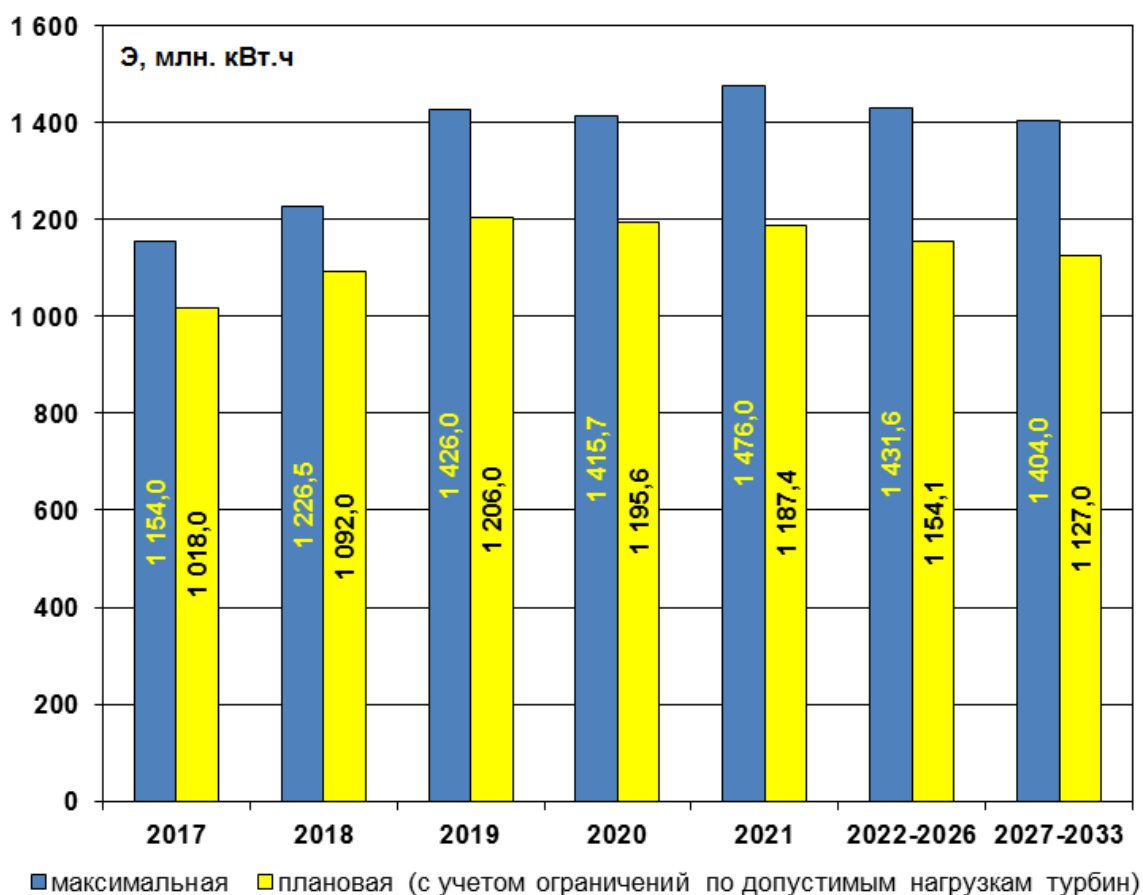


Рис. 5.4.3. Сопоставление максимальной и плановой выработки электроэнергии по теплофикационному циклу Кировской ТЭЦ-5 на 2017 - 2033 гг.

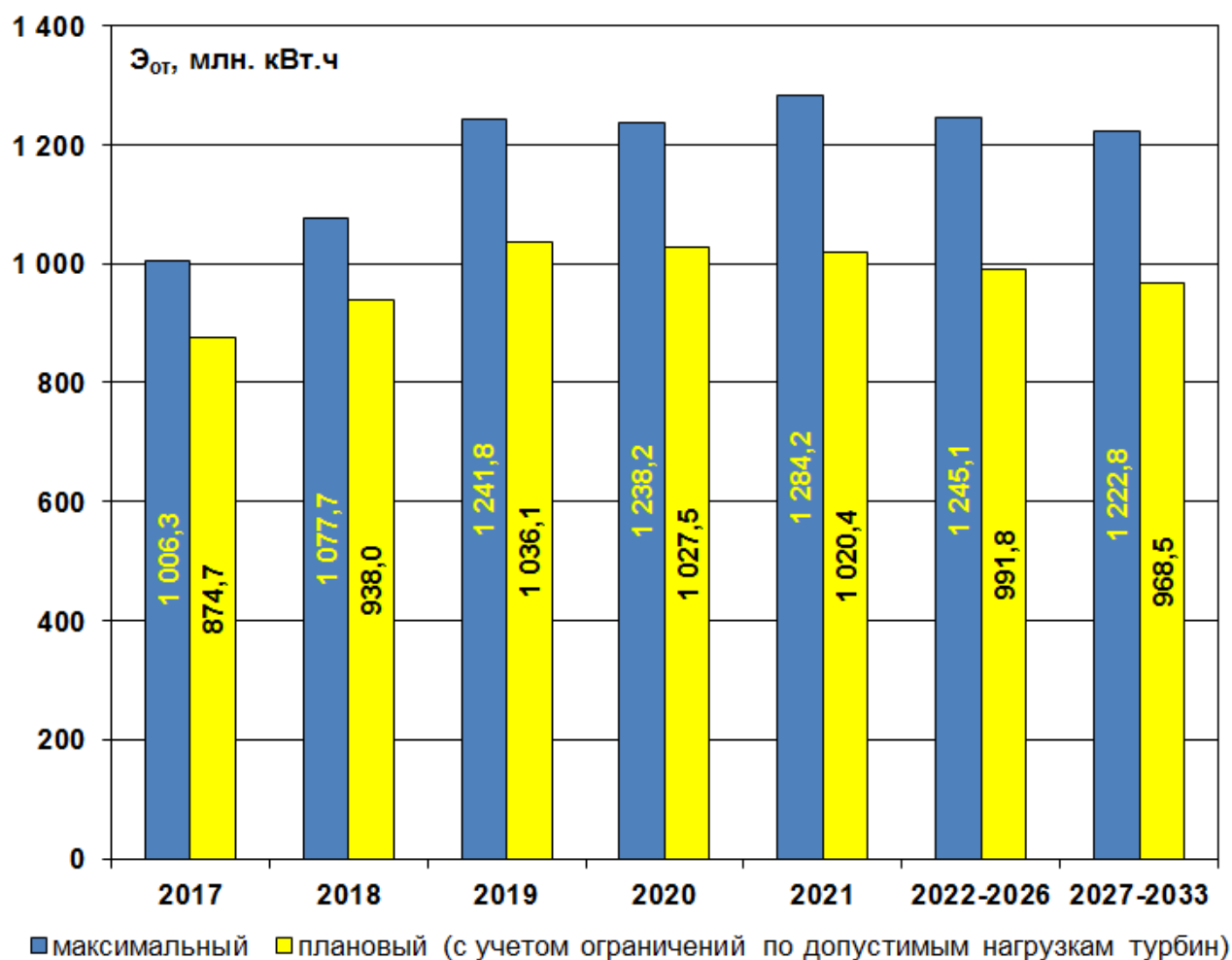


Рис. 5.4.4. Сопоставление максимального и планового отпуска электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу Кировской ТЭЦ-5 на 2017 - 2033 гг.

5.5. Анализ результатов расчета максимальной выработки электрической энергии на базе прироста теплового потребления Кировскими ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5

Результаты расчета максимальной выработки и отпуска электроэнергии с учетом увеличения тепловой нагрузки по трем ТЭЦ представлены на рис. 5.5.1–5.5.4 и в табл. 5.1.4.

Динамика изменения максимальной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу на базе отпуска тепла в целом соответствует заданной динамике изменения отпуска тепла от ТЭЦ с паром и горячей водой, а также отражает изменения в составе оборудования ТЭЦ, участвующего в отпуске тепловой энергии. К 2033 году увеличение отпуска тепла по ТЭЦ обуславливает максимальное увеличение годовой выработки электроэнергии по теплофикационному циклу на 250 млн. кВт.ч.

Суммарные значения плановой выработки и отпуска электроэнергии по теплофикационному циклу в среднем на 21,3 % меньше, чем суммарные максимальные значения выработки и отпуска электроэнергии по теплофикационному циклу, что обусловлено ограничениями на допустимые нагрузки отборов турбоагрегатов, наличием на ТЭЦ-1 отпуска тепла с паром непосредственно от энергетических котлов через РОУ, а также работой ПВК, преимущественно в зимние месяцы.

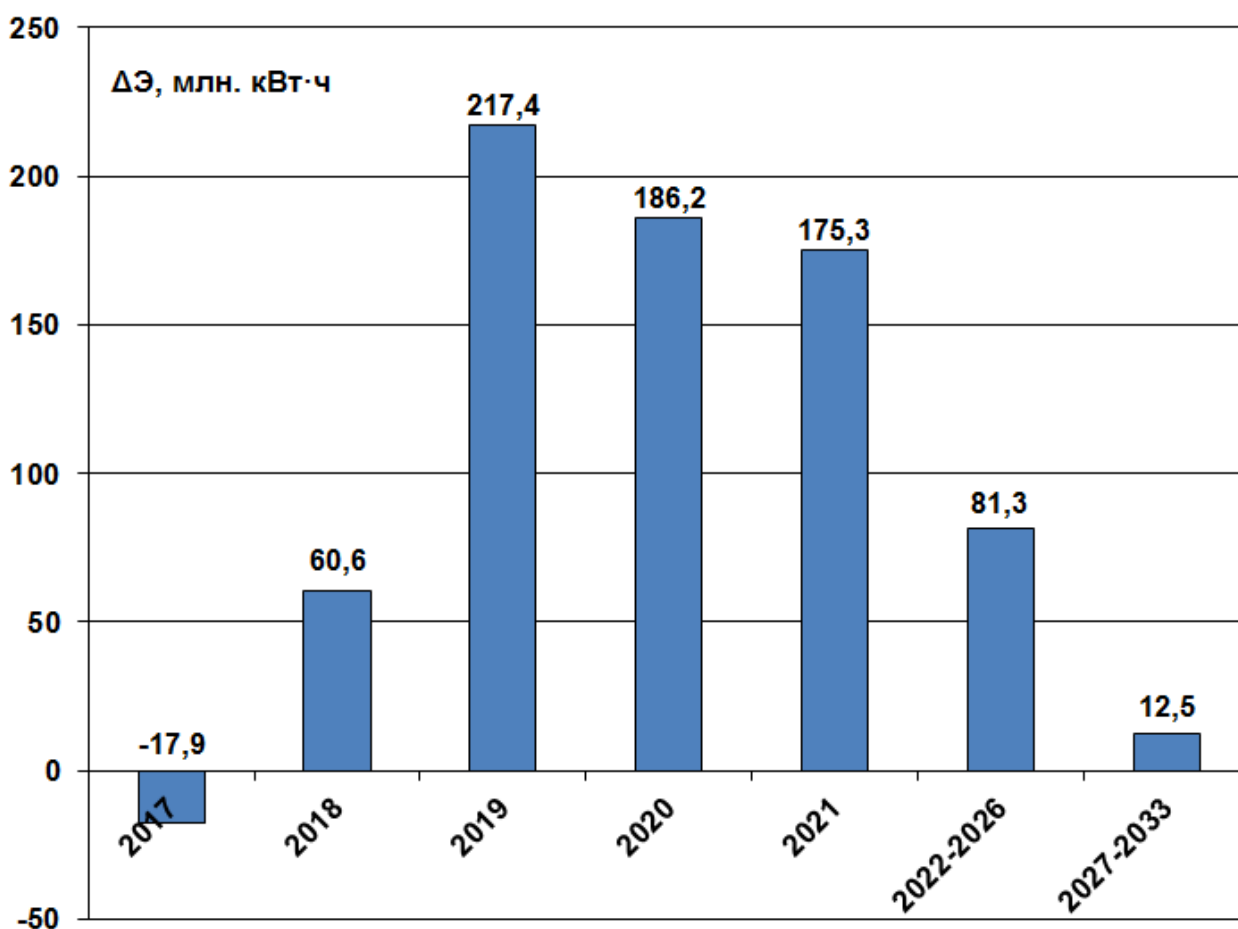


Рис. 5.5.1. Максимальная выработка электроэнергии на базе приростов суммарного отпуска тепла суммарно по Кировским ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 на 2016 - 2033 гг. (относительно базового 2016 года)

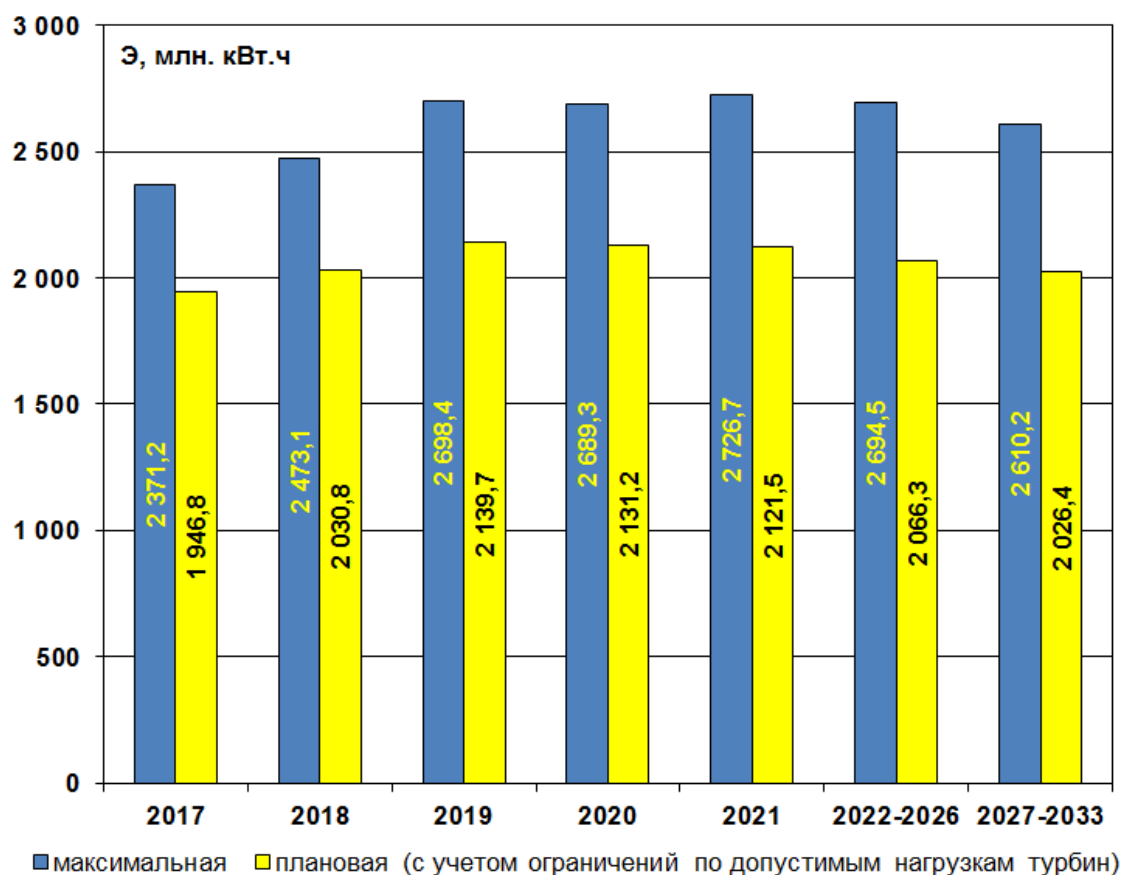


Рис. 5.5.2. Сопоставление максимальной и плановой выработки электроэнергии по теплофикационному циклу суммарно по Кировским ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 на 2016 - 2033 гг.

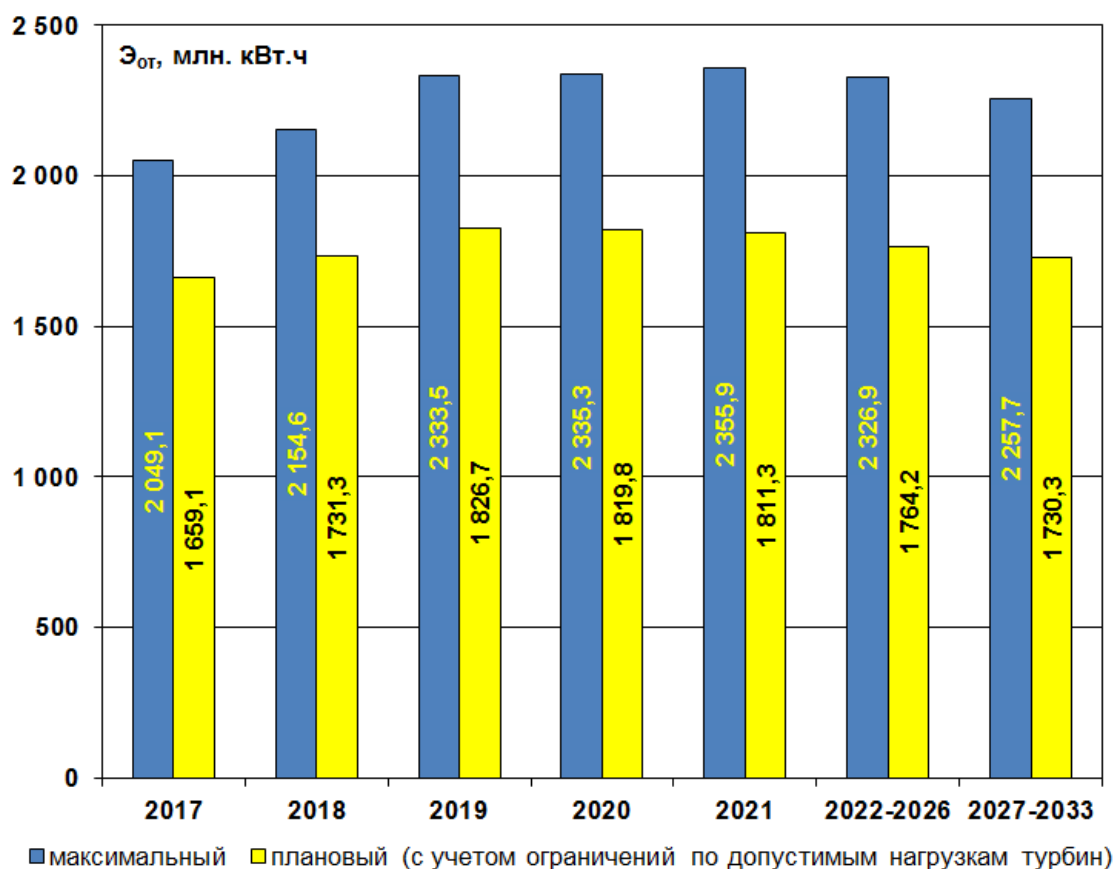


Рис. 5.5.3. Сопоставление максимального и планового отпуска электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу суммарно по Кировским ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 на 2016 - 2033 гг.

Раздел 6. Определение перспективных режимов загрузки источников по присоединенной тепловой нагрузке

6.1. Сведения об условиях расчета перспективных режимов загрузки оборудования

Исходные данные за базовый 2014 год (состав работающего оборудования, показатели режима работы отдельных котлов, турбоагрегатов, установок и механизмов собственных нужд, технико-экономические показатели работы отдельных единиц оборудования и электростанции в целом) приняты по представленным ТЭЦ отчетным формам корпоративной и государственной статистической отчетности, содержащей фактически достигнутые показатели тепловой экономичности по месяцам и в целом за год.

При расчете показателей работы ТЭЦ в перспективном периоде определяющими являются изменения отпуска тепловой энергии с коллекторов и электрической энергии с шин в сравнении с фактическими отпусками тепловой и электрической энергии в базовом периоде. Значения приростов тепловой нагрузки с горячей водой определены по прогнозируемому увеличению присоединенных тепловых нагрузок источников с учетом среднемесячных значений температуры наружного воздуха (средних за предшествующие пять лет – 2010-2014 гг.).

Отпуск электроэнергии в планируемом периоде определялся с учетом следующих особенностей:

- электрическая нагрузка турбоагрегатов Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 при увеличении их тепловых нагрузок определена по условиям обеспечения возможности работы турбоагрегатов с электрической мощностью не меньше, чем они способны развить при работе в теплофикационном режиме по тепловому графику (с минимальным пропуском пара в часть низкого давления), с некоторым запасом (дополнительной конденсационной нагрузкой);
- по Кировской ТЭЦ-1 с противоаварийными турбоагрегатами (в том числе, после ввода турбины «ПР») отпуск электроэнергии с шин является полностью зависимым от тепловой нагрузки ТЭЦ и распределения тепловых нагрузок между турбоагрегатами.

Расчет перспективных технико-экономических показателей работы Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 на период 2017-2032 годы выполнен на основе утвержденной нормативно-технической документации по топливоиспользованию рассматриваемых энергообъектов (в части показателей работы существующего в настоящее время оборудования). Показатели работы реконструируемого оборудования определены по типовым энергетическим характеристикам, энергетическим характеристикам других ТЭС России и справочным данным. Алгоритмы расчета разработаны в соответствии с действующими нормативными документами, перечисленными в Книге 9.

6.2. Результаты расчета перспективных показателей работы ТЭЦ

Итоговые результаты расчета прогнозируемых технико-экономических показателей на период 2016 – 2033 годы приведены в табл. 6.2.1 (Кировская ТЭЦ-1), табл. 6.2.1. (Кировская ТЭЦ-4), табл. 6.2.3 (Кировская ТЭЦ-5). В этих же таблицах приведены данные, характеризующие загрузку отдельных агрегатов, участвующих в отпуске тепловой энергии внешним потребителям.

Таблица 6.2.1

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2033
Перспективные режимы загрузки оборудования ТЭЦ-1									
1. Число часов работы турбоагрегатов, ч	Р-5,3-32/3 ст. № 3	5489	5489	5489	5489	5489	5489	5489	5489
	ПР-5-3,4/1,7/1,0 ст. № 2	6978	6978	6978	6978	6978	6978	6978	6978
2. Средняя электрическая нагрузка турбоагрегатов, МВт	Р-5,3-32/3 ст. № 3	4,57	3,81	3,78	3,71	3,66	3,62	3,45	3,30
	ПР-5-3,4/1,7/1,0 ст. № 2	1,42	1,30	1,29	1,28	1,28	1,27	1,26	1,26
3. Электрическая нагрузка турбоагрегатов при работе по тепловому графику, обусловленная имеющейся тепловой нагрузкой, МВт	Р-5,3-32/3 ст. № 3	4,57	3,81	3,78	3,71	3,66	3,62	3,45	3,30
	ПР-5-3,4/1,7/1,0 ст. № 2	1,42	1,30	1,29	1,28	1,28	1,27	1,26	1,26
4. Максимально допустимая электрическая нагрузка турбоагрегатов при имеющейся тепловой нагрузке, МВт	Р-5,3-32/3 ст. № 3	4,57	3,81	3,78	3,71	3,66	3,62	3,45	3,30
	ПР-5-3,4/1,7/1,0 ст. № 2	1,42	1,30	1,29	1,28	1,28	1,27	1,26	1,26
5. Среднечасовой отпуск тепла из производственного отбора турбоагрегатов, Гкал/ч	Р-5,3-32/3 ст. № 3	21,08	19,39	19,27	19,01	18,79	18,63	18,00	17,48
	ПР-5-3,4/1,7/1,0 ст. № 2	0	0	0	0	0	0	0	0
6. Среднечасовой отпуск тепла из теплофикационного отбора турбоагрегатов, Гкал/ч	Р-5,3-32/3 ст. № 3	0	0	0	0	0	0	0	0
	ПР-5-3,4/1,7/1,0 ст. № 2	25,04	23,93	23,86	23,81	23,76	23,69	23,64	23,62
7. Среднечасовой отпуск тепла от конденсаторов турбоагрегатов, Гкал/ч	Р-5,3-32/3 ст. № 3	0	0	0	0	0	0	0	0
	ПР-5-3,4/1,7/1,0 ст. № 2	0	0	0	0	0	0	0	0
8. Число часов работы энергетических котлов, ч	Местного изготовления ст. № 5	4121	4121	4121	4121	4121	4121	4121	4121
	Местного изготовления ст. № 6	4141	4141	4141	4141	4141	4141	4141	4141
	НЗЛ 60/36 ст. № 7	Выведен из эксплуатации в 2015 году							
	БКЗ-75-39 ГМА ст. № 8	4139	4139	4139	4139	4139	4139	4139	4139
	БКЗ-75-39 ГМА ст. № 9	1029	1029	1029	1029	1029	1029	1029	1029
9. Среднечасовая тепловая нагрузка энергетических котлов, Гкал/ч	Местного изготовления ст. № 5	25,14	24,39	23,27	23,79	25,11	21,84	22,74	22,40
	Местного изготовления ст. № 6	26,61	25,82	24,63	25,18	26,57	23,12	24,07	23,71
	НЗЛ 60/36 ст. № 7	Выведен из эксплуатации в 2015 году							
	БКЗ-75-39 ГМА ст. № 8	45,53	44,18	42,15	43,10	45,48	39,56	41,19	40,58
	БКЗ-75-39 ГМА ст. № 9	42,96	41,69	39,77	40,67	42,91	37,33	38,86	38,29

Таблица 6.2.2

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2032
Перспективные режимы загрузки оборудования ТЭЦ-4									
1. Число часов работы турбоагрегатов, ч	ПТ-60-130 ст. № 1	1 401	Вывод из эксплуатации в 2017 году						
	Тп-65/75-12,8 ст. №2	7 302	7 302	7 302	7 302	7 302	7 302	7 302	7 302
	Т-50-130 ст. № 3 (с 2018 года – Р-40-130/1,2)	1 636	1 636	1 636	1 636	1 636	1 636	1 636	1 636
	Т-50-130 ст. № 4	Выведен из эксплуатации в 2015 году							
	Т-50-130 ст. № 5	5 125	Вывод из эксплуатации в 2017 году						
	Т-120/130-130-8МО ст. № 6	7 802	7 802	7 802	7 802	7 802	7 802	7 802	7 802
2. Средняя электрическая нагрузка турбоагрегатов, МВт	ПТ-60-130 ст. № 1	24,2	Вывод из эксплуатации в 2017 году						
	Тп-65/75-12,8 ст. №2	50,7	55,0	48,2	48,1	48,1	48,1	48,1	48,3
	Т-50-130 ст. № 3 (с 2018 года – Р-40-130/1,2)	19,3	39,0	41,3	41,3	43,0	42,7	39,6	38,6
	Т-50-130 ст. № 4	Выведен из эксплуатации в 2015 году							
	Т-50-130 ст. № 5	34,5	Вывод из эксплуатации в 2017 году						
	Т-120/130-130-8МО ст. № 6	80,7	91,7	97,6	97,4	97,0	97,1	97,7	97,6
3. Электрическая нагрузка турбоагрегатов при работе по тепловому графику, обусловленная имеющейся тепловой нагрузкой, МВт	ПТ-60-130 ст. № 1	15,0	Вывод из эксплуатации в 2017 году						
	Тп-65/75-12,8 ст. №2	44,9	42,5	41,9	41,6	41,5	41,3	41,0	40,6
	Т-50-130 ст. № 3 (с 2018 года – Р-40-130/1,2)	8,1	25,6	41,3	41,3	43,0	42,7	39,6	38,6
	Т-50-130 ст. № 4	Выведен из эксплуатации в 2015 году							
	Т-50-130 ст. № 5	29,1	Вывод из эксплуатации в 2017 году						
	Т-120/130-130-8МО ст. № 6	66,3	83,5	81,7	81,2	81,3	81,3	79,1	77,8
4. Максимально допустимая электрическая нагрузка турбоагрегатов при имеющейся тепловой нагрузке, МВт	ПТ-60-130 ст. № 1	71,9	Вывод из эксплуатации в 2017 году						
	Тп-65/75-12,8 ст. №2	75,2	76,1	76,3	76,3	76,4	76,4	76,5	76,6
	Т-50-130 ст. № 3 (с 2018 года – Р-40-130/1,2)	55,1	52,0	49,3	49,3	49,0	49,0	49,6	49,8
	Т-50-130 ст. № 4	Выведен из эксплуатации в 2015 году							
	Т-50-130 ст. № 5	48,2	Вывод из эксплуатации в 2017 году						

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2032
	Т-120/130-130-8МО ст. № 6	124,2	120,3	120,7	120,8	120,8	120,8	121,3	121,6
5. Среднечасовой отпуск тепла из производственного отбора турбоагрегатов, Гкал/ч	ПТ-60-130 ст. № 1	17,0	Вывод из эксплуатации в 2017 году						
	Тп-65/75-12,8 ст. №2	22,0	23,2	23,1	22,9	22,8	22,6	22,1	21,8
	Т-50-130 ст. № 3 (с 2018 года – Р-40-130/1,2)	-	-	-	-	-	-	-	-
	Т-50-130 ст. № 4	Выведен из эксплуатации в 2015 году							
	Т-50-130 ст. № 5	-	Вывод из эксплуатации в 2017 году						
	Т-120/130-130-8МО ст. № 6	-	-	На 2018 год запланирована модернизация с организацией отбора пара 10-16 ата для обеспечения резервирования турбоагрегата ст. № 2 по производственному отбору. Нагрузка на резервный источник не планируется					
6. Среднечасовой отпуск тепла из теплофикационного отбора турбоагрегатов, Гкал/ч	ПТ-60-130 ст. № 1	13,7	Вывод из эксплуатации в 2017 году						
	Тп-65/75-12,8 ст. №2	67,2	63,1	62,4	62,0	61,9	61,7	61,5	61,1
	Т-50-130 ст. № 3 (с 2018 года – из противодавления)	24,1	48,5	73,0	73,0	76,0	75,4	69,9	68,1
	Т-50-130 ст. № 4	Выведен из эксплуатации в 2015 году							
	Т-50-130 ст. № 5	56,5	Вывод из эксплуатации в 2017 году						
	Т-120/130-130-8МО ст. № 6	126,7	154,4	151,5	150,8	150,9	150,9	147,1	145,0
7. Среднечасовой отпуск тепла от конденсаторов турбоагрегатов, Гкал/ч	ПТ-60-130 ст. № 1	0	Вывод из эксплуатации в 2017 году						
	Тп-65/75-12,8 ст. №2	0	0	0	0	0	0	0	0
	Т-50-130 ст. № 3 (с 2018 года – Р-40-130/1,2)	0	0	На 2018 год запланирована модернизация с перемаркировкой в турбоагрегат Р-40-130/1,2 (конденсация отработавшего пара в сетевом подогревателе)					
	Т-50-130 ст. № 4	Выведен из эксплуатации в 2015 году							
	Т-50-130 ст. № 5	0	Вывод из эксплуатации в 2017 году						
	Т-120/130-130-8МО ст. № 6	0	0	0	0	0	0	0	0
8. Число часов работы энергетических котлов, ч	БКЗ-210-140Ф ст.№ 1	Выведен из эксплуатации в 2015 году							
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 2	4 842	4 842	5 572	Вывод из эксплуатации в 2019 году				
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 3	3 886	3 886	0	Вывод из эксплуатации в 2019 году				
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 4	5 328	5 328	5 328	6 178	6 178	6 178	6 178	6 078

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2032
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 5	4 093	4 093	5 343	6 193	6 193	6 193	6 193	6 193
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 6	5 197	5 197	5 297	6 147	6 147	6 147	6 147	6 047
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 7	4 727	4 727	5 327	6 277	6 277	6 277	6 277	6 277
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 8	1 357	0	0	Вывод в консервацию в 2019 году				
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 9	5 591	5 591	5 591	6 341	6 241	6 241	6 241	6 241
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 10	5 147	5 147	5 247	6 497	6 247	6 247	6 247	6 247
9. Среднечасовая тепловая нагрузка энергетических котлов, Гкал/ч	БКЗ-210-140Ф ст.№ 1	Выведен из эксплуатации в 2015 году							
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 2	90,8	90,8	94,0	Вывод из эксплуатации в 2019 году				
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 3	84,3	90,2	0,0	Вывод из эксплуатации в 2019 году				
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 4	97,2	89,9	93,2	93,0	93,0	93,0	93,0	94,5
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 5	93,0	90,1	93,8	93,2	93,2	93,2	93,2	93,2
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 6	87,7	89,9	94,2	93,8	93,8	93,8	93,8	93,6
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 7	85,8	90,1	93,2	93,4	93,5	93,3	93,3	93,3
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 8	101,7	0,0	0,0	Вывод в консервацию в 2019 году				
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 9	102,7	90,3	93,5	93,1	94,6	94,6	94,6	94,6
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 10	94,2	92,3	91,5	93,3	96,9	96,9	94,0	94,0
10. Число часов работы ПВК, ч	ПТВМ-180 ст. № 1	2106	2106	2106	2106	1980	1960	1850	1780
	ПТВМ-180 ст. № 2	1545	1545	1545	1545	1545	1500	1420	1380
	ПТВМ-180 ст. № 3	Выведен в консервацию с 2015 года							
	ПТВМ-180 ст. № 4	310	310	310	310	315	310	0	0
11. Среднечасовая тепловая нагрузка ПВК, Гкал/ч	ПТВМ-180 ст. № 1	88,8	116,6	104,7	95,7	88,1	85,2	90,3	83,7
	ПТВМ-180 ст. № 2	99,8	99,8	99,8	99,8	99,7	97,7	105,0	97,9
	ПТВМ-180 ст. № 3	Выведен в консервацию с 2015 года							
	ПТВМ-180 ст. № 4	88,4	88,7	88,7	88,7	87,5	88,9	0,0	0,0

Таблица 6.2.3

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2033
Перспективные режимы загрузки оборудования ТЭЦ-5									
1. Число часов работы турбоагрегатов, ч	ПТ-80-130 ст. № 1	4 828	4 828	4 828	4 828	4 828	4 828	4 828	4 828
	T-185-130 ст. № 2	6 861	6 861	6 861	6 861	6 861	6 861	6 861	6 861
	T-185-130 ст. № 3	3 246	3 246	3 246	3 246	3 246	3 246	3 246	3 246
2. Средняя электрическая нагрузка турбоагрегатов, МВт	ПТ-80-130 ст. № 1	63,7	67,9	68,0	68,2	67,8	67,7	67,5	67,3
	T-185-130 ст. № 2	132,4	134,8	133,9	134,2	133,1	132,2	131,6	130,6
	T-185-130 ст. № 3	101,1	123,1	125,0	123,9	126,7	128,7	130,3	132,8
3. Электрическая нагрузка турбоагрегатов при работе по тепловому графику, обусловленная имеющейся тепловой нагрузкой, МВт	ПТ-80-130 ст. № 1	62,1	62,4	64,4	65,1	65,1	65,1	64,8	63,5
	T-185-130 ст. № 2	111,7	112,0	115,7	127,7	125,1	123,1	117,8	113,1
	T-185-130 ст. № 3	66,4	67,2	89,9	117,0	117,0	117,0	112,7	111,6
4. Максимально допустимая электрическая нагрузка турбоагрегатов при имеющейся тепловой нагрузке, МВт	ПТ-80-130 ст. № 1	71,8	71,8	71,3	71,2	71,2	71,2	71,2	71,5
	T-185-130 ст. № 2	184,2	184,2	183,3	181,0	181,4	181,8	182,8	183,9
	T-185-130 ст. № 3	192,5	192,4	188,1	182,7	182,7	182,7	183,7	184,0
5. Среднечасовой отпуск тепла из производственного отбора турбоагрегатов, Гкал/ч	ПТ-80-130 ст. № 1	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4
	T-185-130 ст. № 2	-	-	-	-	-	-	-	-
	T-185-130 ст. № 3	-	-	-	-	-	-	-	-
6. Среднечасовой отпуск тепла из теплофикационного отбора турбоагрегатов, Гкал/ч	ПТ-80-130 ст. № 1	78,2	78,7	81,4	82,4	82,4	82,4	82,0	80,1
	T-185-130 ст. № 2	189,3	189,8	195,1	211,7	208,1	205,4	198,0	191,3
	T-185-130 ст. № 3	127,3	128,3	159,7	197,3	197,3	197,3	191,1	189,6
7. Среднечасовой отпуск тепла от конденсаторов турбоагрегатов, Гкал/ч	ПТ-80-130 ст. № 1	0	0	0	0	0	0	0	0
	T-185-130 ст. № 2	0	0	0	0	0	0	0	0
	T-185-130 ст. № 3	0	0	0	0	0	0	0	0
8. Число часов работы энергетических котлов, ч	ТПЕ-430 ст. № 1	4 828	4 828	4 828	4 828	4 828	4 828	4 828	4 828

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2033
	ТПЕ-429 ст. № 2 (корпус 1)	6 066	6 066	6 066	6 066	6 066	6 066	6 066	6 066
	ТПЕ-429 ст. № 2 (корпус 2)	6 026	6 026	6 026	6 026	6 026	6 026	6 026	6 026
	ТПЕ-429 ст. № 3 (корпус 1)	2 929	2 929	2 929	2 929	2 929	2 929	2 929	2 929
	ТПЕ-429 ст. № 3 (корпус 2)	2 913	2 913	2 913	2 913	2 913	2 913	2 913	2 913
9. Среднечасовая тепловая нагрузка энергетических котлов, Гкал/ч	ТПЕ-430 ст. № 1	192,5	204,4	205,4	205,4	204,8	204,4	202,4	201,0
	ТПЕ-429 ст. № 2 (корпус 1)	198,2	213,0	215,0	215,0	215,5	214,5	213,5	213,5
	ТПЕ-429 ст. № 2 (корпус 2)	193,3	208,3	210,3	210,3	209,3	208,8	207,8	207,8
	ТПЕ-429 ст. № 3 (корпус 1)	166,7	168,7	170,7	177,7	176,7	177,7	178,7	178,7
	ТПЕ-429 ст. № 3 (корпус 2)	154,8	165,6	166,8	175,9	177,2	179,0	180,9	179,3
10. Число часов работы ПВК, ч	ПТВМ-180 ст. № 1	2295	2295	2295	2295	2295	2295	2295	2295
	ПТВМ-180 ст. № 2	50	0	0	0	0	0	0	0
11. Среднечасовая тепловая нагрузка ПВК, Гкал/ч	ПТВМ-180 ст. № 1	79,4	80,7	80,7	80,7	80,7	80,7	80,7	80,7
	ПТВМ-180 ст. № 2	61,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

6.3. Анализ результатов расчета перспективных режимов загрузки оборудования Кировской ТЭЦ-1

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей Кировской ТЭЦ-1 на период 2016 – 2033 годы, а также показатели перспективных режимов загрузки оборудования приведены на рис. 6.3.1–6.3.3. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы:

– перспективные режимы работы турбоагрегатов ПР-5-3,4/1,7/1,0 ст. № 2 и Р-5,3-32/3 ст. № 3 характеризуются уменьшением тепловой и электрической нагрузки, что обусловлено уменьшением отпуска тепла от ТЭЦ и некоторым уменьшением затрат тепла на собственные нужды ТЭЦ при уменьшении её суммарной нагрузки;

– перспективные режимы работы энергетических котлов характеризуются постепенным уменьшением средней тепловой нагрузки, что соответствует общей динамике уменьшения отпуска тепловой энергии от Кировской ТЭЦ-1. При этом к 2033 году остается существенный резерв тепловой мощности энергетических котлов.

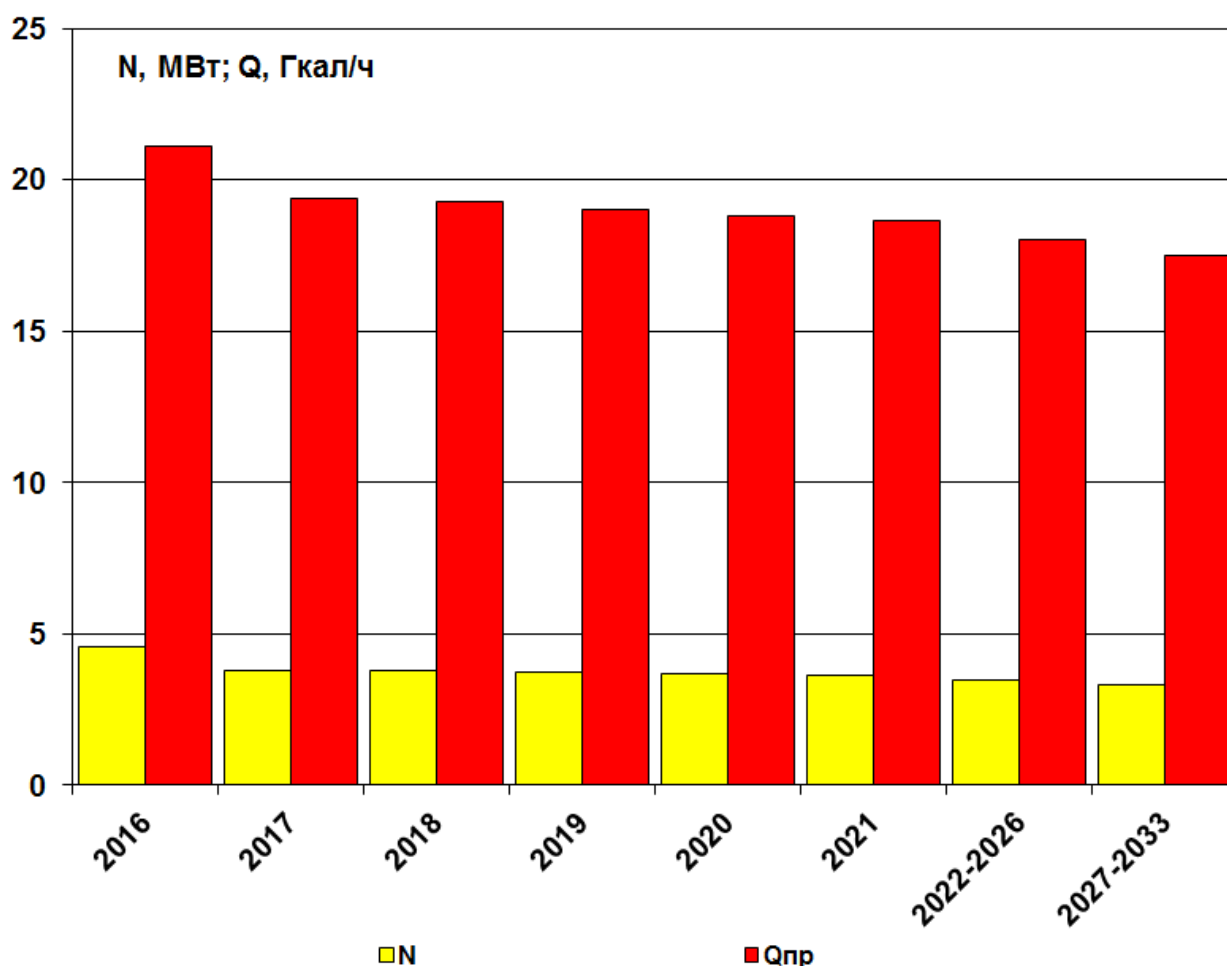


Рис. 6.3.1. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата Р-5,3-32/3 ст. № 3 на 2016 - 2033 годы

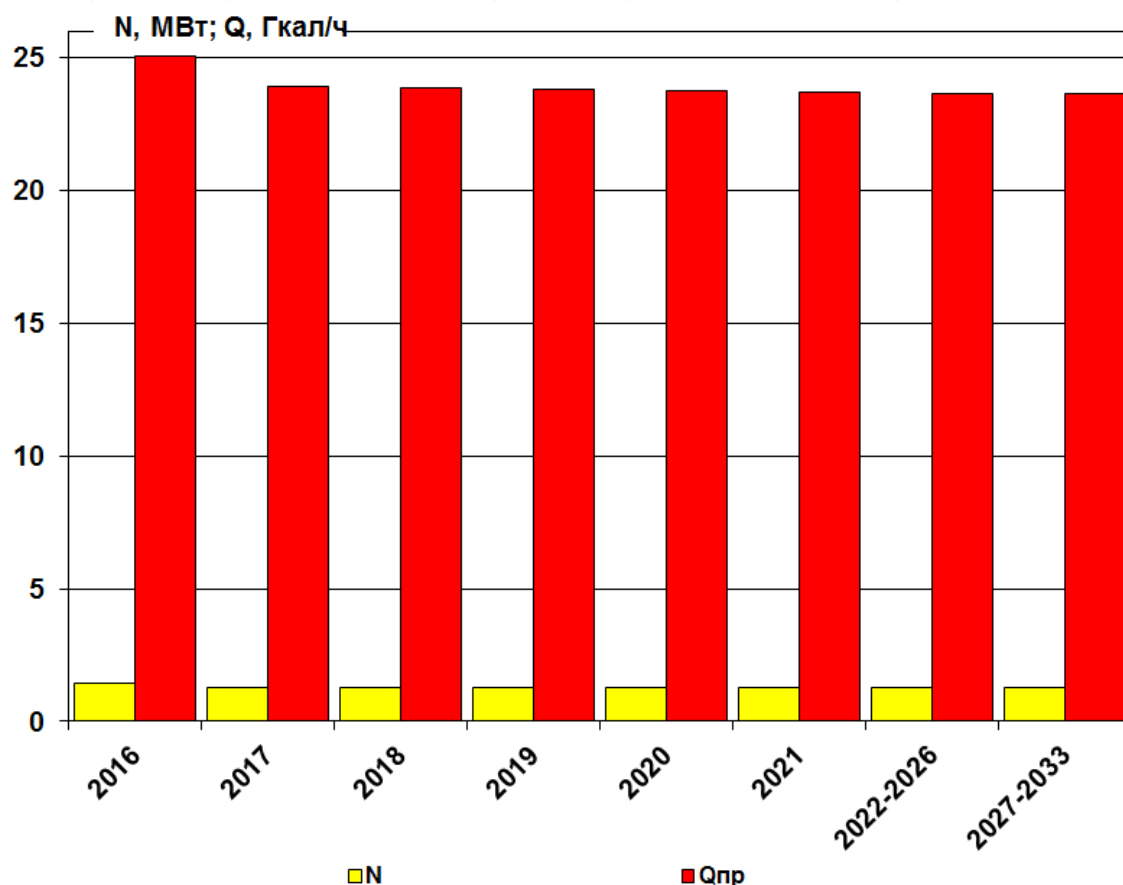


Рис. 6.3.2. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата ПР-5-3,4/1,7/1,0 на 2016 - 2033 годы

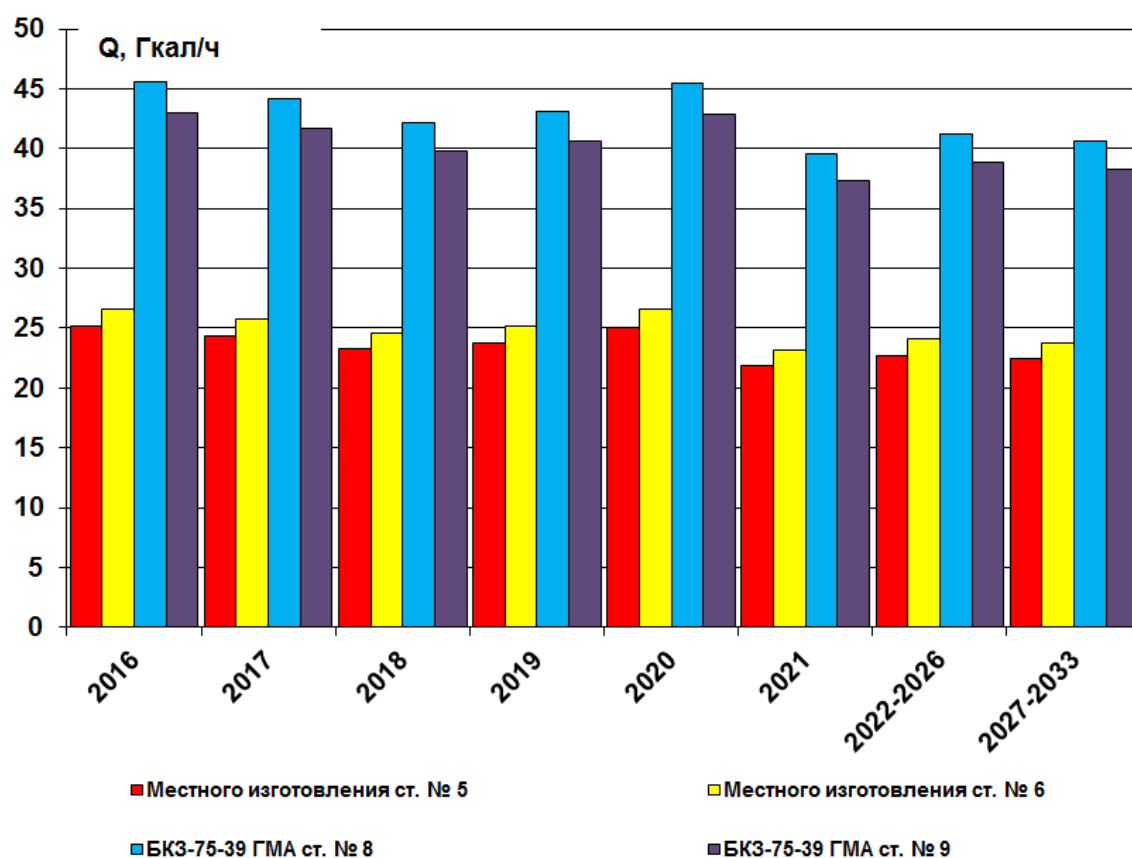


Рис. 6.3.3. Показатели перспективных режимов загрузки энергетических котлов на 2016 - 2033 годы

6.4. Анализ результатов расчета перспективных режимов загрузки оборудования Кировской ТЭЦ-4

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей Кировской ТЭЦ-4 на период 2016 – 2033 годы, а также показатели перспективных режимов загрузки оборудования приведены на рис. 6.4.1–6.4.9.

Представленные данные позволяют сделать следующие выводы:

- турбоагрегат ПТ-65-130/13 ст. № 1 выводится из эксплуатации с 2017 года;
- перспективные режимы работы турбоагрегатов Тп-65/75-12,8 ст. № 2 и Т-120/130-130-8МО ст. № 6 характеризуются небольшим уменьшением тепловых нагрузок производственных и теплофикационных отборов. Уменьшение тепловой нагрузки приводит к некоторому расширению диапазона возможного изменения электрической мощности при работе по электрическому графику нагрузок за счет уменьшения мощности, вырабатываемой на тепловом потреблении. Резерв тепловой мощности регулируемых отборов, как производственного, так и теплофикационного имеется;
- перспективные режимы работы турбоагрегата Т-50-130 ст. № 3 обусловлены его предполагаемой модернизацией с переводом на работу с противодавлением теплофикационных параметров и соответствующей перемаркировкой в турбоагрегат Р-40-130/1,2 в 2018 году; после этого электрическая мощность турбины будет полностью обусловлена тепловой нагрузкой с сетевой водой; имеется существенный резерв тепловой мощности;
- турбоагрегат Т-50-130 ст. № 4 выведен из эксплуатации в 2015 году;
- турбоагрегат Т-50-130 ст. № 5 выводится из эксплуатации с 2017 года;
- перспективные режимы работы турбоагрегата Т-120/130-130-8МО ст. № 6 характеризуются постепенным уменьшением тепловой нагрузки регулируемого теплофикационного отбора, что обусловлено общей динамикой уменьшения отпуска тепловой энергии с горячей водой от Кировской ТЭЦ-4; резерв тепловой мощности теплофикационного отбора имеется;
- перспективные режимы работы энергетических котлов характеризуются некоторым уменьшением средней тепловой нагрузки, что соответствует общей динамике уменьшения отпуска тепловой энергии с горячей водой от Кировской ТЭЦ-4; при этом к 2033 году, даже с учетом предполагаемых выводов котлов из эксплуатации остается достаточный резерв тепловой мощности группы котлов;
- перспективные режимы работы пиковых водогрейных котлов характеризуются постепенным уменьшением отпуска тепла от них, что будет возможным по причине общего уменьшения отпуска тепла от Кировской ТЭЦ-4; передача всей тепловой нагрузки на турбоагрегаты при низких температурах наружного воздуха нецелесообразна (а в ряде режимов невозможна), поскольку это приведет к соответствующему увеличению давления пара в камерах регулируемых теплофикационных отборов и ухудшению показателей тепловой экономичности по выработке электроэнергии.

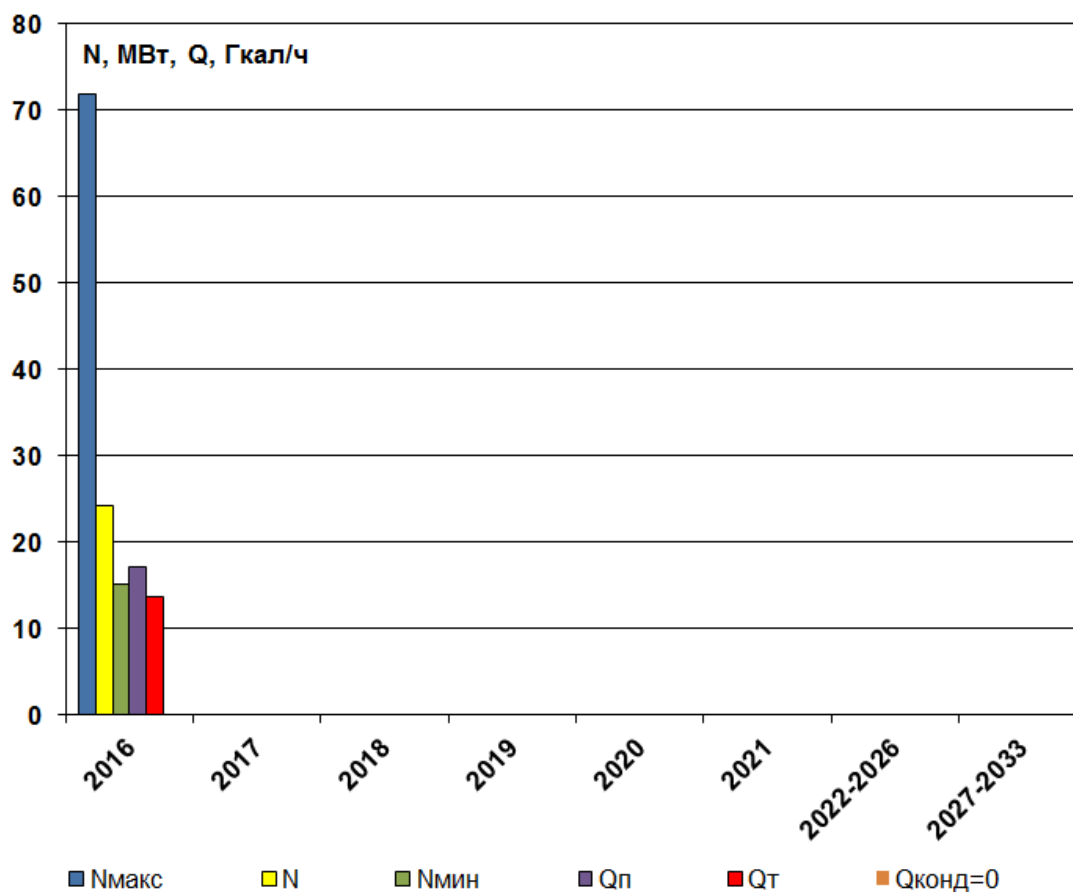


Рис. 6.4.1. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата
ПТ-60-130 ст. № 1 на 2016 - 2033 годы

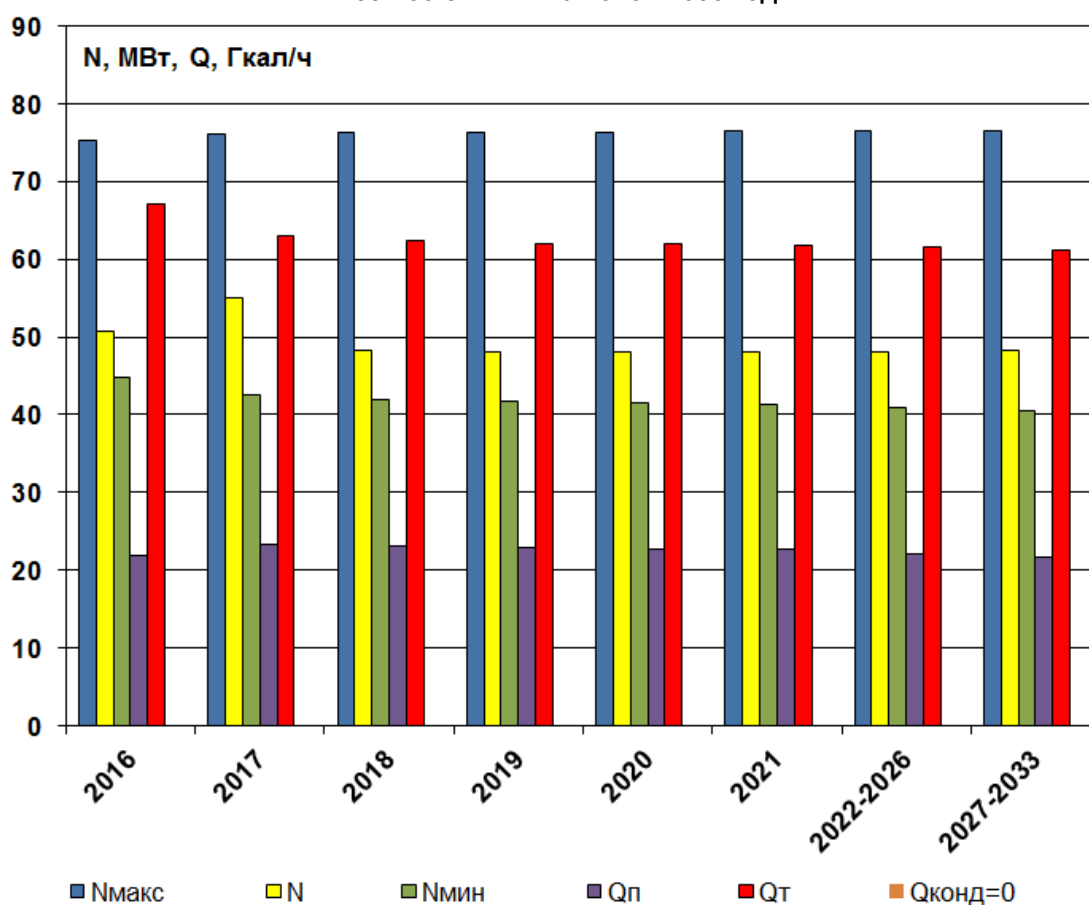


Рис. 6.4.2. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата
Тп-65/75-12,8 ст. № 2 на 2016 - 2033 годы

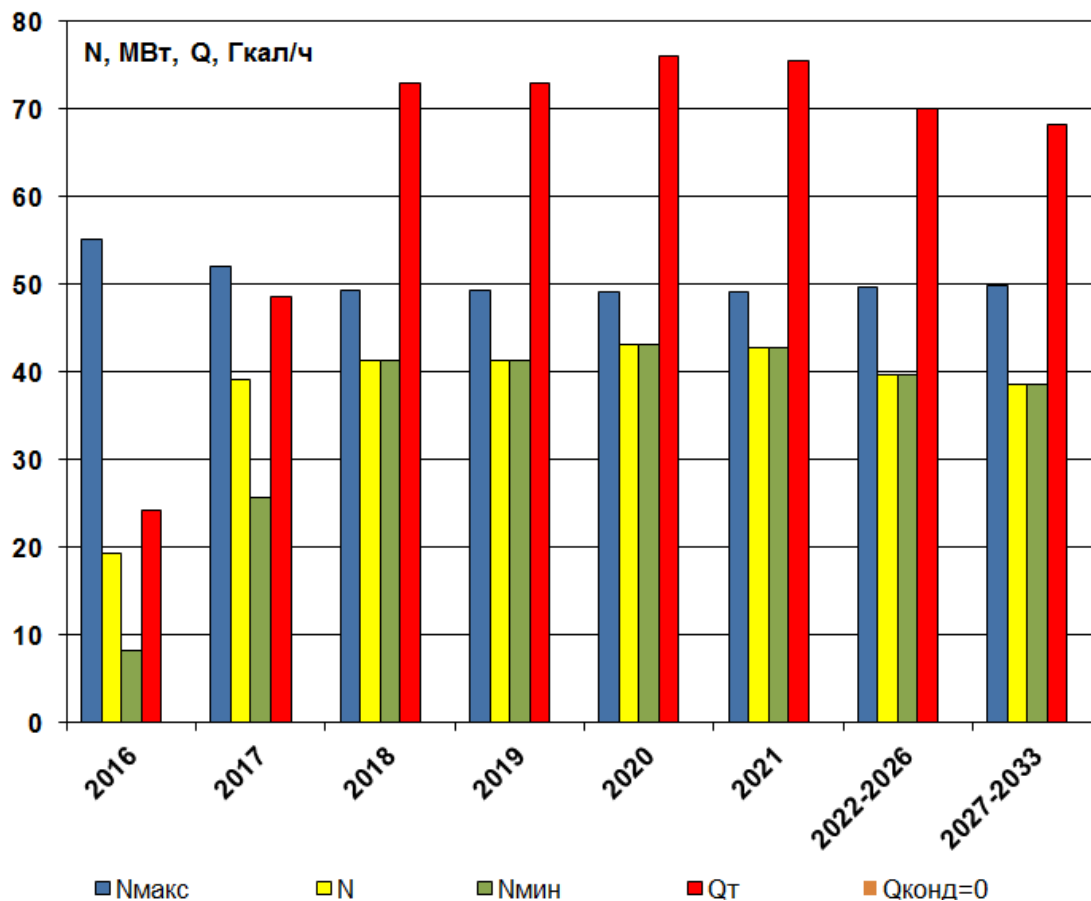


Рис. 6.4.3. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата Т-50-130 ст. № 3 (с 2018 года – Р-40-130/1,2) на 2016 - 2033 годы



Рис. 6.4.4. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата Т-50-130 ст. № 4 на 2016 - 2033 годы

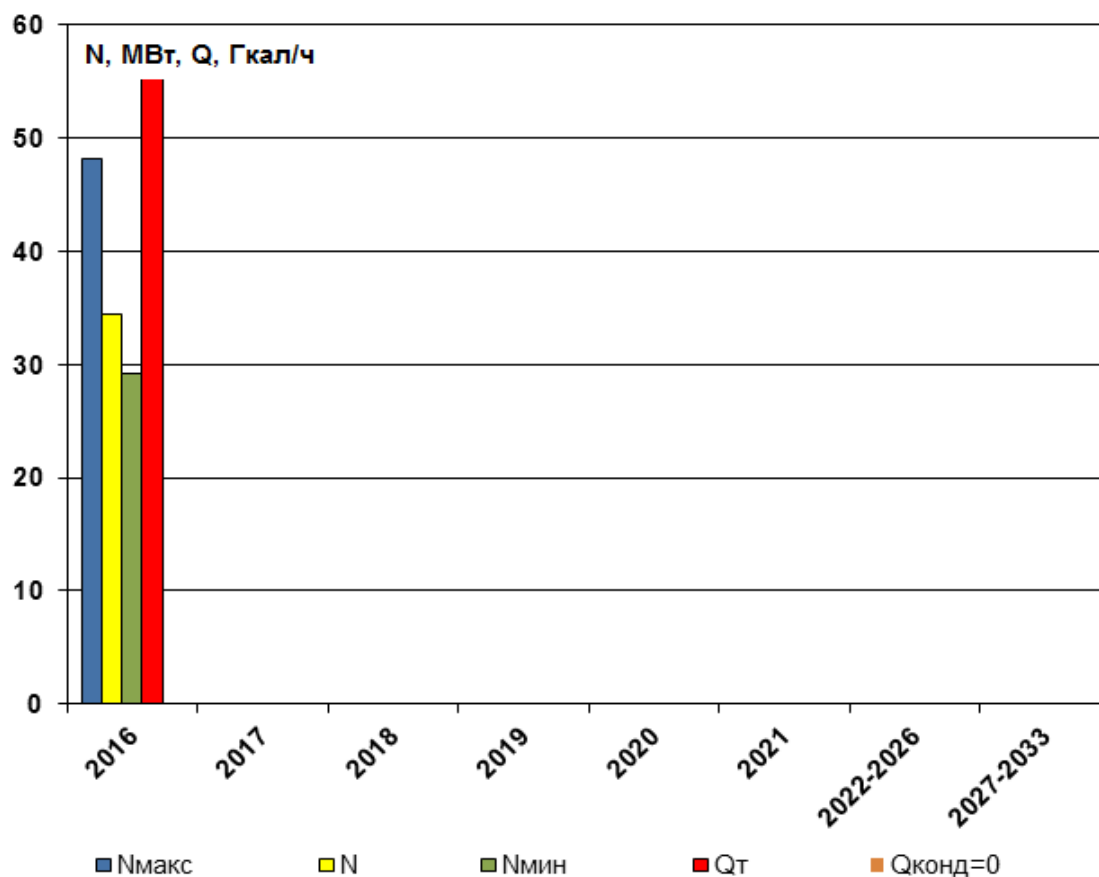


Рис. 6.4.5. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата Т-50-130 ст. № 5 на 2016 - 2033 годы

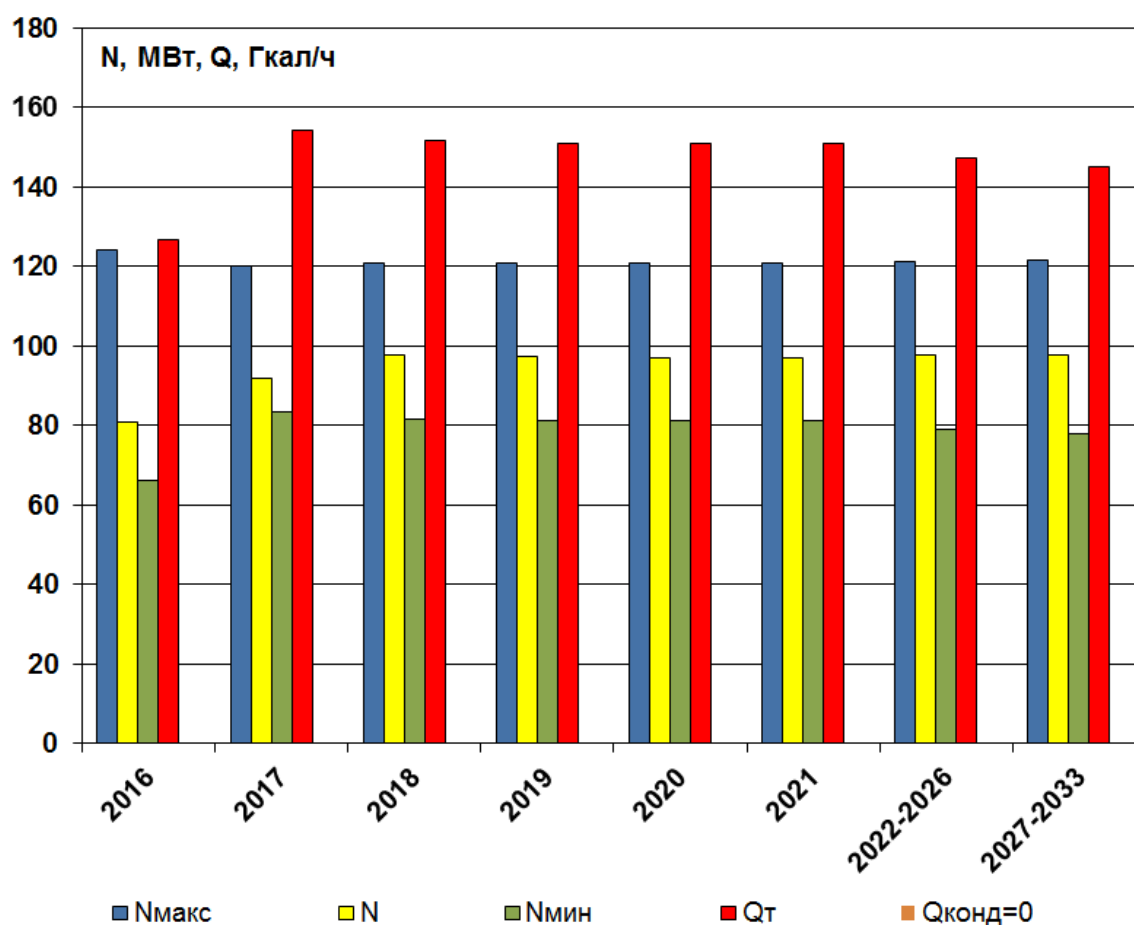


Рис. 6.4.6. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата Т-120/130-130-8МО ст. № 6 на 2016 - 2033 годы

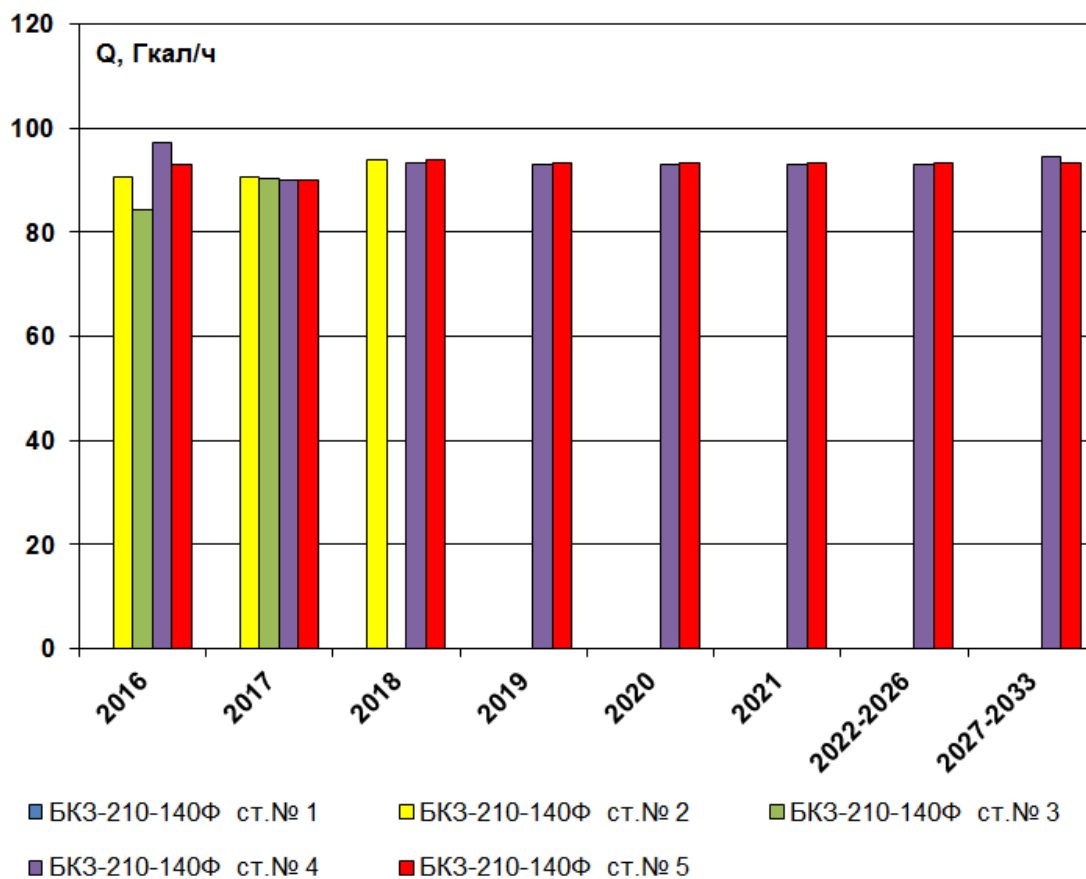


Рис. 6.4.7. Показатели перспективных режимов загрузки энергетических котлов ст. № 1-5 на 2016 - 2033 годы

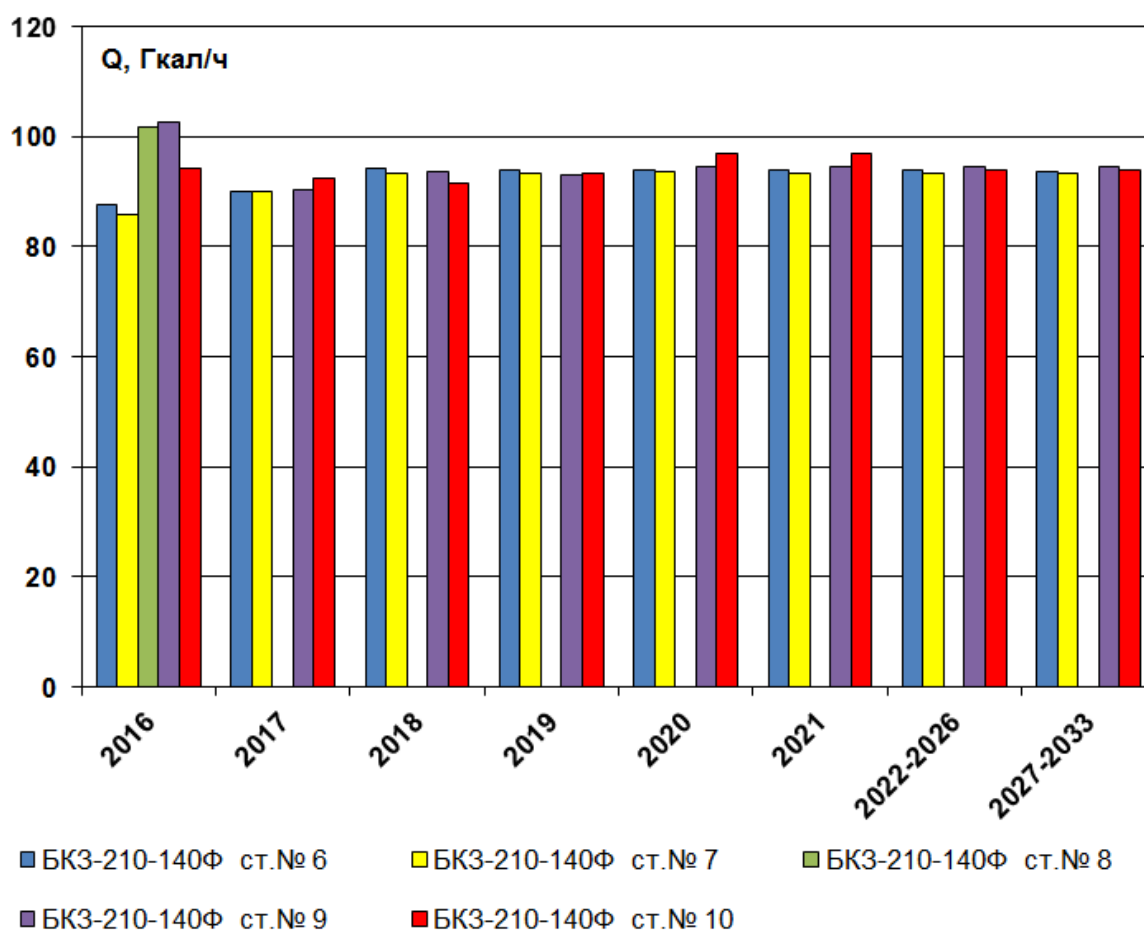


Рис. 6.4.8. Показатели перспективных режимов загрузки энергетических котлов ст. № 6-10 на 2016 - 2033 годы

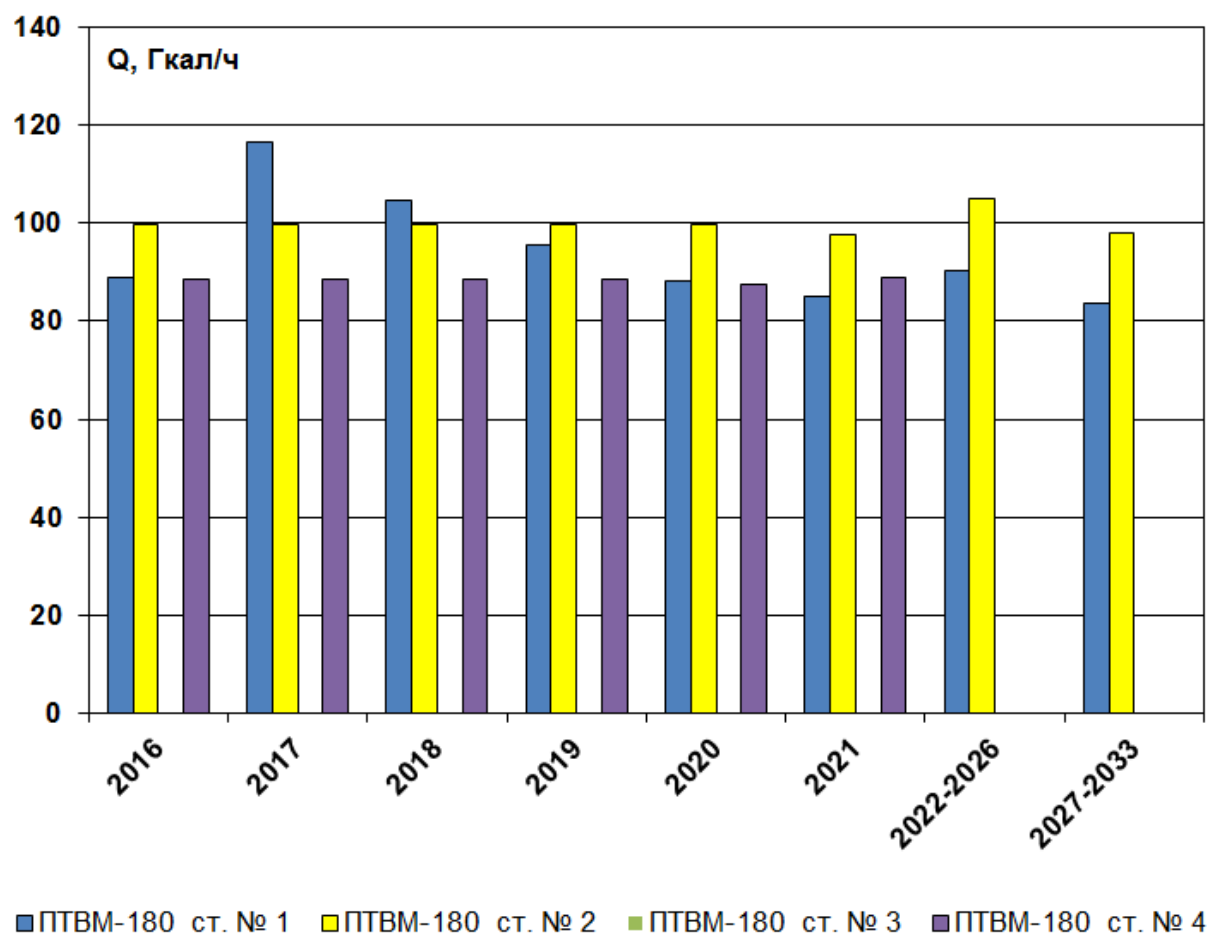


Рис. 6.4.9. Показатели перспективных режимов загрузки пиковых водогрейных котлов на 2016 - 2033 годы

6.5. Анализ результатов расчета по Кировской ТЭЦ-5

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей Кировской ТЭЦ-5 на период 2016 – 2033 годы, а также показатели перспективных режимов загрузки оборудования приведены на рис. 6.5.1–6.5.5. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы:

- перспективные режимы работы турбоагрегата ПТ-80-130 ст. № 1 характеризуются изменением нагрузки теплофикационного отбора. Увеличение тепловой нагрузки приводит к некоторому сужению диапазона возможного изменения электрической мощности при работе по электрическому графику нагрузок за счет увеличения мощности, вырабатываемой на тепловом потреблении. Резерв тепловой мощности регулируемых отборов, как производственного, так и теплофикационного имеется;

- перспективные режимы работы турбоагрегатов Т-185-130 ст. № 2 и 3 характеризуются некоторым увеличением тепловой нагрузки регулируемого теплофикационного отбора, что обусловлено общей динамикой увеличения отпуска тепловой энергии с горячей водой от Кировской ТЭЦ-5. Резерв тепловой мощности регулируемого теплофикационного отбора имеется. Увеличение тепловой нагрузки приводит к некоторому сужению диапазона возможного изменения электрической мощности при работе по электрическому графику нагрузок за счет увеличения мощности, вырабатываемой на тепловом потреблении;

- перспективные режимы работы энергетических котлов характеризуются изменением средней тепловой нагрузки в соответствии с общей динамикой изменения отпуска тепловой энергии с горячей водой от Кировской ТЭЦ-5 и увеличением электрической нагрузки ТЭЦ при переходе от режима 2016 года к режиму 2017 года. При этом к 2033 году остается существенный резерв тепловой мощности энергетических котлов;

- перспективный отпуск тепла от ПВК принят неизменным и равным отпуску тепла ПВК в базовом периоде (за исключением передачи нагрузки ПВК ст. № 2 на ПВК ст. № 1 в соответствии с планом вывода ПВК ст. № 2 в консервацию). Это обусловлено нецелесообразностью передачи все тепловой нагрузки на турбоагрегаты при низких температурах наружного воздуха с соответствующим увеличением давления пара в камерах регулируемых теплофикационных отборов и ухудшением показателей тепловой экономичности по выработке электроэнергии, а также ограничениями, обусловленными необходимостью обеспечения утвержденного температурного графика регулирования отпуска тепловой энергии от ТЭЦ с горячей водой.

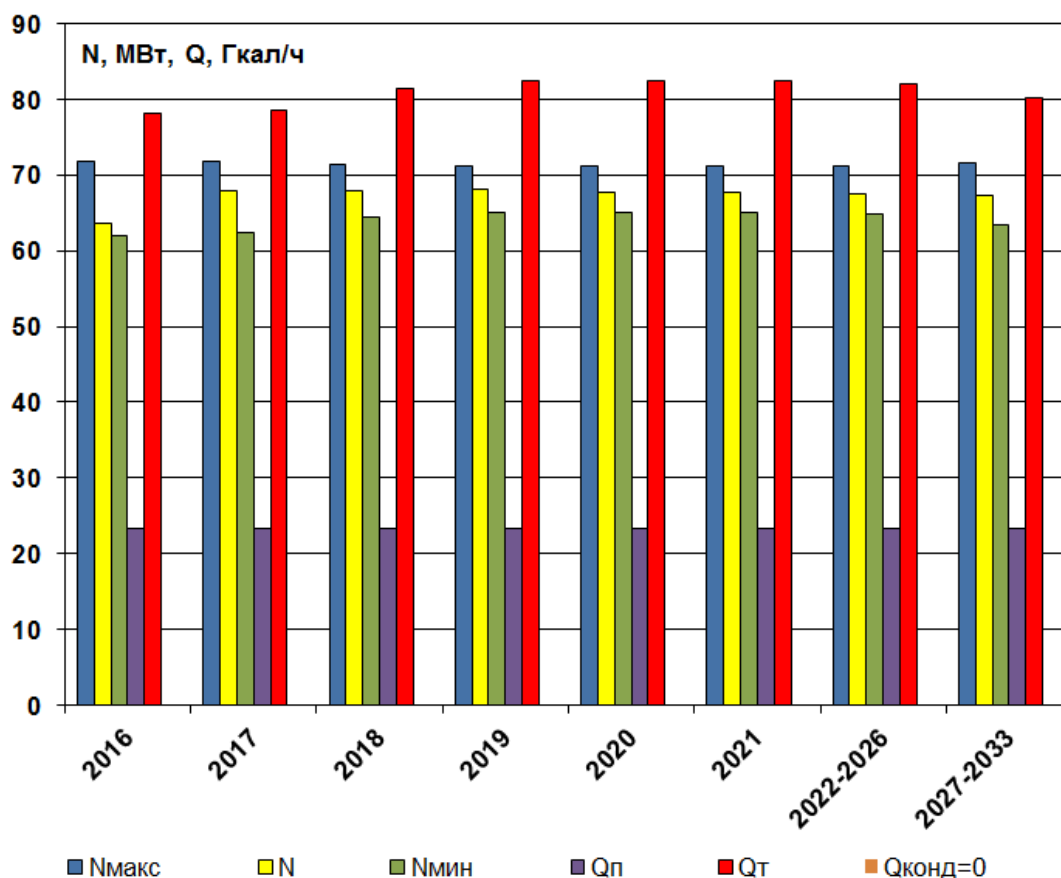


Рис. 6.5.1. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата
ПТ-80-130 ст. № 1 на 2016 - 2033 годы

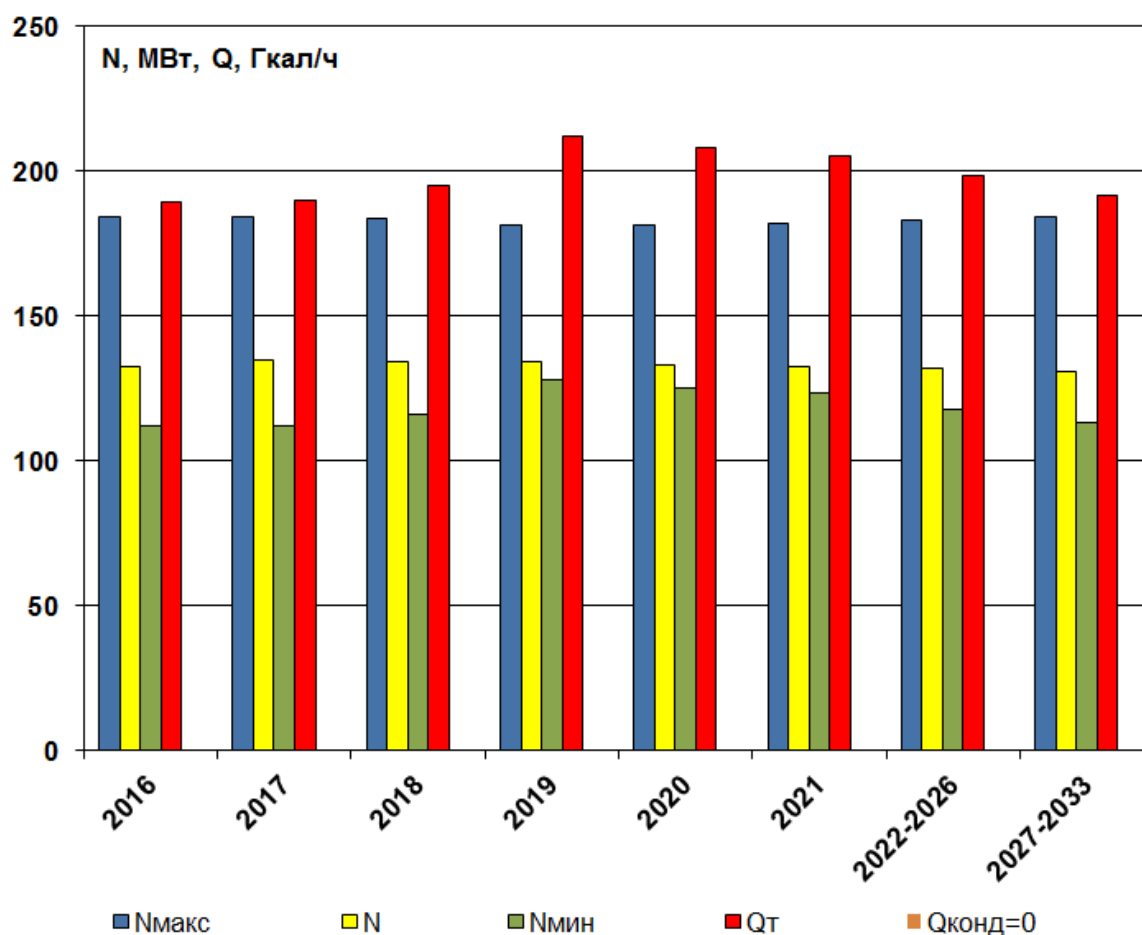


Рис. 6.5.2. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата
Т-185-130 ст. № 2 на 2016 - 2033 годы

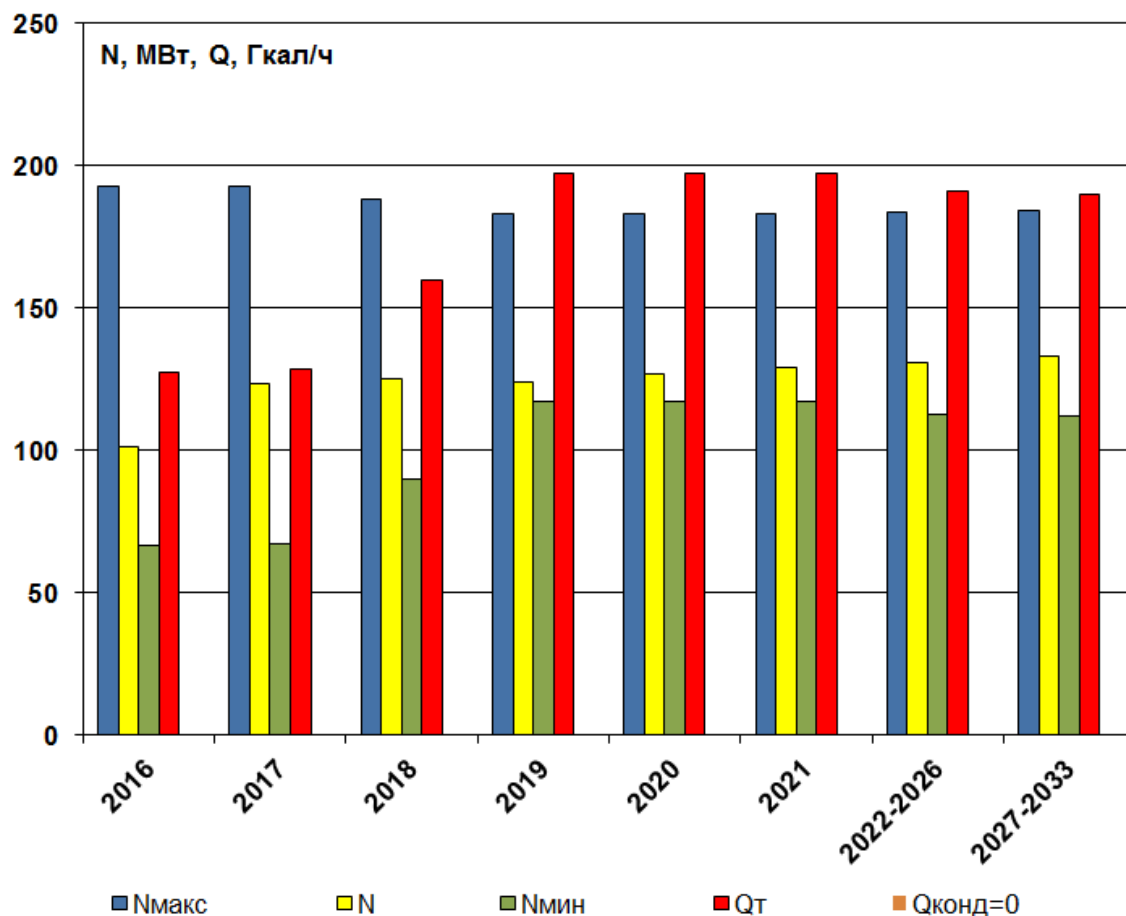


Рис. 6.5.3. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата Т-185-130 ст. № 3 на 2016 - 2033 годы

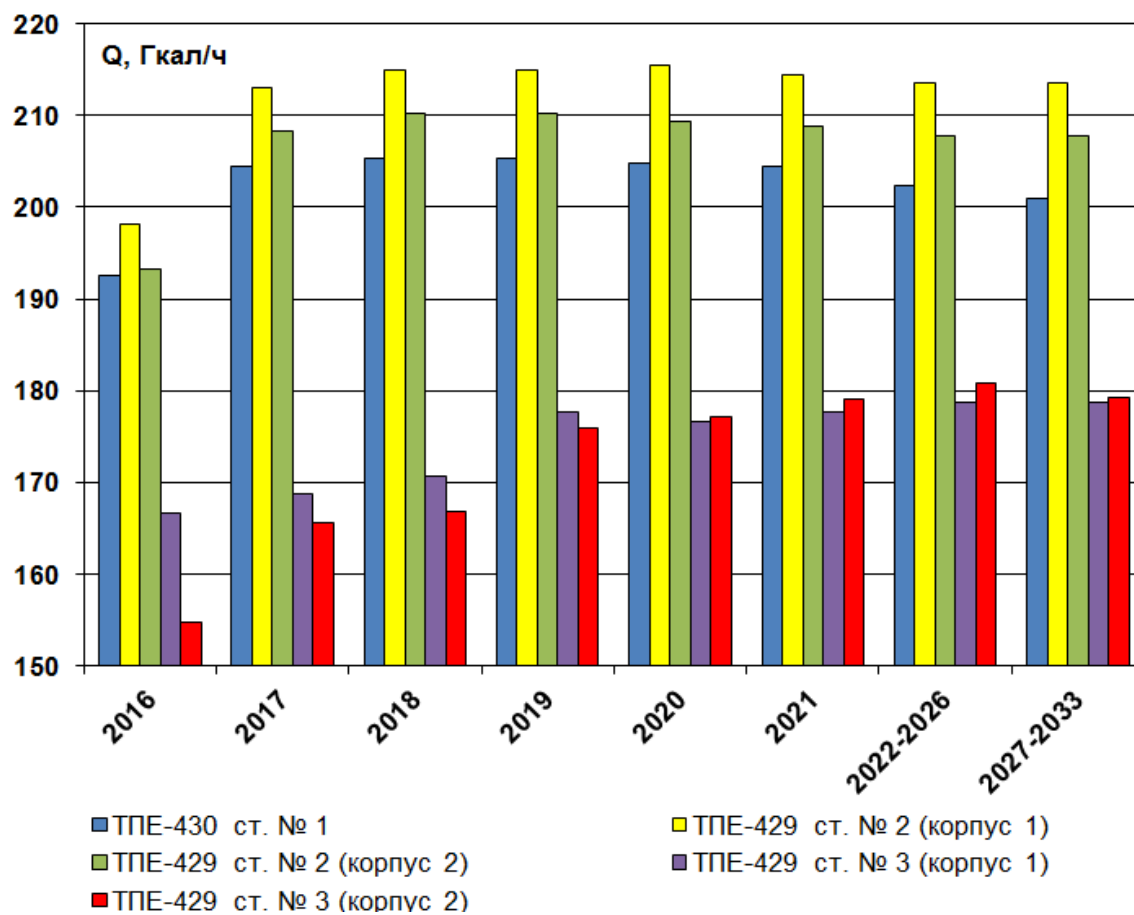


Рис. 6.5.4. Показатели перспективных режимов загрузки энергетических котлов на 2016 - 2033 годы

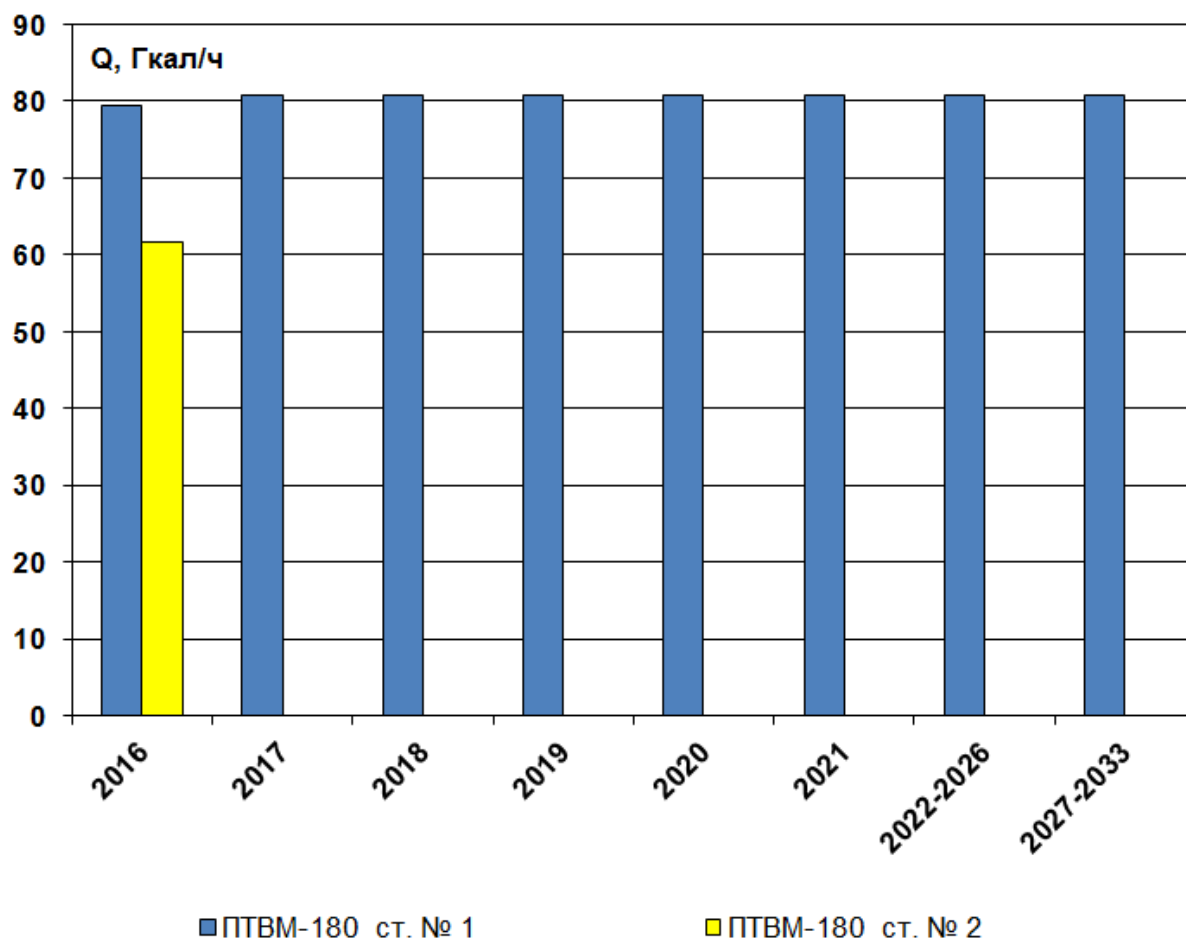


Рис. 6.5.5. Показатели перспективных режимов загрузки пиковых водогрейных котлов на 2016 - 2033 годы

Раздел 7. Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива в Схеме теплоснабжения г. Киров

7.1. Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива в Схеме теплоснабжения г. Киров для Кировских ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5

Прогнозируемые изменения суммарного расхода условного на период 2017 – 2032 гг. по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 приведены в табл. 7.1.1.

Таблица 7.1.1

№ п/п	Показатель	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2032
1	Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.	67,278	62,910	62,796	62,441	62,152	61,875	60,998	60,270
2	Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.								
	- физический метод	4,957	4,223	4,247	4,198	4,161	4,073	3,934	3,824
	- пропорциональный метод	14,073	12,570	12,663	12,566	12,493	12,257	11,948	11,701
3	Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.								
	физический метод	62,321	58,686	58,548	58,243	57,992	57,802	57,064	56,445
	пропорциональный метод	53,205	50,780	50,689	50,487	50,321	50,195	49,708	49,300

Коэффициент использования топлива в прогнозируемом периоде изменяется незначительно (рис. 7.1.1). Динамика изменения расхода условного топлива суммарно по Кировских ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 в прогнозируемом периоде приведена на рис. 7.1.2.

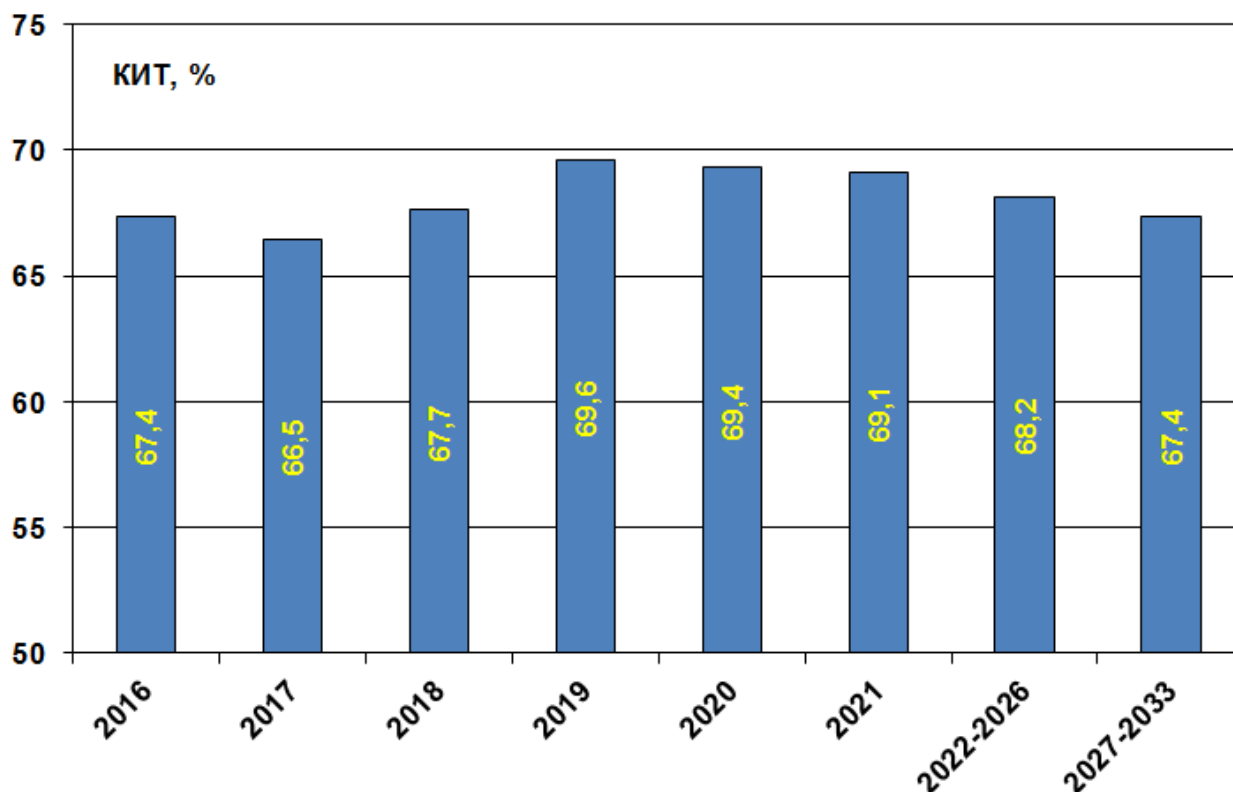


Рис. 7.1.1. Прогноз на 2016 - 2033 годы изменения коэффициента использования топлива суммарно по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5

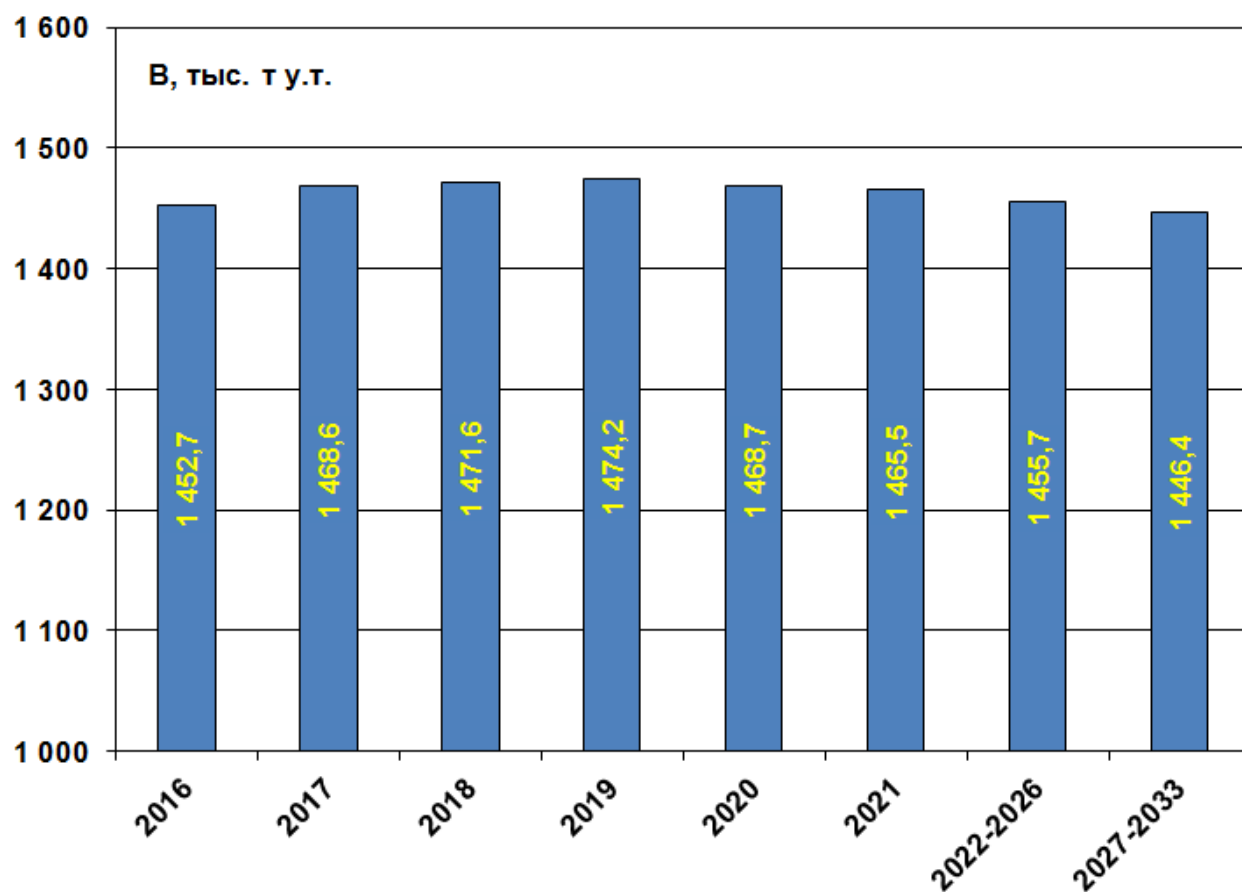


Рис. 7.1.2. Прогноз на 2016 - 2033 годы изменения расхода условного топлива суммарно по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5

7.2. Рекомендации по видам используемого топлива в Схеме теплоснабжения г. Киров для Кировских ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5

Проектным топливом на ТЭЦ-1 является природный газ. Резервное топливо – мазут.

Проектное топливо энергетических котлов ТЭЦ-4 – торф, природный газ (для котла ст. № 9 еще и кузнецкий уголь), резервное - кузнецкий каменный уголь марки ГР и ДР, топочный мазут марки М-100. Кузнецкий уголь используется для покрытия пиковых нагрузок в зимний период, мазут - для растопки энергетических котлов и подсветки при сжигании торфа. Проектное топливо пиковых котлов - природный газ, резервное - мазут.

Основное топливо энергетических котлов ТЭЦ-5 - кузнецкий каменный уголь марки СС, резервное - природный газ. Топочный мазут марки М-100 на энергетических котлах используется при выводе в ремонт газопроводов и ГРС и является аварийным топливом.

Основное топливо пиковых котлов - природный газ, аварийное - мазут.

Количество сожжённого основного и резервного топлив на ТЭЦ-1, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5 за 2010 - 2016 гг. представлено в табл. 7.2.1. Соотношение видов топлива в топливном балансе станции представлено на рис. 7.2.1 - 7.2.2.

Таблица 7.2.1

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ТЭЦ-1									
1	Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. тунт	77,591	87,600	76,142	77,086	73,694	70,071	67,278
1.1	природный газ	тыс. тунт	77,591	87,600	76,142	76,970	73,291	70,071	67,278
1.2	каменный уголь	тыс. тунт	0	0	0	0	0	0	0
1.3	фрезерный торф	тыс. тунт	0	0	0	0,116	0,403	0	0
1.4	мазут	тыс. тунт	0	0	0	0	0	0	0
2	Затрачено натурального топлива:	-	-	-	-	-	-	-	-
2.1	природный газ	млн. м ³	67,062	75,713	65,810	66,525	63,345	60,930	58,500
2.2	каменный уголь	тыс. тонн	0	0	0	0	0	0	0
2.3	фрезерный торф	тыс. тонн	0	0	0	0,367	1,275	0	0
2.4	мазут	тыс. тонн	0	0	0	0	0	0	0
ТЭЦ-4									
1	Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. тунт	780,390	766,690	791,620	721,910	790,570	685,650	672,210
1.1	природный газ	тыс. тунт	527,170	558,000	578,540	587,270	554,580	541,060	541,270
1.2	уголь, торф	тыс. тунт	252,650	202,700	212,960	134,640	234,880	144,590	130,910
1.3	мазут	тыс. тунт	0,570	5,980	0,120	0,000	1,110	0,000	0,030
2	Затрачено натурального топлива:	-							
2.1	природный газ	млн. м ³	458,220	483,780	499,980	506,270	475,420	470,290	469,280
2.2	уголь, торф	тыс. тонн	676,290	599,830	673,890	426,050	743,250	387,040	387,390
2.3	мазут	тыс. тонн	0,420	4,410	0,090	0,000	0,840	0,000	0,020
ТЭЦ-5									
1	Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. тунт	872,533	812,658	860,592	837,041	897,002	776,84	713,18
1.1	природный газ	тыс. тунт	685,075	719,76	760,225	608,616	371,925	308,13	355,96
1.2	мазут	тыс. тунт	0,441	0,102	0,102	0,010	0,047	0	0
1.3	уголь	тыс. тунт	187,017	90,3	100,265	228,414	525,030	468,709	357,217

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
2	Затрачено натурального топлива:	-	-	-	-	-	-		
2.1	природный газ	млн. м ³	595,173	622,869	656,919	525,912	321,385	267,69	308,04
2.2	мазут	тыс. тонн	0,322	0,076	0,074	0,008	0,034	0	0
2.3	уголь	тыс. тонн	219,56	117,8	150,91	343,789	790,228	619,229	465,126

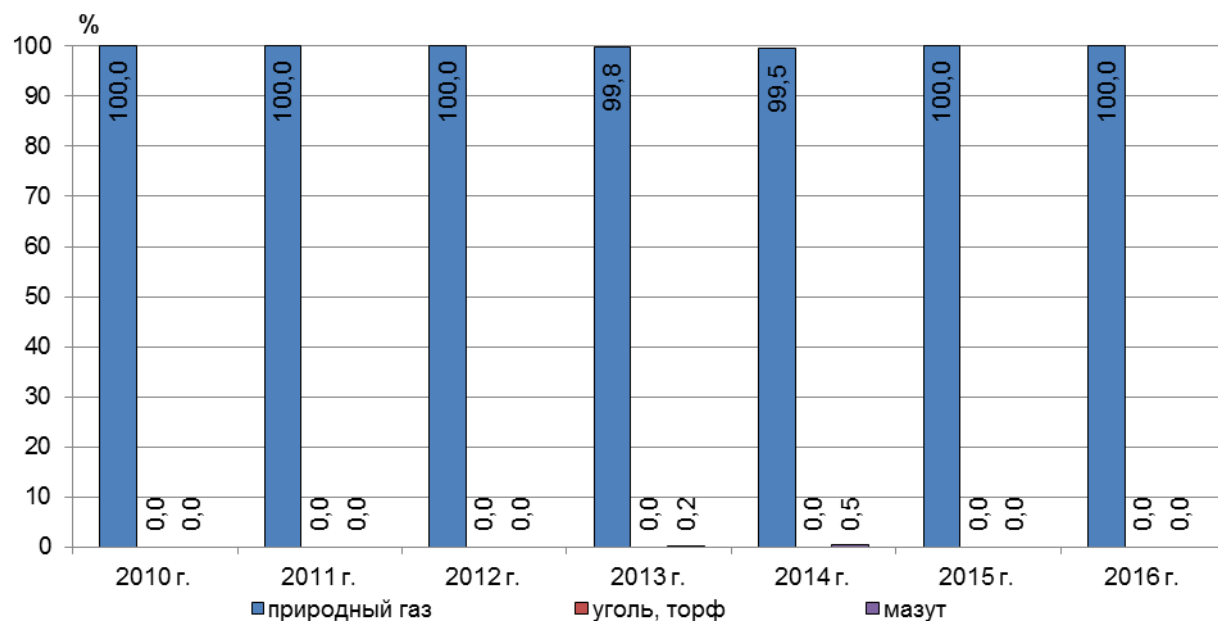


Рис. 7.2.1. Соотношение видов топлива в топливном балансе Кировской ТЭЦ-1

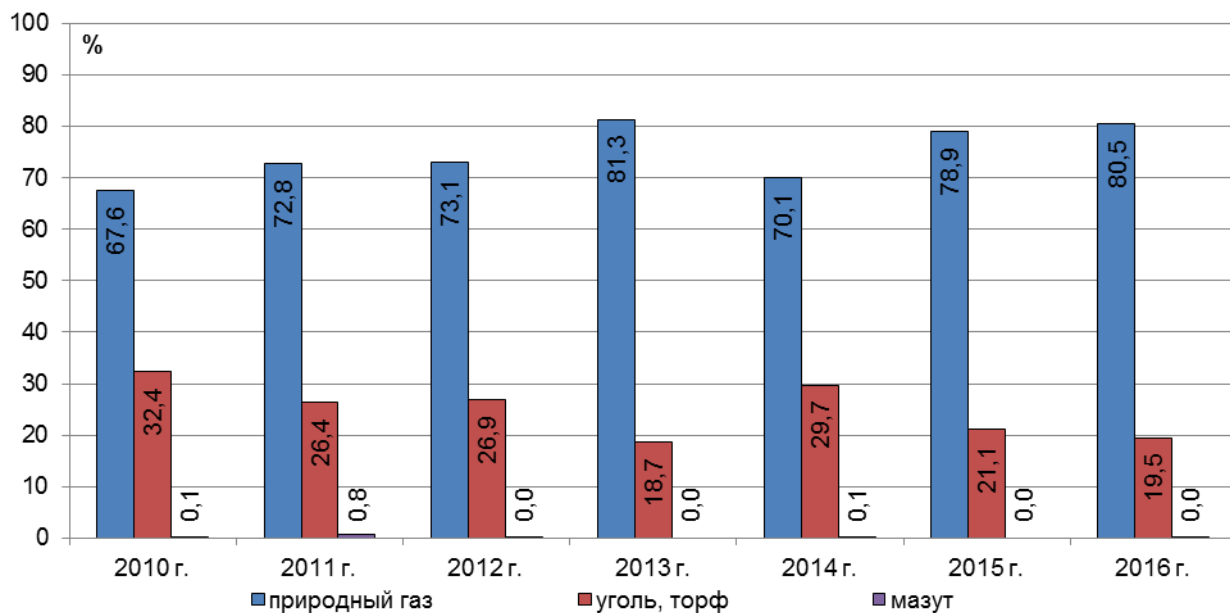


Рис. 7.2.2. Соотношение видов топлива в топливном балансе Кировской ТЭЦ-4

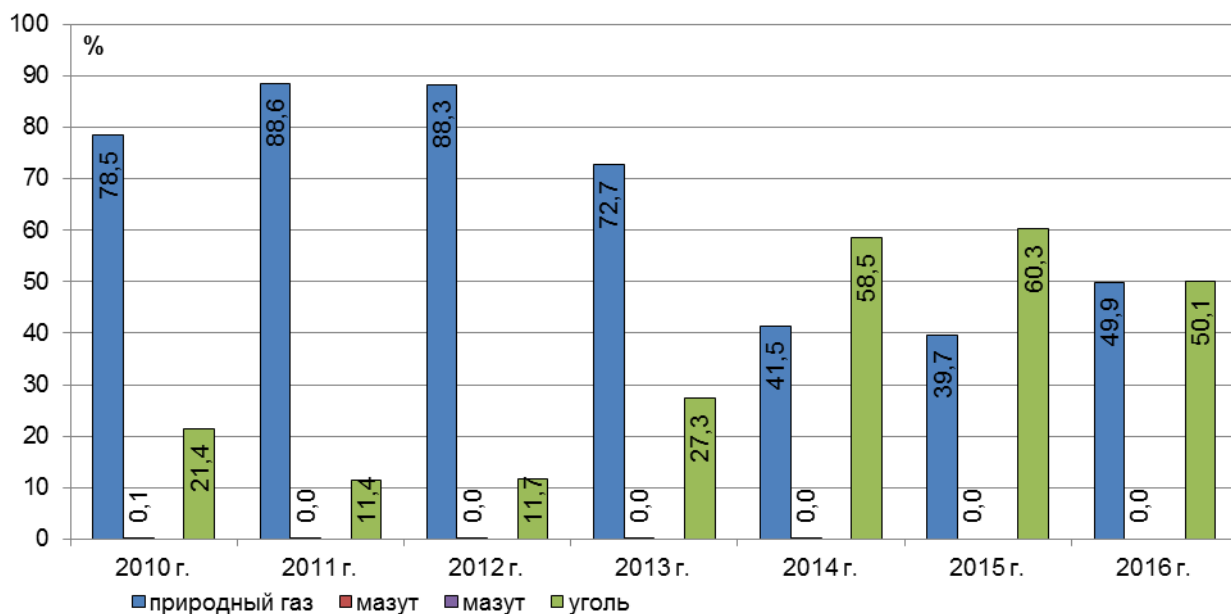


Рис. 7.2.3. Соотношение видов топлива в топливном балансе Кировской ТЭЦ-5

На Кировской ТЭЦ-1 в период 2010 – 2016 гг. не менее 99,5 % сожженного топлива приходилось на природный газ. На Кировской ТЭЦ-4 доля природного газа за период 2012 – 2016 гг. увеличилась с 67,5 % до 80,5 %. На Кировской ТЭЦ-5 доля природного газа в тот же период возросла снизилась с 88,6 % до 49,9 % с увеличением доли угля с 11,4 % до 50,1 %.

Исходя из выше изложенного в Схеме теплоснабжения г. Киров для ТЭЦ-1 основным топливом останется природный газ. Для ТЭЦ-4 прогнозируется дальнейшее увеличение доли природного газа в топливном балансе и сокращение использования угля и торфа. На ТЭЦ-5 доля природного газа и угля останется примерно одинаковой.

Раздел 8. Выполненные в 2015, 2016 гг. мероприятия по реконструкции источников теплоснабжения

8.1. Закрытые источники теплоснабжения

Перечень закрытых в 2015, 2016 гг. неэффективных котельных в г. Кирове:

1. Котельная ЗАО «Сувенир», работавшая на дровяном топливе. Для отопления её потребителей (жилого дома по адресу: сл. Луговые, ул. Луговая, 76) была построена малая блочно-модульная газовая котельная.
2. Котельная 10.1 в пос. Победилово, работавшая на мазуте. Потребители были переведены на новую БМК.
3. Котельная 10.2 в пос. Захарищевы, работавшая на угле. Потребители были переведены на новую БМК.
4. Котельная 11.6 в с. Русское, работавшая на дровяном топливе. Потребители были переведены на новую БМК. Стоимость мероприятия с НДС составила 1383,5 тыс. руб.

8.2. Новые источники теплоснабжения

1. Установка блочно-модульной газовой котельной в пос. Костино в 2016 г. Стоимость мероприятия с НДС составила 79127,4 тыс. руб.
2. Строительство нового источника тепловой энергии в микрорайоне Радужный в 2015 г. Стоимость мероприятия с НДС составила 220 173,66 тыс. руб.
3. Строительство блочной котельной в п. Победилово взамен мазутной котельной тепловой мощностью 2,08 МВт.
4. Установка блочно-модульной газовой котельной в пос. Захарищевы тепловой мощностью 2,68 МВт.

8.3. Реконструкция источников теплоснабжения

Перечень проектов по реконструкции и модернизации оборудования ТЭЦ-1, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5 выполненных в 2015, 2016 гг. приведены в табл. 8.3.1.

Таблица 8.3.1

№ п/п	Мероприятия	Дата начала и окончания	Объем финансирования на момент реализации с НДС, тыс. руб
ТЭЦ-1			
1	Реконструкция химводоочистки	2015-2016	62 582,10
2	Реконструкции дымососа котла № 7	2014-2015	2 987,85
3	Реконструкция сети собственных нужд	2015-2016	21 904,15
ТЭЦ-4			
1	Реконструкция и монтаж турбоагрегатов Тп-65-130 ст. № 2, Т-120-130 ст. № 6	2014-2017	3 161 754,74
		в том числе за 2015-2016 гг.	2 758,01
2	Реконструкция градирни №4	2015	280 000,0
ТЭЦ-5			
1	Реконструкция градирен № 1, 2	2015	86 877,44
2	Внедрение регулируемого привода подпиточного насоса	2015	38 086,86
3	Оснащение энергетических котлов системой очистки поверхностей нагрева котлоагрегатов 2А, 2Б	2015-2019	41 142,75
		в том числе за 2015-2016 гг.	8 274,06
4	Внедрение частотных регулируемых приводов питательных насосов ПЭ 500-180 блоков 2, 3	2015-2019	152 083,32
		в том числе за 2015-2016 гг.	94 556,39

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 22.02.2012г. № 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 29.12.2012 г.
5. Приказ Минэнерго России от 30.12.2008 N 323 (ред. от 10.08.2012) "Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии" (вместе с "Порядком определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии") (Зарегистрировано в Минюсте России 16.03.2009 N 13512).
6. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. N 325 "Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя".
7. 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".
8. Постановление Правительства РФ от 13.02.2006 г. № 83 «Правила определения и предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения»
9. Постановление Правительства РФ от 16.04.2012 № 307 «О ценообразовании в теплоэнергетике»
10. 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.
11. 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).
12. 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).
13. Методические указания по прогнозированию удельных расходов топлива. РД 153-34.0-09.115-98: Разраб. производственной службой топливоиспользования открытого акционерного общества «Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС», отделом топливоиспользования Департамента электри-

ческих станций РАО «ЕЭС России», утв. Российским акционерным обществом энергетики и электрификации «ЕЭС России» 27 февраля 1998 г., ввод. в действие с 01.08.99.

14. Методика расчета минимальной мощности теплоэлектроцентрали. СО 34.09.457-2004: Разраб. Филиалом ОАО «Инженерный центр ЕЭС» - «Фирма ОРГРЭС», утв. Департаментом электрических станций Российского открытого акционерного общества энергетики и электрификации «ЕЭС России» 10.03.2004.

15. Государственные сметные нормативы НЦС 81-02-2012 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2012 (утв. приказом Министерства регионального развития РФ от 30 декабря 2011 г. N 643)

16. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» (утв. 1 сентября 2003 г. постановлением Госстроя России от 24.06.2003 г. № 110)

17. Методические указания по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала (Приказ Федеральной службы по тарифам от 30 марта 2012 г. N 228-э).

18. РД 153-34.1-09.321-2002. «Методика экспресс-оценки экономической эффективности энергосберегающих мероприятий на ТЭС»

19. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (утв. Минэкономики РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ от 21 июня 1999 г. N ВК 477)

20. ВСН 29-95. Ведомственные строительные нормы по проектированию и бесканальной прокладке в г. Москве городских двухтрубных тепловых сетей из труб с индустриальной теплоизоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке.

21. СНиП 23-01-99 Строительная климатология. Москва, 2000 г.

22. СП 41-103-2000 «Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов».

23. МДК 4-05.2004 «Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения», утв. Госстроем России 12.08.2003.

24. ГОСТ 30732-2006 «Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой. Технические условия».

25. Слепченко В.С., Кузнецов Е.П., Зак М.Л., Быстров В.Д. «Расчет потребности в ресурсах для производства и передачи тепловой энергии». СПб: ФГОУ ДПО «ПЭ-ИПК», 2010.

26. Ковалевский В.Б. Петухов Ю.С. Техничко-экономические показатели теплоизолированных труб для тепловых сетей бесканальной прокладки.