

Закрытое Акционерное Общество

«ИВЭНЕРГОСЕРВИС»

Юр. адрес: 153002, г. Иваново, ул. Шестернина, д. 3, тел/факс: (4932) 37-22-02

ИНН 3731028511, КПП 370201001, ОГРН 1033700079951

ОКПО 44753410, ОКОНХ 71100

e-mail: office@ivenser.com

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО «ГОРОД ПЕНЗА» Актуализация на 2015 г.



**Обосновывающие материалы
к схеме теплоснабжения**

**Книга 5. Мастер-план
разработки вариантов развития
схемы теплоснабжения г. Пензы**

«УТВЕРЖДАЮ»

Главный инженер
Филиала «Пензенский»
ПАО «Т Плюс»

_____ А.Б. Постнов
« ____ » _____ 2015 г.

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО «ГОРОД ПЕНЗА» Актуализация на 2015 г.

**Обосновывающие материалы
к Схеме теплоснабжения г. Пенза**

**Книга 5. Мастер-план
разработки вариантов развития схемы
теплоснабжения г. Пензы**

Генеральный директор
ЗАО «Ивэнергосервис»

_____ Е.В. Барочкин
« ____ » _____ 2015 г.

Оглавление

Общие положения	5
Раздел 1. Варианты развития схемы теплоснабжения г. Пенза, включенные в мастер-план	6
1.1. Основные сценарии развития источников тепловой мощности для схемы теплоснабжения г. Пенза.....	6
1.2. Варианты организации централизованного теплоснабжения на перспективных площадках строительства № 107, 108	7
Раздел 2. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии	9
2.1. План развития источников теплоснабжения г. Пензы	9
2.2. Существующее состояние оборудования Пензенской ТЭЦ-1.....	10
2.3. Альтернативный вариант организации централизованного теплоснабжения на перспективных площадках строительства № 107, 108.....	13
Раздел 3. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей	17
3.1. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей.....	17
3.2. Выводы по перспективным балансам производительности ВПУ	20
Раздел 4. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.....	21
Раздел 5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей	23
5.1. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение и обеспечение перспективных приростов тепловой нагрузки	23
5.2. Альтернативный вариант организации централизованного теплоснабжения на перспективных площадках строительства № 107, 108.....	25
Раздел 6. Перспективные топливные балансы	28
6.2. Исходные данные по базовому периоду	29
6.3. Исходные данные по прогнозируемому периоду	32
6.4. Общие сведения об алгоритмах расчета и результаты расчетов ТЭП Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково» на период 2015 – 2029 гг.	34
Раздел 7. Анализ результатов расчетов технико-экономических показателей работы Пензенских ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково».....	43
7.1. Анализ результатов расчета по Пензенской ТЭЦ-1	43
7.2. Анализ результатов расчета по Пензенской ТЭЦ-2	54
7.3. Анализ результатов расчета по котельной «Арбеково»	59
7.4. Анализ интегральных результатов расчета по Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково»	62
7.5. Расчет суммарного потребления условного топлива Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково» на период 2015 – 2029 годы	67
Раздел 8. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива	78
8.1. Методика определения нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях ...	78
8.2. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива Пензенской ТЭЦ-1 филиала «Пензенский» ПАО «Т Плюс»	81
8.3. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива Пензенской ТЭЦ-2 филиала «Пензенский» ПАО «Т Плюс»	85
8.4. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива котельной «Арбеково»	88
8.5. Выводы по разделам 7 и 8.....	91
Раздел 9. Реконструкция газопровода	95
9.1. Реконструкция ГРС-4.....	95
Раздел 10. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	97

10.1. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку г. Пензы	97
10.2. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение и обеспечение перспективных приростов тепловой нагрузки	100
10.3. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства второй нитки газопровода от ГРС-4 до Пензенской ТЭЦ-1 и реконструкция газораспределительной станции ГРС-4	103
10.4. Общая оценка финансовых потребностей для осуществления строительства ПГУ-240 на Пензенской ТЭЦ-1, вывода из работы котельной Арбеково и передачи тепловой нагрузки на Пензенскую ТЭЦ-1, строительства второй нитки газопровода от ГРС-4 до Пензенской ТЭЦ-1 и реконструкция газораспределительной станции – ГРС-4.....	105
10.5. Сравнительный анализ экономической эффективности предлагаемых вариантов развития схемы теплоснабжения г. Пензы.....	110
10.6. Выводы по разделу 10	112
10.7. Альтернативный вариант организации централизованного теплоснабжения на перспективных площадках строительства № 107, 108.....	113
Список использованных источников	116

Общие положения

Мастер-план схемы теплоснабжения предназначен для описания и обоснования отбора нескольких вариантов ее реализации, из которых будет выбран рекомендуемый вариант.

Каждый вариант должен обеспечивать покрытие перспективного спроса на тепловую мощность, возникающего в городе, и критерием этого обеспечения является выполнение балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и спроса на тепловую мощность при расчетных условиях, заданных нормативами проектирования систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения объектов теплопотребления.

Выполнение текущих и перспективных балансов тепловой мощности источников и текущей и перспективной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии является главным условием для разработки сценариев (вариантов) мастер-плана.

Варианты мастер-плана формируют базу для разработки проектных предложений по новому строительству и реконструкции тепловых сетей для различных вариантов состава энергоисточников, обеспечивающих перспективные балансов спроса на тепловую мощность. После разработки проектных предложений для каждого из вариантов мастер-плана выполняется оценка финансовых потребностей, необходимых для их реализации и, затем, оценка эффективности финансовых затрат.

Раздел 1. Варианты развития схемы теплоснабжения г. Пенза, включенные в мастер-план

1.1. Основные сценарии развития источников тепловой мощности для схемы теплоснабжения г. Пенза

В мастер-плане схемы теплоснабжения г. Пенза сформирован **второй Вариант** развития **источников тепловой мощности, находящихся в собственности филиала «Пензенский» ПАО «Т Плюс»**, для Схемы теплоснабжения г. Пенза.

В варианте 1 (консервативном), который был принят в «Схеме теплоснабжения г. Пенза» предполагает покрытие перспективных нагрузок города путем реконструкции оборудования имеющихся в настоящее время источников тепловой мощности. В схеме теплоснабжения в результате обсуждения со всеми заинтересованными сторонами принят **«консервативный»** вариант развития источников теплоснабжения филиала «Пензенский» ПАО «Т Плюс».

При актуализации «Схемы теплоснабжения г. Пенза» в 2015 г. предполагается вернуться к рассмотрению более **динамичного** инновационного сценария развития источников тепловой мощности филиала «Пензенский» ПАО «Т Плюс».

По варианту 1 все предложения по реконструкции паротурбинного оборудования Пензенской ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и котельной Арбеково представлены в **Книге 6 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии»**. В **Книге 11** приведены результаты расчета финансовых потребностей в реализацию проектов реконструкции оборудования Пензенских ТЭЦ и котельной Арбеково.

Описание мероприятий по **Варианту 1** по развитию системы транспортировки теплоносителя с определением необходимых финансовых потребностей для реализации каждого из рассмотренных проектов приведены в **Книге 7 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них»**. Предложения по строительству основных и реконструкции тепломагистралей от всех источников тепловой энергии остаются неизменными для обоих вариантов развития схемы теплоснабжения г. Пензы.

В варианте 2 предполагается строительство на промплощадке Пензенской ТЭЦ-1 нового источника комбинированной выработки – парогазового блока электрической мощностью 240 МВт. Основанием для разработки данного сценария является необходимость развития в обозримом будущем нового высокоэффективного источника тепловой и электрической мощности в городе. В настоящий момент наиболее перспективным и экономичным способом использования природного газа для получения электрической и тепловой энергии является организация на источнике парогазового цикла, КПД которого по отпуску электроэнергии в конденсационном режиме достигает 55%.

В варианте 2 дополнительно предложено строительство тепломагистрали, необходимой для подачи тепловой энергии из района г.Пенза, который в настоящее время получает тепловую энергию котельной Арбеково, на ТЭЦ-1. Такое решение приведет к резкому увеличению выработки электрической энергии на тепловом потреблении на ТЭЦ-1 и значительному снижению удельного расхода топлива на её производство.

В варианте 2 все предложения по реконструкции котельных ООО «СКМ Энергосервис» и ОАО «Энергоснабжающее предприятие» остаются аналогичными предложениям, сформулированным в Варианте 1 в соответствующих Книгах обосновывающих материалов к «Схеме теплоснабжения г. Пенза»

По варианту 2 предложено:

1. Строительство новой тепломагистрали от котельной Арбеково до ТЭЦ-1. Трубопровод позволит осуществить передачу на Пензенскую ТЭЦ-1 теплоснабжения потребителей, которые в настоящее время получают тепловую энергию от котельной Арбеково.
2. Перевод котельной Арбеково в режим насосной станции и одновременно аварийного источника теплоснабжения с поддержанием трёх водогрейных котлов (два КВГМ-100 и один КВГМ-50) суммарной тепловой мощностью 250 Гкал/ч в резерве.
3. Строительства в городе нового источника комбинированной выработки – парогазового блока на промплощадке Пензенской ТЭЦ-1 электрической мощностью 240 МВт для покрытия перспективных тепловых и электрических нагрузок в период 2020 – 2021 гг.
4. Строительства второй нитки газопровода от ГРС-4, по которому производится подача природного газа на ТЭЦ-1, для увеличения его пропускной способности до 180 – 200 тыс. м³/ч.
5. Реконструкция газораспределительной станции – ГРС-4.

Мастер-план содержит перспективные показатели для варианта 2 развития генерирующих мощностей энергетического узла, выработанных в результате анализа планового изменения тепловых нагрузок источников тепловой энергии филиала «Пензенский» ПАО «Т Плюс».

Мастер-план разработки вариантов развития схемы теплоснабжения г. Пенза не повторяет предложений по строительству и реконструкции источников тепловой мощности, представленных в Книге 6.

В схеме теплоснабжения г. Пенза Вариант 2 динамичного развития источников тепловой мощности филиала «Пензенский» ПАО «Т Плюс» не был принят.

Дополнительно (без затрат по Варианту 1 в сумме около 6,4 млрд. руб. в ценах 2012 г.) для реализации мероприятий по Варианту 2 необходимы финансовые ресурсы в размере около 10 млрд. руб. в ценах 2012 г.

1.2. Варианты организации централизованного теплоснабжения на перспективных площадках строительства № 107, 108

При актуализации схемы теплоснабжения г. Пенза до 2029 г. был рассмотрен альтернативный вариант организации централизованного теплоснабжения перспективных площадок строительства № 107, 108 (рис. 1.2.1). При разработке схемы теплоснабжения до 2027 г. предполагалось, что данные площадки будут подключены к тепловым сетям котельной «6 мкр. Арбеково» ООО «СКМ Энергосервис». Однако, на момент актуализации схемы теплоснабжения до 2029 г. данное подключение было невозможно, т.к. отсутствовало разрешение собственника земельного участка на строительство второй очереди котельной. В связи с

данным обстоятельством была произведена разработка альтернативного варианта организации теплоснабжения площадок № 107, 108 от котельной «Арбеково» филиал «Пензенский» ПАО «Т Плюс».

Поскольку ввод жилых домов на данных площадках строительства намечен на 2017 г., то окончательное решение о выборе источника теплоснабжения будет приниматься при дальнейшей актуализации схемы теплоснабжения.

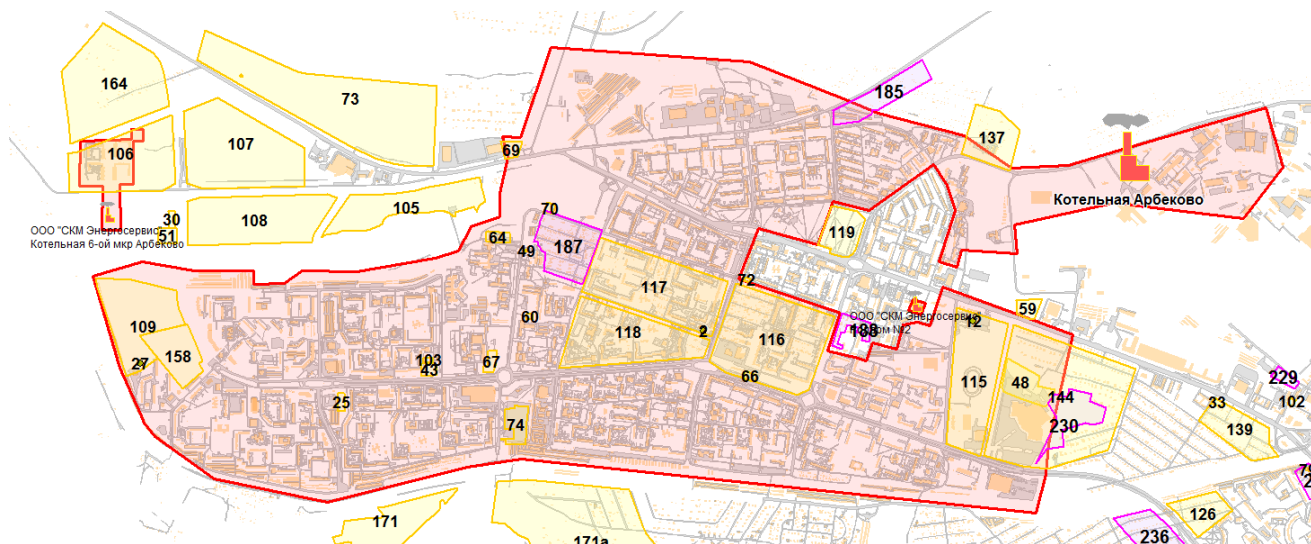


Рис. 1.2.1. Схема расположения площадок новой застройки № 107, 108 относительно зон действия действующих источников централизованного теплоснабжения

Раздел 2. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии

2.1. План развития источников теплоснабжения г. Пензы

Разработанный в **Мастер-плане Вариант 2** развития «Схемы теплоснабжения ...» предполагает модернизацию оборудования Пензенской ТЭЦ-1 и планомерное закрытие котельной «Арбеково». Закрытие других крупных источников теплоснабжения г. Пензы (котельные «Западная», «Южная», ОАО «ЭСП») не планируется.

План развития источников теплоснабжения филиала «Пензенский» ПАО «Т Плюс» предполагается осуществить в несколько этапов:

Первый этап – перевод с котельной «Арбеково» 50 Гкал/ч тепловой нагрузки на ТЭЦ-1 в 2015 г.

Второй этап – строительства второй нитки газопровода от ГРС-4 до Пензенской ТЭЦ-1 для увеличения пропускной способности в 2015 – 2016 гг. до 190 – 200 тыс. м³/ч. Реконструкция газораспределительной станции – ГРС-4. Строительство участка тепловой сети от котельной Арбеково до Пензенской ТЭЦ-1 диаметром 1000 мм, длиной – 6 000 м в 2015 – 2016 гг.

Третий этап – подключение оставшейся тепловой нагрузки котельной «Арбеково» к ТЭЦ-1 в октябре 2016 г.; перевод котельной «Арбеково» в режим насосной и аварийного источника теплоснабжения с поддержанием трёх водогрейных котлов (два КВГМ-100 и один КВГМ-50) суммарной тепловой мощностью 250 Гкал/ч в резерве. Вывод из эксплуатации турбоагрегатов ПТ-25-90 ст. № 3 и ПТ-50-90 ст. № 6 на ТЭЦ-1.

Четвёртый этап - ввод блока ПГУ-240 в январе 2022 г.

Разработанный план развития направлен на решение следующих проблем в системе теплоснабжения г. Пенза:

1. Необходимость повышения загрузки действующих крупных источников теплоснабжения (прежде всего ТЭЦ-1) и вывод из эксплуатации избыточных неэффективных тепловых мощностей, что повлечёт снижение удельных расходов условного топлива на выработку электрической и тепловой энергии.

2. Необходимость модернизации Пензенской ТЭЦ-1 с установкой современного и высокоэффективного теплоэнергетического оборудования взамен морально и физически изношенного оборудования.

3. Необходимость снижения потерь тепловой энергии в тепловых сетях через изоляцию и с утечками теплоносителя.

2.2. Существующее состояние оборудования Пензенской ТЭЦ-1

2.2.1. Установленная и располагаемая мощность Пензенской ТЭЦ-1

Установленная тепловая мощность Пензенской ТЭЦ-1 – 1 168 Гкал/ч, из которой тепловая мощность отборов паровых турбин 868 Гкал/ч, мощность пиковых водогрейных котлов 300 Гкал/ч. Тепловая мощность отборов паровых турбин складывается из мощности теплофикационных отборов – 532 Гкал/ч и мощности производственных отборов – 336 Гкал/ч. Структура установленной тепловой мощности Пензенской ТЭЦ-1 представлена на рис. 2.1.

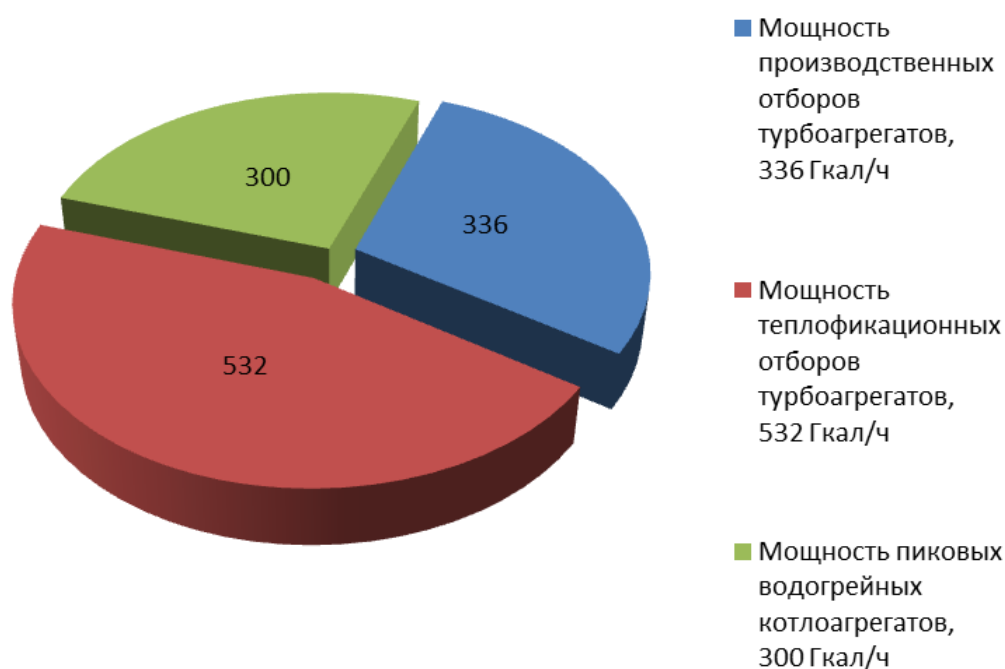


Рис. 2.1. Структура установленной тепловой мощности Пензенской ТЭЦ-1

2.2.2. Характеристика состояния котельного оборудования Пензенской ТЭЦ-1

Данные по наработке котельного оборудования Пензенской ТЭЦ-1, парковому и индивидуальному ресурсу приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Ст. №	Тип (марка) котла	Нормативный парковый ресурс, час	Наработка на 01.11.2012, час	Год достижения паркового ресурса	Дата продления паркового ресурса	Назначенный индивидуальный ресурс, час	Год достижения индивидуального ресурса
Паровые котлы							
04	ТП-170	250 000	318 208	1996	23.05.2008	350 000	2019
05	ТП-170	250 000	314 310	1998	16.07.2007	342 000	2020
06	ТП-170	250 000	265 123	1999	01.09.1999	268 000	2013
07	ТП-15	300 000	272 082	2020	-	-	-
08	ТП-15	300 000	275 095	2018	-	-	-
09	ТП-47	300 000	253 136	2023	-	-	-
10	ТГМЕ-464	300 000	168 234	2041	-	-	-
11	ТГМЕ-464	300 000	164 332	2033	-	-	-

Ст. №	Тип (марка) котла	Нормативный парковый ресурс, час	Наработка на 01.11.2012, час	Год достижения паркового ресурса	Дата продления паркового ресурса	Назначенный индивидуальный ресурс, час	Год достижения индивидуального ресурса
Водогрейные котлы							
01А	ПТВМ-100	16 лет	12 979	1991	13.10.2009	4 года	2013
02А	ПТВМ-100	16 лет	18 451	1992	24.09.2008	4 года	2016
03А	ПТВМ-100	16 лет	8 732	1992	28.11.2011	1 год	2013

На ТЭЦ эксплуатируются три газомазутных пиковых водогрейных котла ст. марки ПТВМ-100 номинальной теплопроизводительностью 100 Гкал/ч. В 2011–2012 гг. отпуск тепловой энергии водогрейных котлов не производился. Диаграмма распределения наработки котельного оборудования представлена на рис. 2.2.

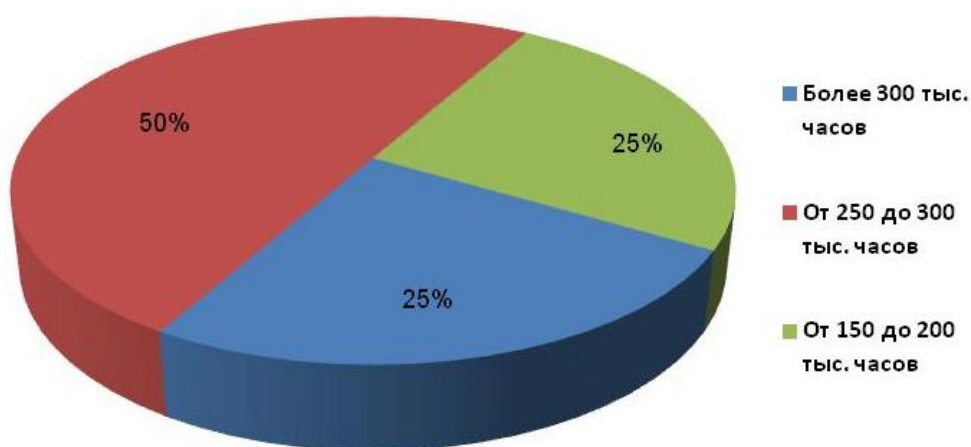


Рис. 2.2. Диаграмма распределения наработки котельного оборудования

Из данных, приведенных на рис. 2.2 можно сделать вывод, что 50% котельного оборудования близко к выработке своего паркового ресурса, 25% котельного оборудования выработало свой парковый ресурс. Диаграмма распределения основного котельного оборудования по годам ввода в эксплуатацию представлена на рис. 2.3.

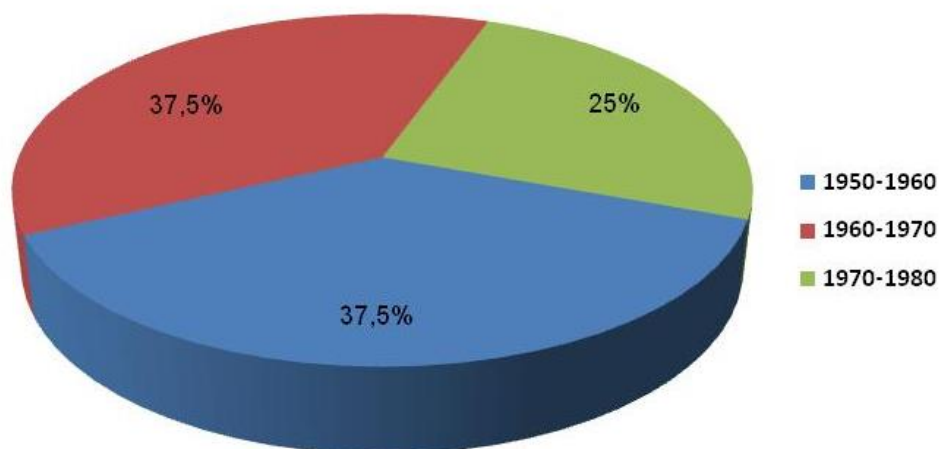


Рис. 2.3. Диаграмма распределения наработки основного котельного оборудования по годам ввода в эксплуатацию

Анализ данных, приведенных на рис. 2.3 показывает, что более трети котельного оборудования введено в эксплуатацию в 1950-1960 гг.

2.2.3. Характеристика состояния турбинного оборудования Пензенской ТЭЦ-1

Данные по наработке турбинного оборудования Пензенской ТЭЦ-1, парковому и индивидуальному ресурсу приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2

Ст. №	Тип (марка) турбины	Нормативный парковый ресурс, час	Наработка на 01.11.2012, час	Год достижения паркового ресурса	Дата продления паркового ресурса	Назначенный индивидуальный ресурс, час	Год достижения индивидуального ресурса
03	ПТ-25-90/10	270 000	314 455	1999	30.08.1999	320 000	2024
04	ПТ-30-8,8	270 000	65 976	2036	-		-
05	ПТ-65/75-90/13	270 000	102 723	2034	-		-
06	ПТ-50-90/13	270 000	296 864	2004	14.11.2005	322 000	2024
07	Т -100/120-130-3	220 000	181 047	2019	-		2022
08	Т -100/120-130-4	220 000	156 023	2023	-		2026

Два турбоагрегата ПТ-25-90/10 и ПТ-50-90/13 достигли паркового ресурса 270 000 часов несколько лет назад (в 1999 г. и 2004 г. соответственно).

Диаграмма распределения наработки основного турбинного оборудования представлена на рис. 2.4.

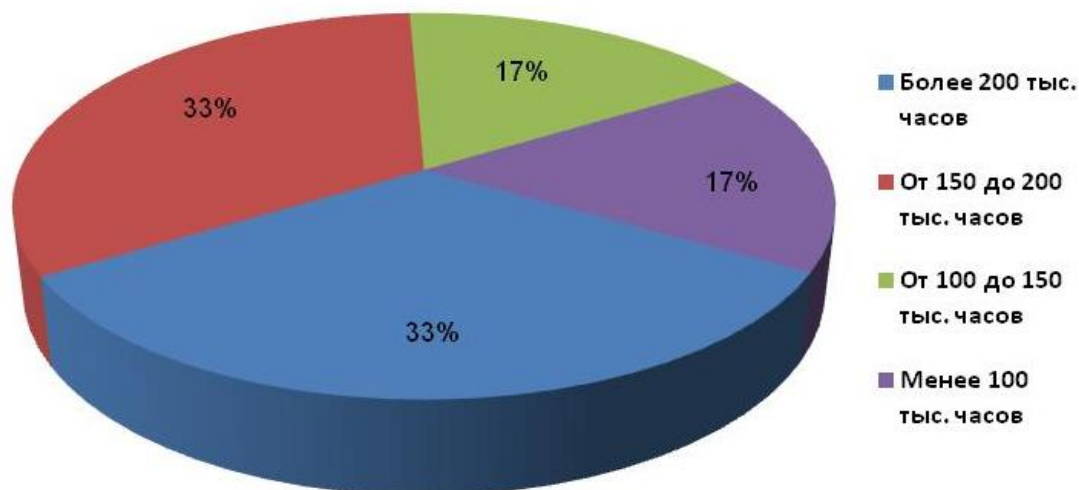


Рис. 2.4. Диаграмма распределения наработки основного турбинного оборудования

Анализ диаграммы на рис. 2.4 показывает, что 33 % турбинного оборудования введено в эксплуатацию в 1960-1970 гг. и выработало свой парковый ресурс.

2.3. Альтернативный вариант организации централизованного теплоснабжения на перспективных площадках строительства № 107, 108

В случае отсутствия согласования на строительство второй очереди котельной «6 мкр. Арбеково» и подключения перспективной нагрузки потребителей в зонах новой застройки № 107, 108 и частично 106 к тепловым сетям котельной «Арбеково» филиал «Пензенский» ПАО «Т Плюс» ожидается дополнительный прирост тепловой нагрузки котельной «Арбеково» в период с 2017 по 2021 гг. в размере 27,65 Гкал/ч. Поскольку на котельной имеется достаточный резерв тепловой мощности, то дополнительных мероприятий по увеличению установленной тепловой мощности не планируется.

На котельной «6 мкр. Арбеково» прирост тепловой нагрузки потребителей составит 0,5 Гкал/ч в 2015 г. за счёт ввода зданий на площадке № 106.

Зона действия котельной «6 мкр. Арбеково» не изменится (рис. 2.5).

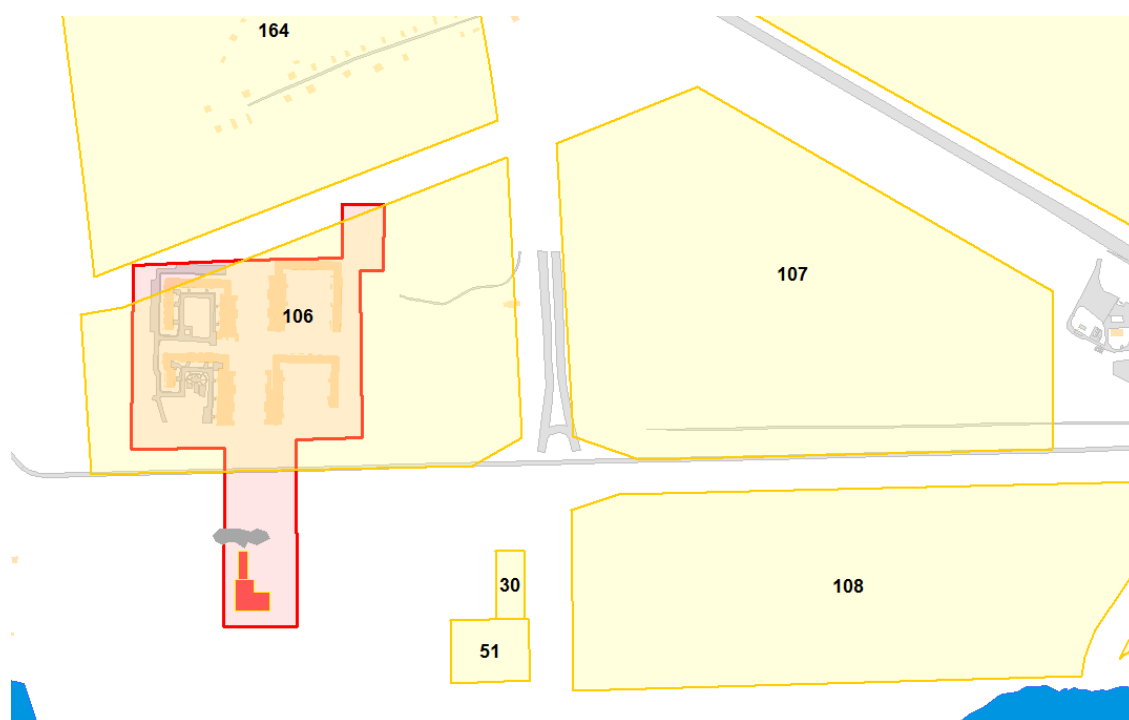


Рис. 2.5. Расположение существующей зоны действия котельной «6 мкр. Арбеково» (выделена красным) и перспективных площадок строительства

Перспективная зона действия котельной «Арбеково» приведена на рис. 2.6.

Расчёт суммарной подключённой к котельным тепловой нагрузки по годам расчётного периода приведён в табл. 2.3.

Составленные балансы установленной, располагаемой, тепловой мощности нетто и перспективной тепловой нагрузки в существующей зоне действия котельной «Арбеково» и «6 мкр. Арбеково» по годам расчётного периода представлены в табл. 2.4.

По результатам составления балансов можно сделать вывод о том, что дефицит установленной тепловой мощности на котельной «Арбеково» и «6 мкр. Арбеково» на конец расчётного периода отсутствует.

Резерв тепловой мощности котельной «Арбеково» на конец расчётного периода составляет +22,8 Гкал/ч, котельной «6 мкр. Арбеково» - 1,8 Гкал/ч.

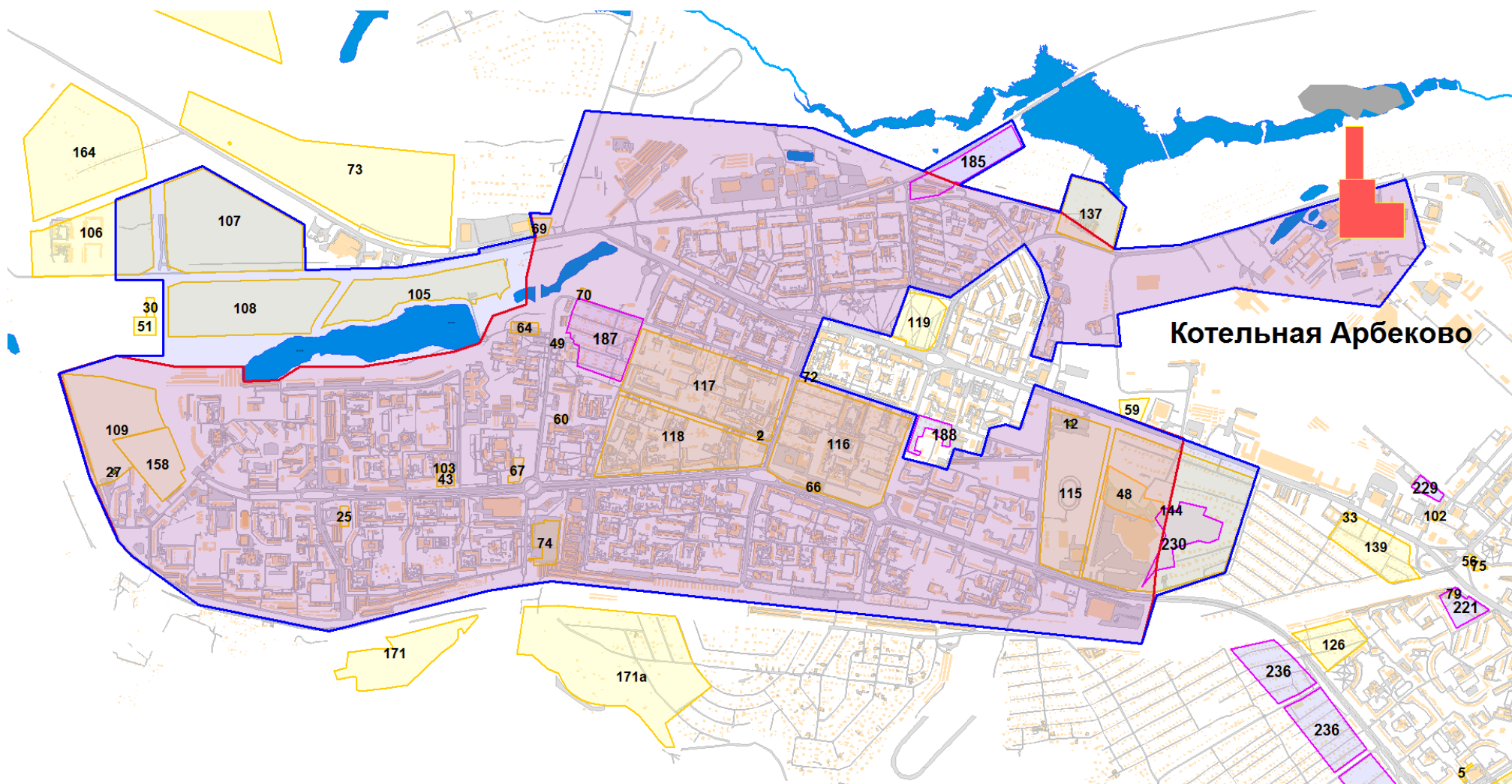


Рис. 2.6. Существующая (выделена красным) и перспективная (выделена синим) зоны действия котельной «Арбеково» с указанием перспективных площадок строительства в период с 2015 по 2029 гг.

Таблица 2.3

№ п/п	Наименование показателя	Рассматриваемый период, год							
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2024	2025-2029
Котельная «Арбеково»									
1	Перспективный прирост тепловой нагрузки котельной по годам, Гкал/ч:	-	7,67	9,54	10,27	9,45	7,98	30,44	30,96
1.1	- отопление и вентиляция	-	6,31	7,83	8,61	7,89	6,7	25,42	25,79
1.2	- ГВС (средненедельный)	-	1,36	1,71	1,66	1,56	1,28	5,02	5,17
1.3	- пар	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Суммарная подключенная к котельной, Гкал/ч:	281,05	288,72	297,21	307,48	316,93	324,91	355,35	386,31
2.1	- отопление и вентиляция	217,80	224,11	231,94	240,55	248,44	255,14	280,56	306,35
2.2	- ГВС (средненедельный)	62,20	63,56	65,27	66,93	68,49	69,77	74,79	79,96
2.3	- пар	1,05	1,05	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Котельная «6 мкр. Арбеково»									
1	Перспективный прирост тепловой нагрузки котельной по годам, Гкал/ч:	-	0,50	0	0	0	0	0	0
1.1	- отопление и вентиляция	-	0,32	0	0	0	0	0	0
1.2	- ГВС (средненедельный)	-	0,18	0	0	0	0	0	0
2	Суммарная подключенная к котельной тепловая нагрузка, Гкал/ч:	7,17	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67
2.1	- отопление и вентиляция	6,31	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63
2.2	- ГВС (средненедельный)	0,86	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04

Таблица 2.4

№ п/п	Наименование показателя	Рассматриваемый период, год						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020-2024	2025-2029
Котельная «Арбеково»								
1	Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч	432	432	432	432	432	432	432
2	Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч	432	432	432	432	432	432	432
3	Расход тепла на собственные нужды источника, Гкал/ч	10,67	10,67	10,67	10,67	10,67	10,67	10,67
4	Располагаемая тепловая мощность источника нетто, Гкал/ч	421,33	421,33	421,33	421,33	421,33	421,33	421,33
5	Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	288,72	297,21	307,48	316,93	324,91	355,35	386,31
6	Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	26,1	19,2	18	17,6	17,1	14,8	12,2
7	Резерв/дефицит тепловой энергии, Гкал/ч	+106,51	+104,92	+95,85	+86,8	+79,32	+51,18	+22,82
Котельная «6 мкр. Арбеково»								
1	Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч	9,54	9,54	9,54	9,54	9,54	9,54	9,54
2	Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч	9,54	9,54	9,54	9,54	9,54	9,54	9,54
3	Расход тепла на собственные нужды источника, Гкал/ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
4	Располагаемая тепловая мощность источника нетто, Гкал/ч	9,536	9,536	9,536	9,536	9,536	9,536	9,536
5	Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67
6	Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
7	Резерв/дефицит тепловой энергии, Гкал/ч	+1,846	+1,846	+1,846	+1,846	+1,846	+1,846	+1,846

Раздел 3. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей

3.1. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей

Развитие схемы теплоснабжения предполагает закрытие котельной «Арбеково» с переводом её текущей и перспективной нагрузок на ТЭЦ-1. При этом для резервирования тепловой мощности в отопительный период на котельной «Арбеково» предполагается поддерживать в резерве водогрейные котлы. Также запланирована модернизация оборудования ТЭЦ-1 с демонтажем морально и физически устаревших турбоагрегатов и установкой парогазового блока ПГУ-240.

Перспективная расчетная производительность ВПУ Пензенской ТЭЦ-1 определена исходя из следующих условий:

- расход теплоносителя на обеспечение нужд горячего водоснабжения потребителей в зоне открытой схемы теплоснабжения уменьшается по мере реализации проекта по переводу системы теплоснабжения на закрытую схему в соответствии с требованиями Федерального закона от 07.12.2011 № 417-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении».

- к 2018 году все потребители в зоне действия открытой системы теплоснабжения будут переведены на закрытую схему горячего водоснабжения;

- присоединение потребителей во вновь создаваемых зонах теплоснабжения, включая точечную застройку, с 2015 г. будет осуществляться по закрытой схеме горячего водоснабжения;

- подключение к Пензенской ТЭЦ-1 нагрузок малых котельных и котельной «Арбеково».

Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети представлены в табл. 3.1 и рис. 3.1 - 3.3.

В соответствии с перспективными планами строительства и реконструкции тепловых сетей, а также учитывая прогнозируемый перевод системы горячего водоснабжения с открытой на закрытую ожидается, объем тепловых сетей увеличится на 5 % (с 78,4 тыс. м³ в 2014 году до 82,38 тыс. м³ в 2029 году). Основной рост объемов тепловых сетей связан со строительством новых трубопроводов магистральных тепловых сетей, квартальных, а также с увеличением объемов систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий потребителей.

Таблица 3.1

Год	Установлен- ная произво- дительность водоподго- товительной установки, т/ч	Располага- емая про- изводи- тельность водоподго- товитель- ной уста- новки, т/ч	Собствен- ные нуж- ды водо- подгото- вительной установки, т/ч	Количе- ство ба- ков- аккуму- ляторов теплоно- сителя, шт.	Емкость баков аккуму- ляторов, тыс. м ³	Расчетная производи- тельность водоподго- товительной установки, т/ч	Расчетные собствен- ные нужды водоподго- товитель- ной уста- новки, т/ч	Всего подпит- ка теп- ловой сети, в том числе:, т/ч	Норма- тивные утечки теплоно- сителя, т/ч	Сверх- норма- тивные утечки теплоно- сителя, т/ч	Максимум подпитки тепловой сети в экс- плуатаци- онном ре- жиме, т/ч	Максималь- ная подпит- ка тепловой сети в пе- риод по- вреждения участка, т/ч
Пензенская ТЭЦ-1												
2014	300	300	23,86	0	0	302,9	64,6	258,0	91,0	167,00	404,7	807,7
2015	300	300	23,86	0	0	310,3	66,2	243,8	93,8	150,00	404,7	827,4
2016	300	300	23,86	0	0	310,8	66,3	228,9	93,9	135,00	404,7	828,7
2017	300	300	23,86	0	0	311,5	66,5	214,0	94,0	120,00	404,7	830,6
2018	300	300	23,86	0	0	509,9	108,8	254,7	154,7	100,00	404,7	1359,6
2019	300	300	23,86	0	0	618,2	131,9	277,4	186,5	90,91	404,7	1648,4
2020 - 2024	300	300	23,86	0	0	627,4	133,9	234,1	188,7	45,46	404,7	1673,1
2025 - 2029	300	300	23,86	0	0	635,5	135,6	190,5	190,5	0,00	404,7	1694,6
Пензенская ТЭЦ-2												
2014	200	200	6,3	0	0	137,0	43,9	73,5	28,3	8,50	113,4	248,0
2015	200	200	6,3	0	0	137,6	44,0	73,0	28,8	7,50	113,4	249,5
2016	200	200	6,3	0	0	138,0	44,2	72,1	28,9	6,50	113,4	250,7
2017	200	200	6,3	0	0	138,1	44,2	71,7	29,0	6,00	113,4	250,9
2018	200	200	6,3	0	0	138,2	44,2	71,2	29,0	5,50	113,4	251,1
Котельная Арбеково												
2014	300	300	1,94	2	630	192,2	41,0	77,2	58,7	18,50	404,7	512,6
2015	300	300	1,94	2	630	192,5	41,1	76,7	59,7	17,00	404,7	513,3
2016	300	300	1,94	2	630	193,0	41,2	75,3	59,8	15,50	404,7	514,6
2017	300	300	1,94	2	630	193,4	41,3	73,9	59,9	14,00	404,7	515,7

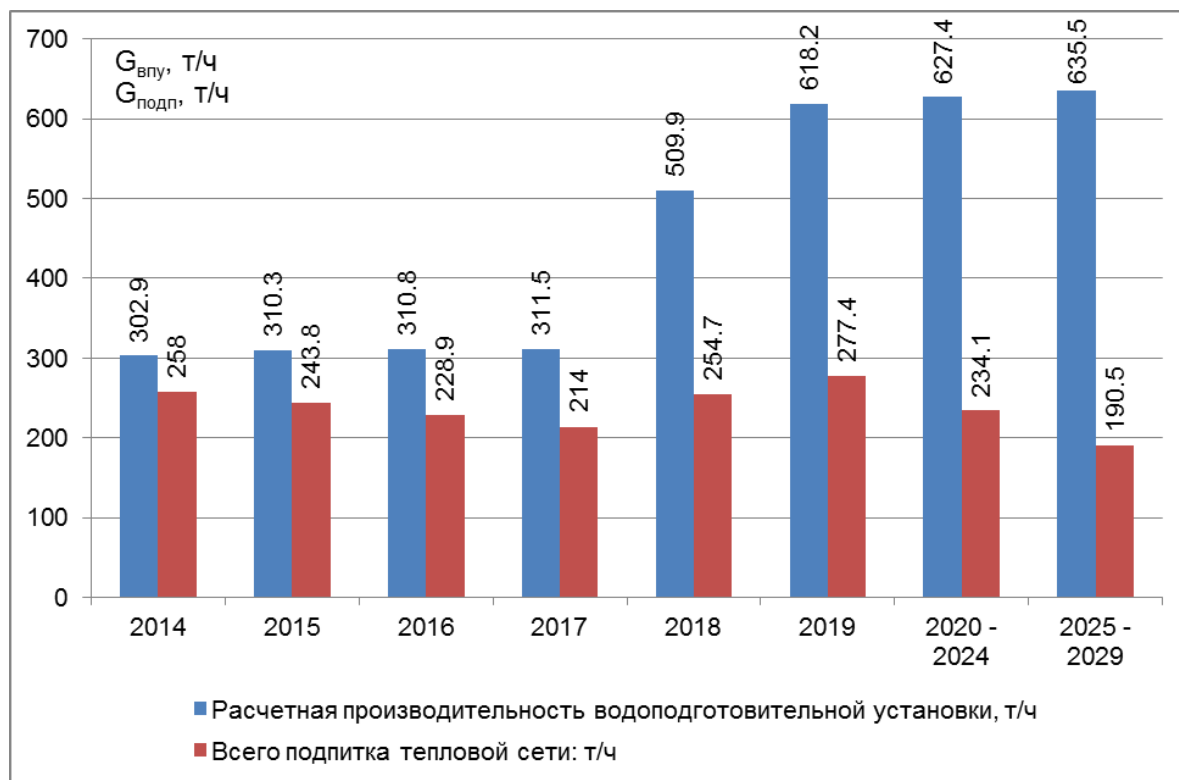


Рис. 3.1 Перспективная подпитка теплосети и расчетная производительность ВПУ Пензенской ТЭЦ-1 на период 2015 – 2029 гг.

Из данных рис. 3.1 видно, что перспективная подпитка теплосети к 2029 в целом снизится на 35 % (с 258 т/ч в 2014 году до 190,5 т/ч к 2029 году). Снижение обусловлено переводом потребителей с открытой схемой схемы горячего водоснабжения на закрытую.

Увеличение часового расхода аварийной подпитки теплосети, принятого в размере 2 % от общего перспективного объема тепловых сетей г. Пенза составит 886,9 т/ч (с 807,7 т/ч в 2014 году до 1694.6 т/ч к 2029 году) (рис. 3.2).

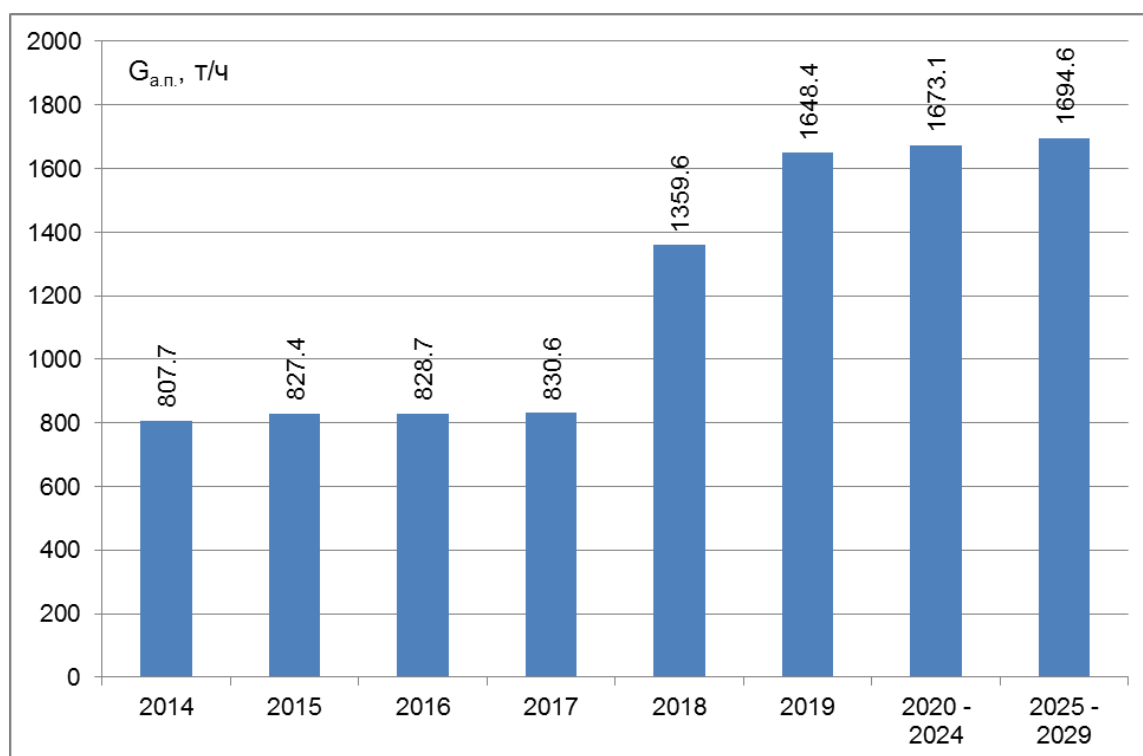


Рис. 3.2. Перспективная аварийная подпитка теплосети Пензенской ТЭЦ-1 на период 2015 – 2029 гг.

К 2029 году по варианту 2 доля резерва производительности ВПУ Пензенской ТЭЦ-1 увеличится на 22,5 % (с 14 % в 2014 году до 36,5 % в 2029 году) (рис. 3.3).

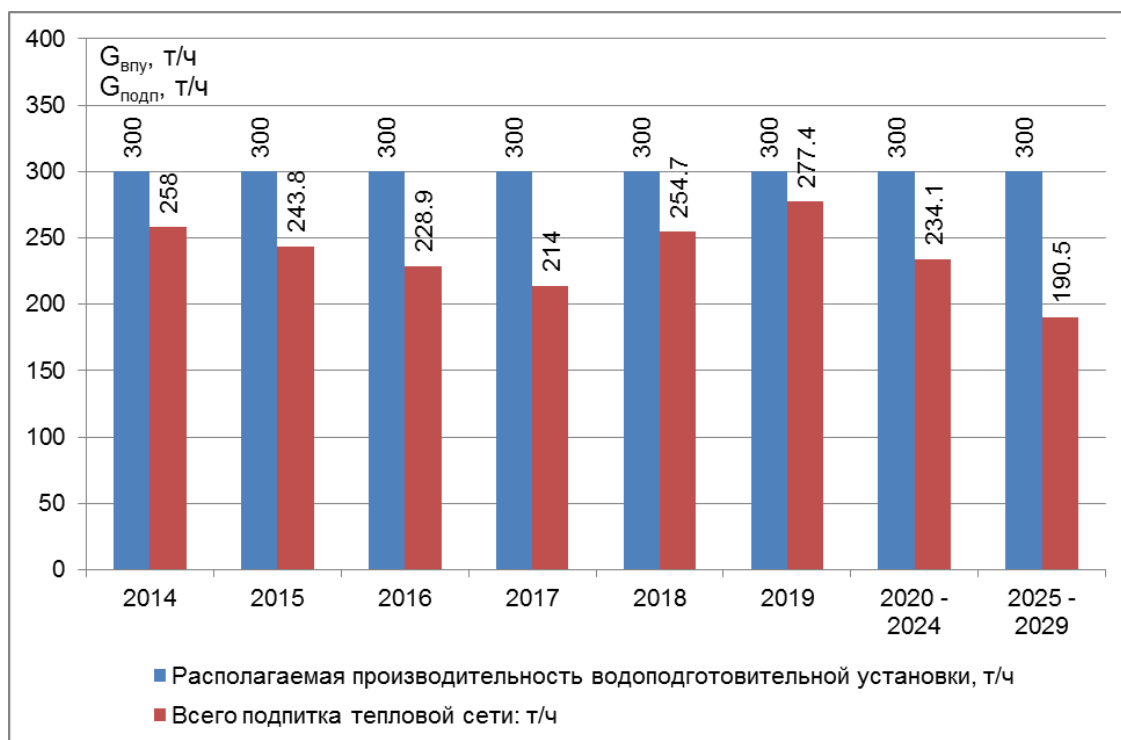


Рис. 3.3. Резерв производительности ВПУ Пензенской ТЭЦ-1 на период 2015 – 2029 гг.

Увеличение доли резерва производительности ВПУ на 22,5 % (с 14 % в 2014 году до 36,5 % в 2029 году) обусловлено снижением доли горячего водоснабжения в составе подпитки тепловой сети из-за перехода на закрытую схему горячего водоснабжения, а также снижением сверхнормативных утечек теплоносителя.

3.2. Выводы по перспективным балансам производительности ВПУ

В соответствии с перспективными планами строительства и реконструкции тепловых сетей, а также учитывая прогнозируемый перевод системы горячего водоснабжения с открытой на закрытую ожидается изменение следующих показателей:

- объем тепловых сетей увеличится на 5 % (с 78,4 тыс. м³ в 2014 году до 82,38 тыс. м³ в 2029 году). Основной рост объемов тепловых сетей связан со строительством новых трубопроводов магистральных тепловых сетей, квартальных, а также с увеличением объемов систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий потребителей;
- нормативные потери сетевой воды к 2029 году увеличатся на 5 % (с 1 394 тыс. м³/год в 2014 году до 1 468 тыс. м³/год в 2029 году);
- перспективная подпитка теплосети к 2029 году снизится на 35 % (с 258 т/ч в 2014 году до 195 т/ч к 2029 году);
- расчетная производительность ВПУ Пензенской ТЭЦ-1 к 2029 году увеличится на 110 % (с 302,9 т/ч в 2014 году до 635,5 т/ч к 2029 году);
- увеличение доли резерва производительности ВПУ Пензенской ТЭЦ-1 на 22,5 % (с 14 % в 2014 году до 36,5 % в 2029 году) в связи с переводом схемы горячего водоснабжения на закрытую и уменьшением сверхнормативных утечек теплоносителя.

Раздел 4. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

Для повышения энергетической эффективности и замещению выработавших свой срок турбоагрегатов на Пензенской ТЭЦ-1 предлагается установка парогазового блока ПГУ-240.

Сведения о производителях основного оборудования ПГУ-240 представлены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

№ п/п	Наименование	Тип	Производитель
1	Пэкидж	блочный	Alstom
2	Газотурбинная энергетическая установка	GT13E2	Alstom
3	Турбогенератор ГТУ	TEWAC	Alstom
4	Воздухозаборный тракт	КБОУ	Alstom
5	Стартер – пуск от турбогенератора ГТУ	ТПУ	Alstom
6	Паротурбинная установка	T-53/67-8,0	ОАО «Турбомоторный завод»
7	Турбогенератор паровой турбины	ТФ-80-2УЗ	ОАО «НПО «ЭЛСИБ»
8	Паровой котел-утилизатор	Пр-213/57-8,0/0,75-490/212	ОАО «ИК «ЗИОМАР»
9	Дожимная компрессорная станция	ДКС-240	ЗАО «Фирма НОЭМИ»
10	АСУТП	интегральная	Alstom

ПГУ является парогазовой установкой бинарного типа для выработки электрической энергии и отпуска тепла в базовом режиме на тепловом потреблении и состоит из газотурбинной энергетической установки с турбогенератором, парового котла-утилизатора и теплофикационной паровой турбины с турбогенератором.

Энергоблок применяется как при новом строительстве, так и при модернизации (надстройке) паросиловых установок (ПСУ) существующих ТЭЦ с использованием имеющейся на ТЭЦ паровой турбины с турбогенератором, что приводит к следующим основным преимуществам:

- существенное повышение КПД электростанции, т.е. снижение себестоимости производства электроэнергии;
- увеличение мощности электростанции со значительно меньшими затратами и временем на ввод мощности по сравнению с паросиловыми блоками;
- повышение эксплуатационной гибкости и надежности за счет сокращения времени пуска и расширения диапазона нагрузок, а также увеличение КПД режимов с частичной нагрузкой;
- снижение уровня вредных выбросов в атмосферу.

Структурная схема ПГУ-240 представлена на рис. 4.1.

Таблица 4.2

№ п/п	Характеристика	Величина
1	Номинальная электрическая мощность, МВт	240,0
2	КПД в конденсационном режиме работы, %	50,33
3	Максимальная тепловая мощность (при отключенной паровой турбине), Гкал/ч	193,3
4	Номинальная тепловая мощность, Гкал/ч	140
5	КИТ в теплофикационном режиме работы, %	80
6	Номинальный расход топливного газа ($H_u = 50\,056$ кДж/кг), кг/ч	36 550
7	Необходимое давление топливного газа на входе в ГТУ, кгс/см ² (изб.)	24
8	Аварийное топливо	дизельное
9	Диапазон регулирования нагрузок, %	100...30
10	Температура наружного воздуха, °С	-40...+40
11	Срок службы (за исключением ГТД), лет	40

Раздел 5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей

5.1. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение и обеспечение перспективных приростов тепловой нагрузки

5.1.1. Мероприятия по переводу котельной «Арбеково» в режим насосной станции

Для реализации предложенного варианта развития схемы теплоснабжения г. Пензы необходимо строительство магистрального трубопровода от ТЭЦ-1 до котельной Арбеково протяженностью 5 994,2 п.м. диаметром 1000 мм.

Новая тепломагистраль пройдет по существующей эстакаде на территории ТЭЦ-1, далее от ул. Саранской до ул. Байдукова по ТМ №12 (в надземном исполнении над существующей эстакадой, в переходе под железной дорогой – в существующих каналах вместо паропроводов, выведенных из эксплуатации), пересечет ул. Байдукова по эстакаде высотой 8 м, далее по территории завода ВЭМ выходит надземной прокладкой на ул. Строителей и вдоль ул. Строителей на коллекторы котельной Арбеково.

Трасса проходит надземной прокладкой от коллекторов ТЭЦ-1 по эстакаде около 350 м, далее подземной прокладкой 500 м (из них 140 м в проходном канале), далее надземной прокладкой 915 м на низких опорах, далее 110 м через ул. Байдукова по виадуку на высоте порядка 8÷10 м, далее 718 м по территории завода ВЭМ на опорах до 6 м, далее по виадукам через дорогу ул. Гагарина и железную дорогу на виадуках протяженностью по 50 м на высоте порядка 8÷10м, далее надземной прокладкой на опорах до 6 м.

Графическая иллюстрация по строительству магистрального трубопровода тепловых сетей от ТЭЦ-1 до котельной «Арбеково» г. Пенза представлена на рис. 5.1.

5.2. Альтернативный вариант организации централизованного теплоснабжения на перспективных площадках строительства № 107, 108

Для подключения перспективных площадок строительства № 107, 108 к сетям котельной «Арбеково» филиал «Пензенский» ПАО «Т плюс» потребуется строительство нового магистрального трубопровода от 32-й тепломагистрали (рис. 5.2). Предлагается проложить трубу от тепловой камеры П4А-32 (32-я тепломагистраль) вдоль ул. 65-летия Победы.

Длина тепломагистрали составляет 1350 м, условный диаметр 500 мм, тип прокладки – подземная канальная.

В дополнение к данной тепломагистрали предлагается построить новый трубопровод, связывающий 35-ю тепломагистраль котельной «Арбеково» и новый трубопровод к площадкам № 107, 108 от 32-й тепломагистрали. Данный трубопровод предлагается проложить вдоль проспекта Строителей до пересечения с ул. 65-летия Победы и далее вдоль ул. 65-летия Победы (рис. 5.3).

Длина тепломагистрали составляет 1300 м, условный диаметр 500 мм, тип прокладки – подземная канальная.

Данное мероприятие направлено на повышения надёжности теплоснабжения потребителей на перспективных площадках застройки, подключаемых к тепловым сетям котельной «Арбеково»: № 105, 106, 107, 108.



Рис. 5.2. Схема прокладки магистрального трубопровода от 32-й магистрали котельной «Арбеково» к новым площадкам застройки № 107, 108

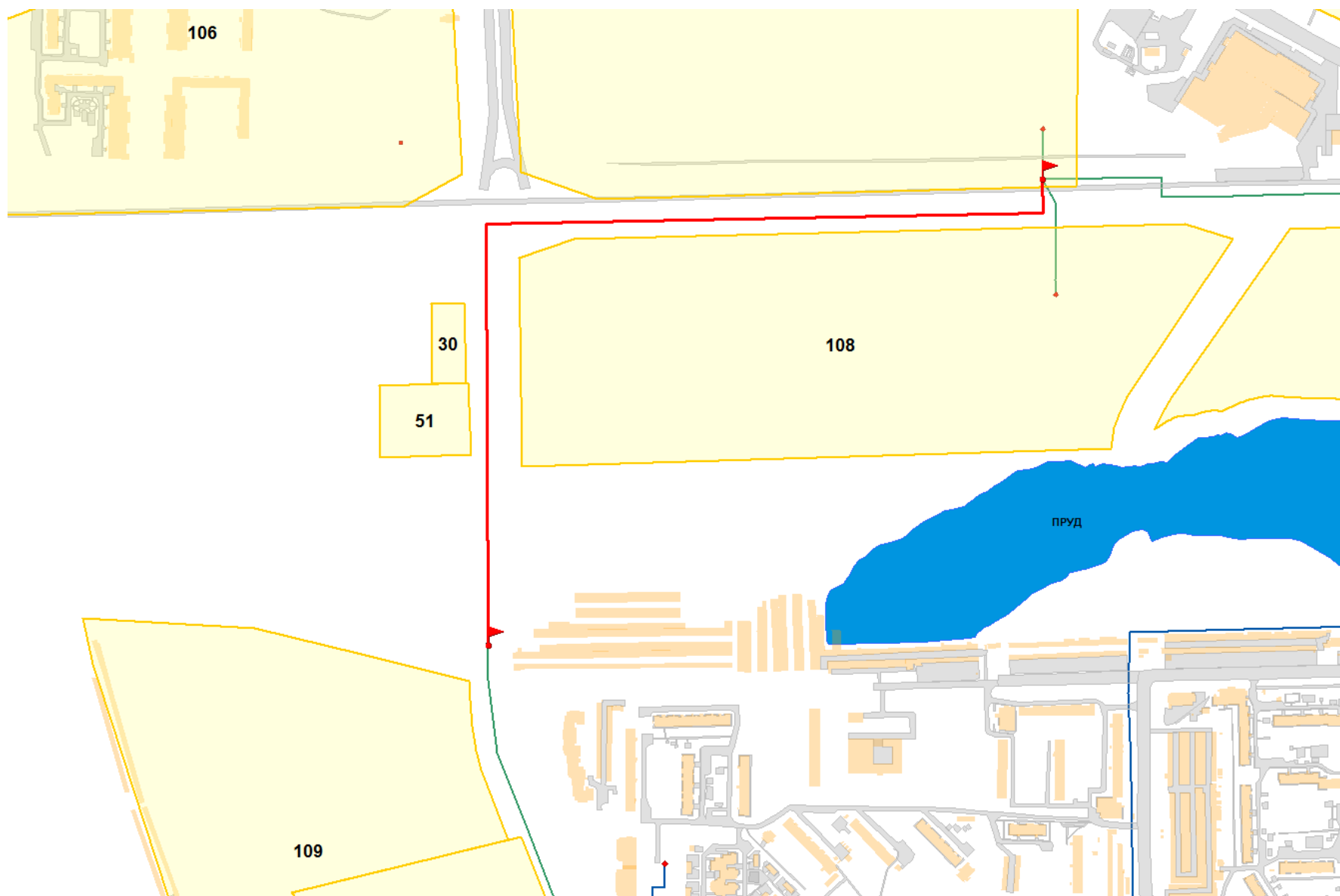


Рис. 5.3. Схема прокладки магистрального трубопровода от 35-й тепломагистрали котельной «Арбеково» до нового трубопровода к площадкам застройки № 107, 108

Раздел 6. Перспективные топливные балансы

6.1. Общие положения

На период 2015 – 2029 гг. в связи перспективами развития потребителей тепловой энергии г. Пензы прогнозируется увеличение тепловых и электрических нагрузок генерирующих источников. Вариантом развития генерирующих мощностей № 2, рассматриваемым в настоящем томе Книги 9, предусматривается:

- октябрь 2018 года – перевод котельной «Арбеково» в режим насосной станции и аварийного источника тепловой энергии;
- январь 2025 года:
 - вывод из эксплуатации турбоагрегатов ПТ-25-90 ст. № 3 и ПТ-50-90 ст. № 6 Пензенской ТЭЦ-1 в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;
- январь 2025 года:
 - ввод в эксплуатацию парогазовой установки ПГУ-240 ст. № 1 на Пензенской ТЭЦ-1.

Расчет перспективных технико-экономических показателей работы Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково» на период 2015 – 2029 гг. выполнен на основе утвержденной нормативно-технической документации по топливоиспользованию рассматриваемых энергообъектов [1, 2, 3] (в части показателей работы существующего в настоящее время оборудования), а также проектных материалов [4], эксплуатационных данных и результатов тепловых испытаний парогазовой установки ПГУ-240 Минской ТЭЦ-3 [5].

В расчетах по каждому источнику учитывалось следующее:

- годовые показатели работы оборудования определены путем суммирования и взвешивания показателей работы по каждому из 12-и месяцев рассматриваемого года;
- исходные данные для каждого из месяцев включали следующее:
 - состав и фактические (отчетные) показатели режима работы каждого агрегата приняты по представленным энергообъектами отчетным формам за 2014 год;
 - изменение нагрузки внешних потребителей тепловой энергии; определено с учетом прогнозируемого увеличения тепловых нагрузок в рассматриваемом тепловом узле в период 2015 – 2029 гг.;
- распределение тепловых и электрических нагрузок, изменившихся относительно базового периода, между агрегатами выполнялось оптимально по критерию получения минимальных топливных затрат при обеспечении заданных нагрузок по отпуску тепловой и электрической энергии.

Особенности по отдельным этапам расчетов рассмотрены ниже в соответствующих разделах настоящего отчета.

Алгоритмы расчета разработаны в соответствии со следующими основными стандартами и нормативными документами:

- Методические указания по составлению отчета электростанций и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования (РД 34.08.552-93) [6];

– Методические указания по составлению отчета электростанций и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования РД 34.08.552-95, с Изм. № 1) [7];

– Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций (РД 34.09.155-93, с Изм. № 1) [8];

– Методические указания по прогнозированию удельных расходов топлива (РД 153-34.0-09.115-98) [9];

– Методика расчета минимальной мощности теплоэлектроцентрали (СО 34.09.457-2004) [10];

– 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") [11].

6.2. Исходные данные по базовому периоду

За базовый период принят 2014 год. Исходные данные приняты по представленным энергообъектами отчетным формам корпоративной и государственной статистической отчетности, содержащей фактически достигнутые показатели тепловой экономичности по месяцам базового периода.

В качестве исходных приняты следующие показатели (помесечно):

- 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.

Основные показатели, принятые в качестве исходных данных, сведены в табл. 6.1 (Пензенская ТЭЦ-1), табл. 6.2 (Пензенская ТЭЦ-2), табл. 6.3 (котельная «Арбеково»).

Таблица 6.1

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя
Число часов работы турбоагрегата в базовом периоде, ч/год:	–
- ТГ ст. № 3 (ПТ-25-90/13 ТМЗ)	8090
- ТГ ст. № 4 (ПТ-30-8,8 ЛМЗ)	6294
- ТГ ст. № 5 (ПТ-65/75-90/13 ЛМЗ)	2896
- ТГ ст. № 6 (ПТ-50-90/13 ЛМЗ)	6346
- ТГ ст. № 7 (Т-100/120-130 ТМЗ)	3262
- ТГ ст. № 8 (Т-110/120-130 ТМЗ)	8090
Число часов работы энергетических котлов в базовом периоде, ч/год:	–
- КА ст. № 4 (ТП-170)	0

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя
- КА ст. № 5 (ТП-170)	5637
- КА ст. № 6 (ТП-170)	5387
- КА ст. № 7 (ТП-15)	3843
- КА ст. № 8 (ТП-15)	4281
- КА ст. № 9 (ТП-47)	3104
- КА ст. № 10 (ТГМЕ-464)	3635
- КА ст. № 11 (ТГМЕ-464)	5916
Число часов работы ПВК в базовом периоде, ч/год:	–
- КА ст. № 1 (ПТВМ-100)	0
- КА ст. № 2 (ПТВМ-100)	0
- КА ст. № 3 (ПТВМ-100)	0
Выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч	1 403 685,0
Отпуск электроэнергии, тыс. кВт.ч	1 256 446,0
Отпуск тепловой энергии, всего, Гкал	1 917 298,0
Отпуск тепловой энергии группой ПВК, Гкал	0,0
Удельный расход условного топлива:	–
- на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт.ч:	–
- по физическому методу*	269,8
- по пропорциональному методу*	333,0
- на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал:	–
- по физическому методу	172,0
- по пропорциональному методу	130,6

* Примечание. Здесь и далее показатели рассчитаны при двух методах отнесения суммарных затрат топлива по отпуск тепловой и электрической энергии при их комбинированном производстве: физическом и пропорциональном, – в соответствии с принятой корпоративной политикой головной организации, в состав которой входит рассматриваемая электростанция

Таблица 6.2

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя
Число часов работы турбоагрегата в базовом периоде, ч/год:	–
- ТГ ст. № 1 (Р-8-35/10 КТЗ)	4311
- ТГ ст. № 2 (Р-8-35/10 КТЗ)	5424
Число часов работы энергетических котлов в базовом периоде, ч/год:	–
- КА ст. № 1 (ЦКТИ-75-39Ф)	6077

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя
- КА ст. № 2 (ЦКТИ-75-39Ф)	6025
- КА ст. № 3 (БКЗ-75-39ФБ)	4506
Число часов работы ПВК в базовом периоде, ч/год:	–
- КА ст. № 1 (ПТВМ-100)	0
- КА ст. № 2 (ПТВМ-100)	1994
Выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч	67 778,0
Отпуск электроэнергии, тыс. кВт.ч	48 125,0
Отпуск тепловой энергии, всего, Гкал	617 644,0
Отпуск тепловой энергии группой ПВК, Гкал	55 595,0
Удельный расход условного топлива:	–
- на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт.ч:	–
- по физическому методу	175,2
- по пропорциональному методу	413,9
- на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал:	–
- по физическому методу	170,8
- по пропорциональному методу	152,2

Таблица 6.3

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя
Число часов работы котлов в базовом периоде, ч/год:	–
- ВК ст. № 1 (ПТВМ-50)	2962
- ВК ст. № 2 (ПТВМ-50)	3617
- ВК ст. № 3 (ПТВМ-50)	4720
- ВК ст. № 4 (КВГМ-50)	3370
- ВК ст. № 5 (КВГМ-100)	4865
- ВК ст. № 6 (КВГМ-100)	1857
- ПК ст. № 1 (ДЕ-14-25-250 ГМ)	3877
- ПК ст. № 2 (ДЕ-14-25-250 ГМ)	3552
Отпуск тепловой энергии, всего, Гкал	926 528,0
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	159,3

6.3. Исходные данные по прогнозируемому периоду

Определяющими при расчете показателей работы Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково» в перспективном периоде являются изменения отпуска тепловой энергии с коллекторов и электрической энергии с шин в сравнении с фактическими отпусками тепловой и электрической энергии в базовом периоде. При этом для Пензенской ТЭЦ-2 с противоаварийными турбоагрегатами отпуск электроэнергии с шин является полностью зависимым от тепловой нагрузки ТЭЦ и распределения тепловых нагрузок между турбоагрегатами.

Перспективное увеличение тепловых нагрузок Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково» на период 2015 – 2029 гг. показано в табл. 6.4 (значения указаны относительно базового 2014 года, положительное значение указывает на соответствующее увеличение нагрузки, отрицательное значение – на уменьшение нагрузки относительно базового периода). 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 годы) (табл. 6.5).

Таблица 6.4

Изменение от- пуска тепловой энергии, Гкал	Период						
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2024 г.	2029 г.
Пензенская ТЭЦ-1							
С горячей во- дой	179 713	487 230	517 178	794 135	1 402 016	1575154	1 615 060
С паром	– 48 685	– 48 685	– 48 685	– 48 685	– 48 685	– 48 685	– 48 685
Всего	131 028	438 545	468 493	745 450	1 353 331	1526469	1566375
Пензенская ТЭЦ-2							
С горячей во- дой	29 225	45 603	51 348	84 272	90 360	189 747	341 124
С паром	0	0	0	0	0	– 104 036	– 104 036
Всего	29 225	45 603	51 348	84 272	90 360	85 711	237 088
Котельная «Арбеково»							
С горячей во- дой	–127 383	–298 326	–280 873	$\frac{-152\,709^{(1)}}{-518\,258}$	–885 967 ⁽²⁾	–885 967 ⁽²⁾	–885 967 ⁽²⁾
С паром	0	0	0	0	–40 561 ⁽²⁾	–40 561 ⁽²⁾	–40 561 ⁽²⁾
Всего	–127 383	–298 326	–280 873	$\frac{-152\,709^{(1)}}{-518\,258}$	–926 528 ⁽²⁾	–926 528 ⁽²⁾	–926 528 ⁽²⁾

Примечания (см. описание рассматриваемого варианта развития генерирующих мощностей энергоузла во введении к настоящему отчету):

⁽¹⁾ в числителе указано изменение отпуска тепла за месяцы с января по апрель (работа котельной до завершения отопительного периода 2015/2016 годов), в знаменателе – изменение отпуска тепла за год с учетом перевода котельной в режим насосной станции и аварийного источника тепловой энергии с начала отопительного сезона 2016/2017 годов;

⁽²⁾ указано изменение отпуска тепла относительно базового периода при переводе котельной в режим насосной станции и аварийного источника тепловой энергии с начала отопительного сезона 2016/2017 годов.

Значения температур наружного воздуха, охлаждающей воды на входе в конденсаторы турбоагрегатов (для Пензенской ТЭЦ-1) в прогнозируемом периоде приняты на основе среднемесячных температур за предшествующие пять лет (2010-2014 гг.) и приведены в табл. 6.5 (для сравнения указаны также значения температур для базового периода).

Таблица 6.5

Месяц	Наименование показателя			
	Температура наружного воздуха, °С		Температура охлаждающей воды на входе в конденсаторы турбоагрегатов, °С (только для Пензенской ТЭЦ-1)	
	Базовый период (2014 год)	Прогнозируемый период (2015–2029 гг.)	Базовый период (2011 год)	Прогнозируемый период (2015–2029 гг.)
Январь	–9	–10,3	1,0	1,0
Февраль	–12,5	–9,9	1,0	3,6
Март	–4,1	–1,6	1,0	3,5
Апрель	6,8	7,1	3,4	3,7
Май	17,1	15,1	12,0	10,0
Июнь	20,3	19,4	17,6	16,7
Июль	25,6	21,2	24,2	19,8
Август	21,6	20,6	21,5	20,5
Сентябрь	14,5	13,7	15,8	15,0
Октябрь	8,2	6,7	9,6	8,1
Ноябрь	–1,6	0,4	1,9	3,9
Декабрь	–2,6	–5,8	1,0	1,0

Отпуск электроэнергии в планируемом периоде определен с учетом следующих особенностей:

- по Пензенской ТЭЦ-1 электрическая нагрузка турбоагрегатов при существенном увеличении их тепловых нагрузок, а также в связи с вводом парогазовой установки, 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 Пензенской ТЭЦ-2 с противодавленческими турбоагрегатами отпуск электроэнергии с шин является полностью зависимым от тепловой нагрузки ТЭЦ и распределения тепловых нагрузок между турбоагрегатами.

6.4. Общие сведения об алгоритмах расчета и результаты расчетов ТЭП Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково» на период 2015 – 2029 гг.

Описание алгоритмов, используемых при расчете перспективных технико-экономических показателей работы Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково» на период 2015 – 2029 гг., приведено в п. 1.3.1 Тома 1 Книги 9.

В расчетах по каждому источнику учитывалось следующее:

- годовые показатели работы оборудования определены путем суммирования и взвешивания показателей работы по каждому из 12-и месяцев рассматриваемого года;
- исходные данные для каждого из месяцев включали следующее:
 - состав и фактические (отчетные) показатели режима работы каждого агрегата приняты по представленным энергообъектами отчетным формам за 2014 год;
 - изменение нагрузки внешних потребителей тепловой энергии; определено с учетом прогнозируемого изменения тепловых нагрузок в рассматриваемом тепловом узле в период 2015 – 2029 гг.;
- распределение тепловых и электрических нагрузок, изменившихся относительно базового периода, между агрегатами выполнялось оптимально по критерию получения минимальных топливных затрат при обеспечении заданных нагрузок по отпуску тепловой и электрической энергии.

Итоговые результаты расчета прогнозируемых технико-экономических показателей на период 2015 – 2029 гг. приведены в табл. 6.6 (Пензенская ТЭЦ-1), табл. 6.7 (Пензенская ТЭЦ-2), табл. 6.8 (котельная «Арбеково»), табл. 6.9 (сводные данные по трем рассматриваемым энергообъектам).

Расчет технико-экономических показателей работы парогазового блока ПГУ-240 выполнен отдельно от расчета ТЭП ТЭЦ-1 (табл. 6.6., пункт 2. «Показатели работы вновь вводимой парогазовой установки ПГУ-240»). Далее в табл. 6.6 приведены обобщенные показатели работы ТЭЦ-1 совместно с блоком ПГУ (табл. 6.6., пункт 3. «Интегральные показатели работы ТЭЦ с учетом вновь вводимой парогазовой установки ПГУ-240»).

Итоговые результаты расчета прогнозируемых технико-экономических показателей Пензенская ТЭЦ-1 на период 2015 – 2029 гг. приведены в табл. 6.6.

Таблица 6.6

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.
1. Показатели работы существующего оборудования ТЭЦ									
1.1. Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч		1 256,446	1 270,210	1 322,866	1 335,154	1 481,086	1 680,718	1 232,062	1 234,222
1.2. Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	всего	1 403,685	1 418,762	1 477,718	1 490,786	1 645,987	1 860,299	1 386,269	1 388,726
	ТГ ст. № 3 (ПТ-25-90)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	ТГ ст. № 4 (ПТ-30-90)	215,305	185,888	179,861	180,533	174,058	173,365	131,950	132,112
	ТГ ст. № 5 (ПТ-65-90)	258,173	253,848	265,115	262,996	284,222	285,514	333,648	334,392
	ТГ ст. № 6 (ПТ-50-90)	107,265	139,432	225,451	225,941	248,606	263,240	0,000	0,000
	ТГ ст. № 7 (Т-100-130)	543,378	530,032	510,004	514,807	570,884	674,448	556,603	556,315
	ТГ ст. № 8 (Т-110-130)	279,564	309,562	297,286	306,509	368,217	463,731	364,068	365,907
1.3. Выработка электроэнергии по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	692,860	660,700	613,181	615,500	671,775	724,366	583,565	580,060
	относительная, %	49,4	46,6	41,5	41,3	40,8	38,9	42,1	41,8
1.4. Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	710,825	758,062	864,537	875,285	974,214	1 135,933	802,703	808,687
	относительная, %	50,6	53,4	58,5	58,7	59,2	61,1	57,9	58,2
1.5. Отпуск электроэнергии, выработанной по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	620,777	592,431	549,714	552,014	604,377	654,075	516,133	512,722
	относительная, %	49,4	46,6	41,6	41,3	40,8	38,9	41,9	41,5
1.6. Отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	635,669	677,779	773,152	783,140	876,709	1 026,643	715,929	721,500
	относительная, %	50,6	53,4	58,4	58,7	59,2	61,1	58,1	58,5
1.7. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	241,5	234,7	223,8	222,5	216,8	202,6	205,3	204,5
	пропорциональный метод	298,1	296,3	291,9	290,9	286,5	275,3	274,3	274,1
1.8. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	269,8	262,2	250,0	248,5	240,9	224,2	231,0	230,1
	пропорциональный метод	333,0	331,0	326,0	324,8	318,4	304,8	308,6	308,4

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.
1.9. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по конденсационному циклу, г у.т./кВт·ч	физический метод	397,8	396,6	398,6	396,3	381,8	351,7	351,4	350,9
	пропорциональный метод	395,3	396,8	396,1	395,3	391,4	381,2	380,1	380,5
1.10. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу, г у.т./кВт·ч	физический метод	144,8	144,7	144,4	144,3	143,8	143,0	144,3	144,3
	пропорциональный метод	272,1	273,4	276,2	275,1	268,0	256,1	257,1	257,2
1.11. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям и на собственные нужды из производственных отборов и противодавления турбоагрегатов, тыс. Гкал	всего	397,462	348,295	348,295	348,295	348,295	348,295	348,294	348,294
	ТГ ст. № 3 (ПТ-25-90)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	–	–
	ТГ ст. № 4 (ПТ-30-90)	115,787	109,334	109,334	109,334	109,334	109,334	100,707	100,707
	ТГ ст. № 5 (ПТ-65-90)	227,107	189,164	161,986	161,986	161,986	161,986	247,587	247,587
	ТГ ст. № 6 (ПТ-50-90)	54,568	49,797	76,975	76,975	76,975	76,975	–	–
	ТГ ст. № 7 (Т-100-130)	–	–	–	–	–	–	–	–
	ТГ ст. № 8 (Т-110-130)	–	–	–	–	–	–	–	–
1.12. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям и на собственные нужды из теплофикационных отборов турбоагрегатов, тыс. Гкал	всего	1679,016	1858,020	2158,705	2188,792	2466,433	2918,415	1 980,151	1 996,495
	ТГ ст. № 3 (ПТ-25-90)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	–	–
	ТГ ст. № 4 (ПТ-30-90)	234,061	248,996	310,457	310,479	329,470	342,283	183,548	189,010
	ТГ ст. № 5 (ПТ-65-90)	339,397	346,397	387,863	391,915	429,475	449,828	414,291	417,805
	ТГ ст. № 6 (ПТ-50-90)	93,929	151,041	301,503	302,549	357,002	437,058	–	–
	ТГ ст. № 7 (Т-100-130)	618,073	637,223	653,815	663,026	742,771	960,489	835,491	830,455
	ТГ ст. № 8 (Т-110-130)	393,556	474,363	505,067	520,823	607,714	728,757	546,821	559,225
1.13. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям и на собственные нужды от конденсаторов турбоагрегатов, тыс. Гкал	всего	82,979	82,979	82,979	82,979	82,979	82,979	82,979	82,979
	ТГ ст. № 3 (ПТ-25-90)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	ТГ ст. № 4 (ПТ-30-90)	63,996	63,996	63,996	63,996	63,996	63,996	48,434	48,434
	ТГ ст. № 5 (ПТ-65-90)	18,983	18,983	18,983	18,983	18,983	18,983	34,545	34,545
	ТГ ст. № 6 (ПТ-50-90)	–	–	–	–	–	–	–	–
	ТГ ст. № 7 (Т-100-130)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	ТГ ст. № 8 (Т-110-130)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.
1.14. Отпуск тепловой энергии от ПВК, тыс. Гкал		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	146,222	195,016	195,016
1.15. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям, всего, тыс. Гкал		1917,298	2047,417	2348,168	2378,137	2653,594	3250,813	2 376,717	2 393,143
1.16. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	физический метод	172,0	171,2	169,9	169,7	168,8	166,7	169,8	169,7
	пропорциональный метод	130,6	128,5	127,1	126,9	125,5	125,0	129,6	129,3
1.17. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		668,814	683,467	729,625	735,381	804,635	918,588	688,221	690,202
1.18. Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	338,982	333,015	330,728	331,768	356,800	376,830	284,651	283,988
	пропорциональный метод	418,371	420,402	431,289	433,634	471,542	512,217	380,274	380,682
1.19. Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	329,832	350,452	398,897	403,613	447,835	541,758	403,570	406,214
	пропорциональный метод	250,443	263,065	298,336	301,747	333,093	406,371	307,947	309,520
1.20. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2011 год, тыс. т у.т.		0,000	14,653	60,811	66,567	135,822	249,774	19,407	21,388
1.21. Изменение расхода условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	0,000	– 5,967	– 8,254	– 7,214	17,818	37,848	-54,331	-54,994
	пропорциональный метод	0,000	2,031	12,918	15,263	53,171	93,846	-38,097	-37,689
1.22. Изменение расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	0,000	20,620	69,065	73,781	118,004	211,926	73,738	76,382
	пропорциональный метод	0,000	12,622	47,893	51,304	82,651	155,928	57,504	59,077
2. Показатели работы вновь вводимой парогазовой установки ПГУ-240									
2.1. Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч		–	–	–	–	–	–	1893,899	1893,899
2.2. Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч		–	–	–	–	–	–	1974,786	1974,786
2.3. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	–	–	–	–	–	–	187,7	187,7
	пропорциональный метод	–	–	–	–	–	–	200,4	200,4
2.4. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям и на собственные нужды, тыс. Гкал		–	–	–	–	–	–	1110,209	1110,209
2.5. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям, всего, тыс. Гкал		–	–	–	–	–	–	1068,066	1068,066
2.6. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	физический метод	–	–	–	–	–	–	155,3	155,3
	пропорциональный метод	–	–	–	–	–	–	133,0	133,0

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.
2.7. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		–	–	–	–	–	–	521,492	521,492
2.8. Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	–	–	–	–	–	–	355,579	355,579
	пропорциональный метод	–	–	–	–	–	–	379,450	379,450
2.9. Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	–	–	–	–	–	–	165,913	165,913
	пропорциональный метод	–	–	–	–	–	–	142,042	142,042
3. Интегральные показатели работы ТЭЦ с учетом вновь вводимой парогазовой установки ПГУ-240									
3.1. Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч		1 256,446	1 270,210	1 322,866	1 335,154	1 481,086	1 680,718	3 125,961	3 128,121
3.2. Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч		1 403,685	1 418,762	1 477,718	1 490,786	1 645,987	1 860,299	3 361,055	3 363,513
3.3. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	269,8	262,2	250,0	248,5	240,9	224,2	204,8	204,5
	пропорциональный метод	333,0	331,0	326,0	324,8	318,4	304,8	243,0	243,0
3.4. Отпуск тепловой энергии от ПВК, тыс. Гкал		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	146,222	195,016	195,016
3.5. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям, всего, тыс. Гкал		1 917,298	2 047,417	2 348,168	2 378,137	2 653,594	3 250,813	3 444,784	3 461,209
3.6. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	физический метод	172,0	171,2	169,9	169,7	168,8	166,7	165,3	165,3
	пропорциональный метод	130,6	128,5	127,1	126,9	125,5	125,0	130,6	130,5
3.7. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		668,814	683,467	729,625	735,381	804,635	918,588	1 209,713	1 211,694
3.8. Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	338,982	333,015	330,728	331,768	356,800	376,830	640,230	639,567
	пропорциональный метод	418,371	420,402	431,289	433,634	471,542	512,217	759,725	760,132
3.9. Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	329,832	350,452	398,897	403,613	447,835	541,758	569,483	572,127
	пропорциональный метод	250,443	263,065	298,336	301,747	333,093	406,371	449,988	451,562
3.10. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2011 год, тыс. т у.т.		0,000	14,653	60,811	66,567	135,822	249,774	540,899	542,880
3.11. Изменение расхода условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	0,000	-5,967	-8,254	-7,214	17,818	37,848	301,248	300,585
	пропорциональный метод	0,000	2,031	12,918	15,263	53,171	93,846	341,354	341,761
3.12. Изменение расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	0,000	20,620	69,065	73,781	118,004	211,926	239,651	242,295
	пропорциональный метод	0,000	12,622	47,893	51,304	82,651	155,928	199,546	201,119

Итоговые результаты расчета прогнозируемых технико-экономических показателей Пензенская ТЭЦ-2 на период 2015 – 2029 гг. приведены в табл. 6.7.

Таблица 6.7

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.
1. Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч		48,125	52,944	55,326	56,092	60,517	61,244	61,013	66,414
2. Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	всего	67,778	73,192	75,936	76,814	81,993	82,826	82,801	90,980
	Р-8-35/10 КТЗ ст. № 1	18,986	19,779	21,127	21,541	25,106	25,694	29,282	31,387
	Р-8-35/10 КТЗ ст. № 2	48,792	53,412	54,809	55,273	56,887	57,131	53,520	59,594
3. Выработка электроэнергии по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	относительная, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4. Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	67,778	73,192	75,936	76,814	81,993	82,826	82,801	90,980
	относительная, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
5. Отпуск электроэнергии, выработанной по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	относительная, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6. Отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	48,125	52,944	55,326	56,092	60,517	61,244	61,013	66,414
	относительная, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	124,4	125,2	125,4	125,4	125,4	125,4	124,1	122,1
	пропорциональный метод	293,9	294,7	294,8	294,9	294,7	294,8	291,2	287,0
8. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	175,2	173,1	172,1	171,8	169,9	169,6	168,4	167,3
	пропорциональный метод	413,9	407,4	404,6	403,8	399,3	398,6	395,2	393,1
9. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по конденсационному циклу, г у.т./кВт·ч	физический метод	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	пропорциональный метод	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу, г у.т./кВт·ч	физический метод	175,2	173,1	172,1	171,8	169,9	169,6	168,4	167,3
	пропорциональный метод	413,9	407,4	404,6	403,8	399,3	398,6	395,2	393,1
11. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям и на собственные нужды из производственных отборов и противодавления турбоагрегатов, тыс. Гкал	всего	488,925	513,917	528,439	533,250	563,007	567,887	566,169	621,054
	Р-8-35/10 КТЗ ст. № 1	193,963	198,300	205,930	208,322	229,399	232,964	254,486	267,819
	Р-8-35/10 КТЗ ст. № 2	294,962	315,616	322,509	324,928	333,608	334,924	311,682	353,235

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.
12. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям и на собственные нужды из теплофикационных отборов турбоагрегатов, тыс. Гкал	всего	0	0	0	0	0	0	0	0
	Р-8-35/10 КТЗ ст. № 1	0	0	0	0	0	0	0	0
	Р-8-35/10 КТЗ ст. № 2	0	0	0	0	0	0	0	0
13. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям и на собственные нужды от конденсаторов турбоагрегатов, тыс. Гкал	всего	0	0	0	0	0	0	0	0
	Р-8-35/10 КТЗ ст. № 1	0	0	0	0	0	0	0	0
	Р-8-35/10 КТЗ ст. № 2	0	0	0	0	0	0	0	0
14. Отпуск тепловой энергии от ПВК, тыс. Гкал		55,595	55,595	55,595	55,595	55,595	55,595	55,779	149,698
15. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям, всего, тыс. Гкал		617,644	646,899	663,247	668,992	701,916	708,004	703,355	854,732
16. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	физический метод	170,8	170,1	169,8	169,7	169,1	169,0	169,2	167,1
	пропорциональный метод	152,2	150,9	150,4	150,2	149,4	149,2	149,6	149,6
17. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		113,896	119,207	122,135	123,153	129,005	130,075	129,310	153,974
18. Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	8,432	9,167	9,521	9,635	10,281	10,389	10,274	11,111
	пропорциональный метод	19,918	21,567	22,386	22,650	24,162	24,415	24,110	26,110
19. Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	105,465	110,040	112,615	113,519	118,724	119,686	119,037	142,863
	пропорциональный метод	93,978	97,640	99,750	100,504	104,843	105,660	105,201	127,864
20. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2014 год, тыс. т у.т.		0,000	5,311	8,239	9,257	15,109	16,179	15,414	40,077
21. Изменение расхода условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	0,000	0,735	1,089	1,203	1,849	1,957	1,842	2,679
	пропорциональный метод	0,000	1,649	2,468	2,732	4,244	4,497	4,192	6,192
22. Изменение расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	0,000	4,575	7,150	8,054	13,260	14,222	13,572	37,398
	пропорциональный метод	0,000	3,662	5,771	6,525	10,865	11,682	11,222	33,885

Итоговые результаты расчета прогнозируемых технико-экономических показателей котельной «Арбеково» на период 2015 – 2029 гг. приведены в табл. 6.8.

Таблица 6.8

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.
1. Выработка тепловой энергии brutto, тыс. Гкал	всего	954,193	825,817	654,873	672,327	424,339	–	–	–
	ПТВМ-50 ст. № 1	89,910	54,427	0,000	0,000	0,000	–	–	–
	ПТВМ-50 ст. № 2	116,434	67,438	15,964	17,192	0,000	–	–	–
	ПТВМ-50 ст. № 3	149,065	142,035	111,500	114,454	64,548	–	–	–
	КВГМ-50 ст. № 4	108,778	110,109	104,251	108,373	76,488	–	–	–
	КВГМ-100 ст. № 5	312,912	278,795	261,991	268,421	149,758	–	–	–
	КВГМ-100 ст. № 6	121,313	118,150	106,304	109,024	87,474	–	–	–
	ДЕ-14-25-250 ГМ ст. № 1	28,212	27,294	27,294	27,294	22,982	–	–	–
	ДЕ-14-25-250 ГМ ст. № 2	27,568	27,568	27,568	27,568	23,089	–	–	–
2. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям, всего, тыс. Гкал		926,528	799,138	628,195	645,648	408,270	–	–	–
3. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал		159,3	159,9	161,3	161,2	161,0	–	–	–
4. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал		154,6	154,7	154,8	154,8	154,9	–	–	–
5. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		147,556	127,756	101,350	104,084	65,713	–	–	–
6. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2014 г., тыс. т у.т.		0	-19,799	-46,206	-43,472	-81,843	–	–	–

Итоговые результаты расчета прогнозируемых технико-экономических показателей ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и котельной Арбеково на период 2015 – 2029 гг. табл. 6.9 (сводные данные по трем рассматриваемым энергообъектам).

Таблица 6.9

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.
1. Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч		1304,571	1323,154	1378,192	1391,246	1541,603	1741,962	3186,974	3194,536
2. Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч		1471,463	1491,954	1553,654	1567,6	1727,98	1943,125	3443,856	3454,493
3. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	266,3	258,6	246,9	245,4	238,1	222,3	204,1	203,7
	пропорциональный метод	336,0	334,0	329,2	328,0	321,6	308,1	245,9	246,1
4. Отпуск тепловой энергии от ПВК, тыс. Гкал		55,595	55,595	55,595	55,595	55,595	201,8172	250,795	344,714
5. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям, всего, тыс. Гкал		3461,47	3520,133	3639,61	3692,777	3763,78	3958,817	4148,139	4315,942
6. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	физический метод	168,4	168,3	168,4	168,2	168,0	167,1	166,0	165,7
	пропорциональный метод	142,1	140,0	137,2	137,1	133,8	129,3	133,8	134,3
7. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		930,266	930,430	953,110	962,619	999,354	1048,663	1339,024	1365,668
8. Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	347,414	342,182	340,249	341,403	367,081	387,219	650,504	650,678
	пропорциональный метод	438,289	441,969	453,674	456,284	495,704	536,632	783,834	786,242
9. Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	582,852	588,248	612,861	621,216	632,273	661,444	688,519	714,990
	пропорциональный метод	491,977	488,461	499,436	506,334	503,650	512,031	555,189	579,426
10. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2011 год, тыс. т у.т.		0,000	0,164	22,844	32,353	69,088	265,953	556,313	582,958
11. Изменение расхода условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	0,000	-5,232	-7,165	-6,011	19,667	39,805	303,090	303,264
	пропорциональный метод	0,000	3,679	15,385	17,995	57,415	98,343	345,545	347,953
12. Изменение расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	0,000	5,397	30,009	38,363	49,420	226,148	253,223	279,693
	пропорциональный метод	0,000	-3,515	7,459	14,357	11,673	167,610	210,768	235,005

Раздел 7. Анализ результатов расчетов технико-экономических показателей работы Пензенских ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково»

7.1. Анализ результатов расчета по Пензенской ТЭЦ-1

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей Пензенской ТЭЦ-1 на период 2015 – 2029 гг. приведены в табл. 6.6 и на рис. 7.1 – 7.17.

На рис. 7.1 – 7.3 представлены результаты расчета перспективной выработки и отпуска электроэнергии по Пензенской ТЭЦ-1. Необходимо отметить следующее:

- выработка электроэнергии существующей части ТЭЦ к 2019 году увеличивается 33,8 % в связи с увеличением отпуска тепла внешним потребителям с соответствующей загрузкой турбоагрегатов по теплофикационному циклу – доля выработки электроэнергии по теплофикационному циклу увеличивается с 50,6 % в 2013 году до 61,1 % в 2019 году;

- существенное уменьшение выработки электроэнергии существующей частью ТЭЦ при переходе к режиму 2024 года обусловлено вводом ПГУ-240 ст. № 1 и передачей существенной части тепловой нагрузки на эту установку; при этом существующее оборудование разгружается как по тепловой нагрузке, так и по электрической мощности (для сохранения доли выработки электроэнергии по теплофикационному циклу на уровне 60 %);

- выработка электроэнергии Пензенской ТЭЦ-1 с вводом ПГУ-240 увеличится в 1,8 раза (с 1860,3 млн. кВт.ч в 2021 году до 3 363,5 млн. кВт.ч в 2024 году), что позволит существенно компенсировать дефицит производства электроэнергии в регионе.

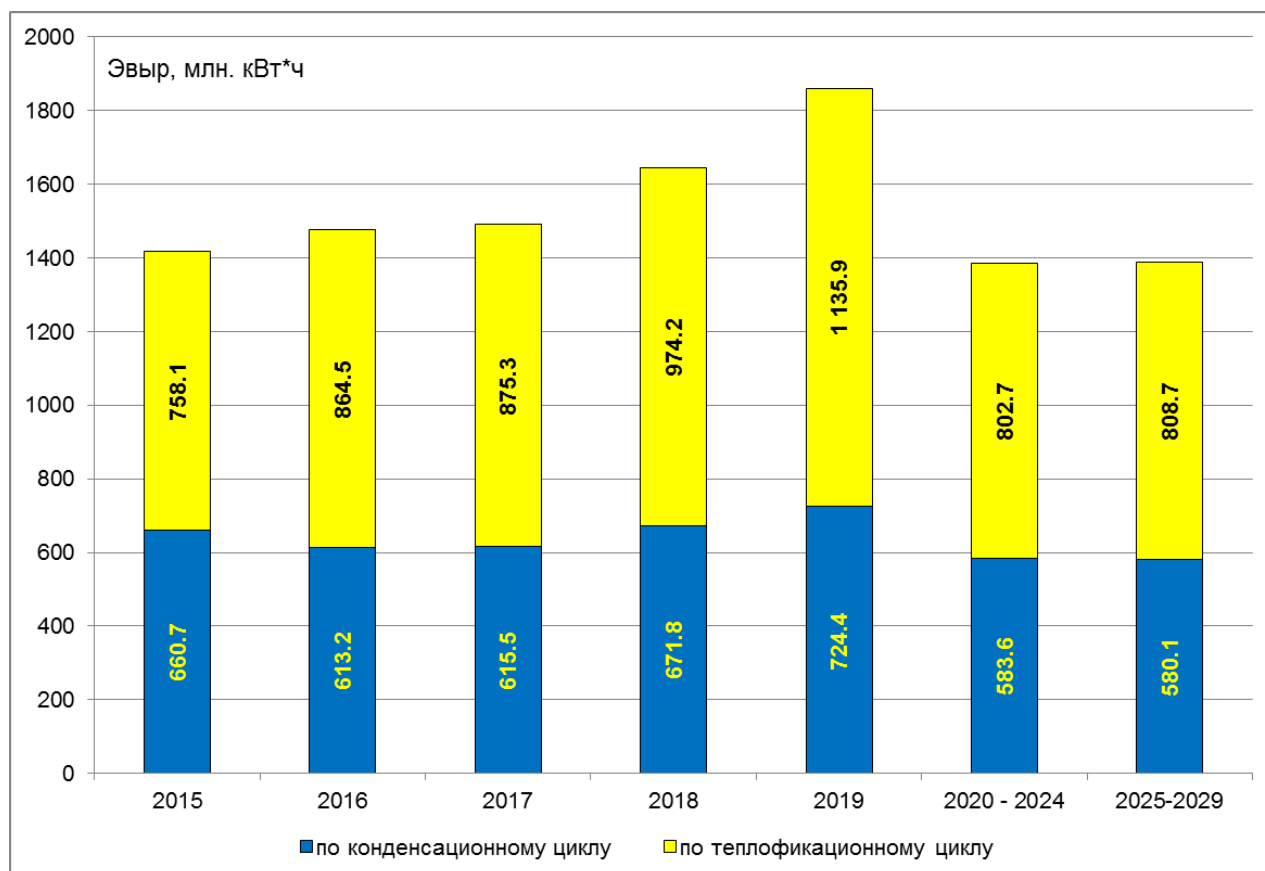


Рис. 7.1. Перспективная выработка электроэнергии по теплофикационному и конденсационному циклам на 2015 - 2029 гг. по существующему оборудованию Пензенской ТЭЦ-1

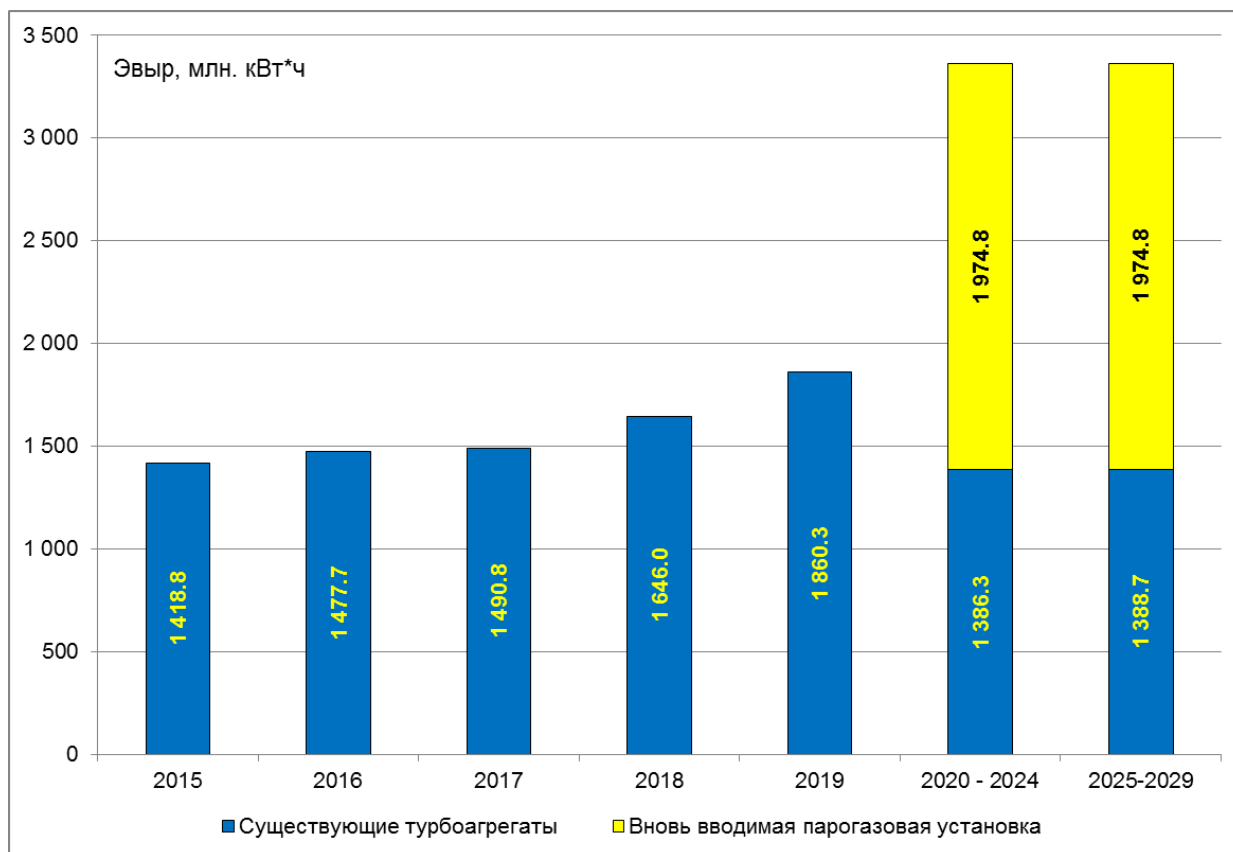


Рис.7.2. Перспективная выработка электроэнергии Пензенской ТЭЦ-1 на 2015 - 2029 гг. с учетом ввода ПГУ-240 ст. № 1

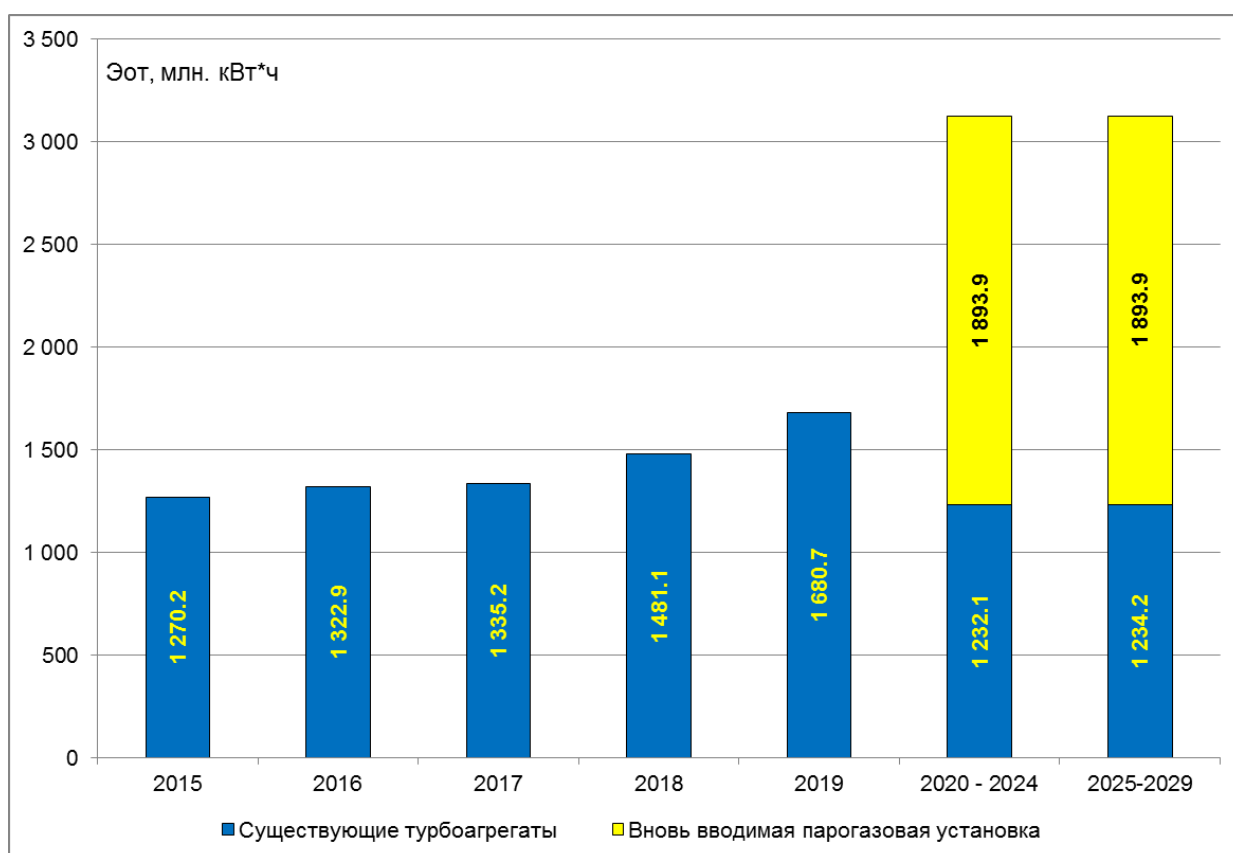


Рис.7.3. Перспективный отпуск электроэнергии Пензенской ТЭЦ-1 на 2015 - 2029 гг. с учетом ввода ПГУ-240

Перспективная динамика изменения удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии отражена на рис. 7.4–7.9. Анализ представленных данных позволяет заключить следующее:

- уменьшение удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии существующим оборудованием ТЭЦ в период до 2019 года обусловлено указанным выше увеличением доли выработки электроэнергии по теплофикационному циклу и общим увеличением тепловой нагрузки регулируемых отборов турбоагрегатов;

- замедление динамики уменьшения удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии существующим оборудованием ТЭЦ в период 2024 и 2029 гг. годы связано с перераспределением тепловой нагрузки между существующими турбоагрегатами и вводимой ПГУ-240;

- неизменность показателей работы ПГУ-240 в 2024 и 2029 гг. обусловлена её полной загрузкой (во всех случаях часть тепловой нагрузки обеспечивается существующим оборудованием ТЭЦ);

- ввод ПГУ-240 приводит к существенному улучшению показателей тепловой экономичности ТЭЦ по выработке электроэнергии – удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии в целом по ТЭЦ уменьшается к 2029 году от состояния 2014 года на 65,0 и 90,0 г у.т./кВт.ч при расчете соответственно по физическому и пропорциональному методам.

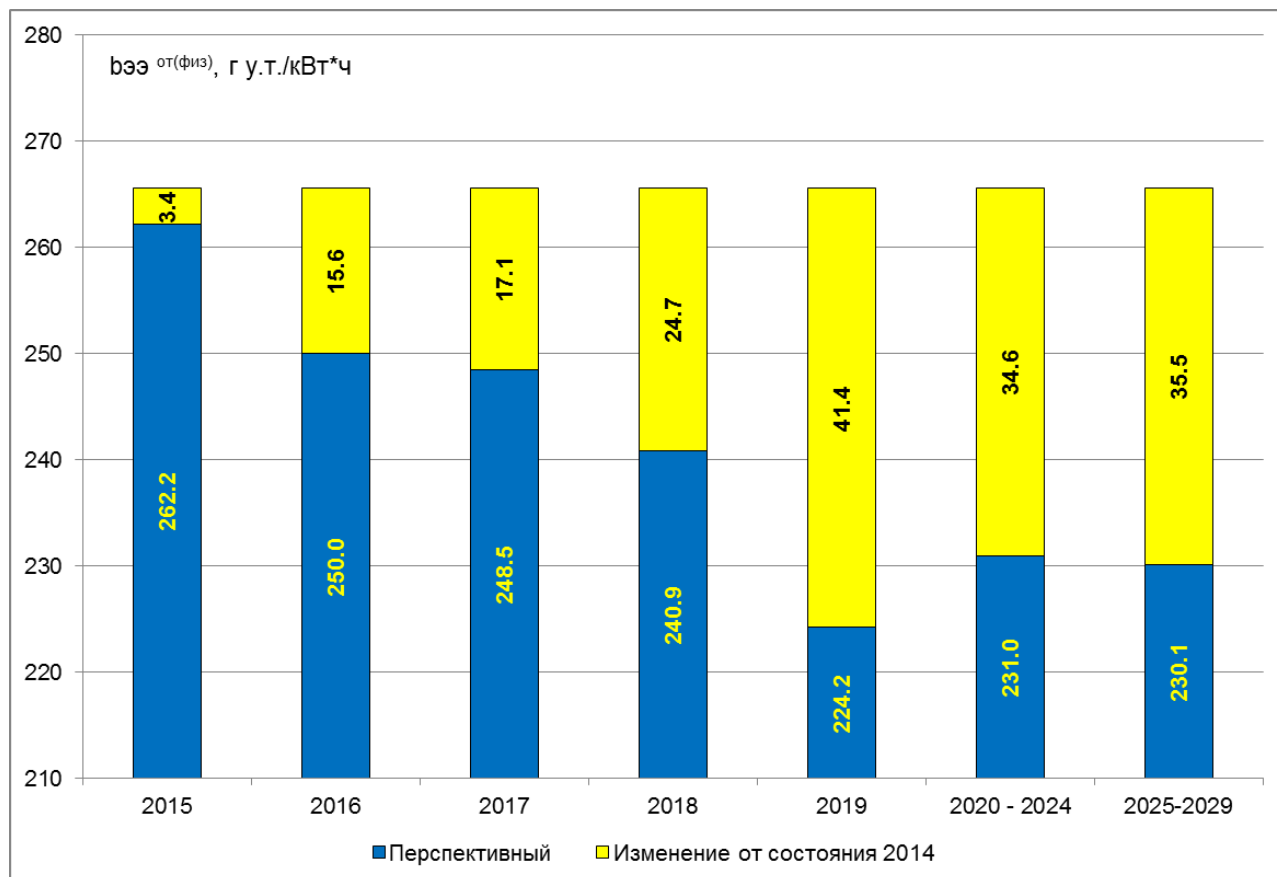


Рис.7.4 Прогноз на 2015 - 2029 гг. удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии существующим оборудованием Пензенской ТЭЦ-1 (физический метод)

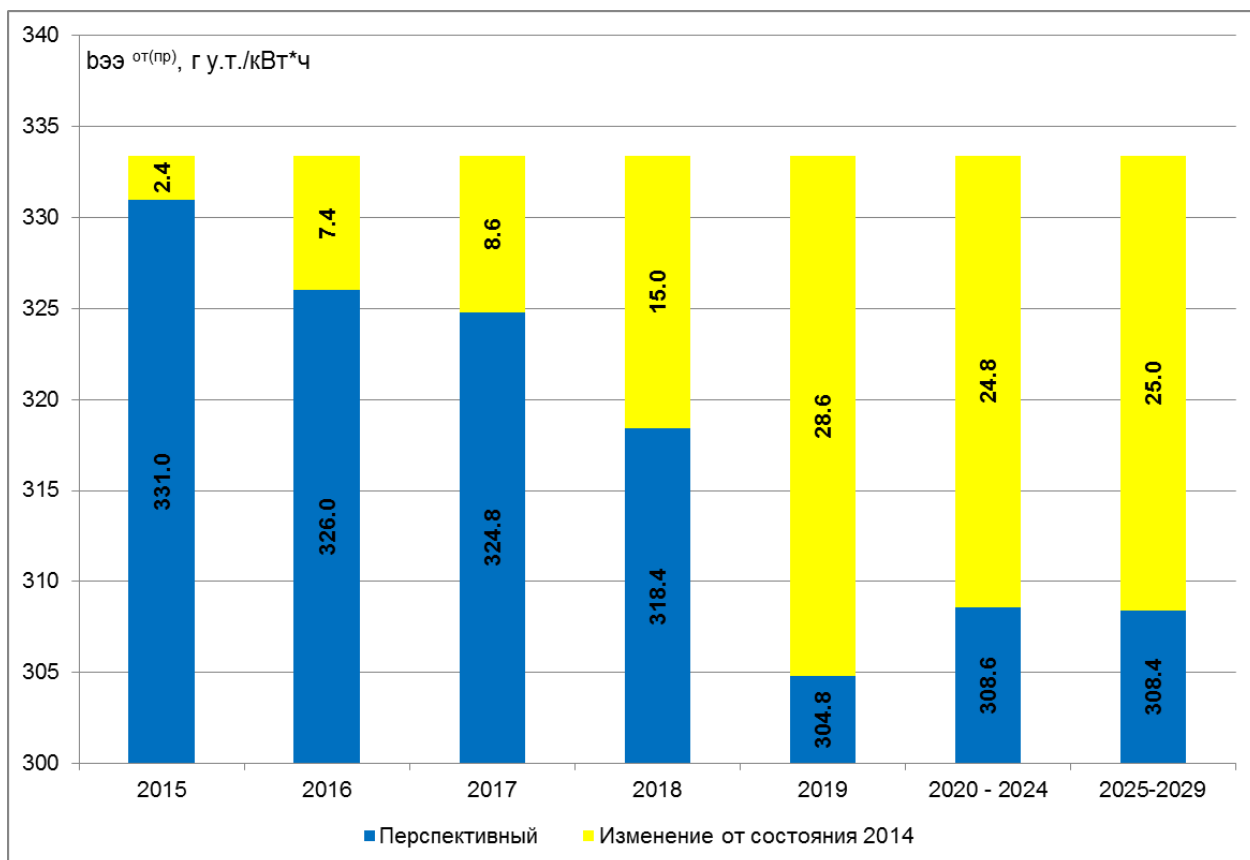


Рис.7.5. Прогноз на 2015 - 2029 гг. удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии существующим оборудованием Пензенской ТЭЦ-1 (пропорциональный метод)

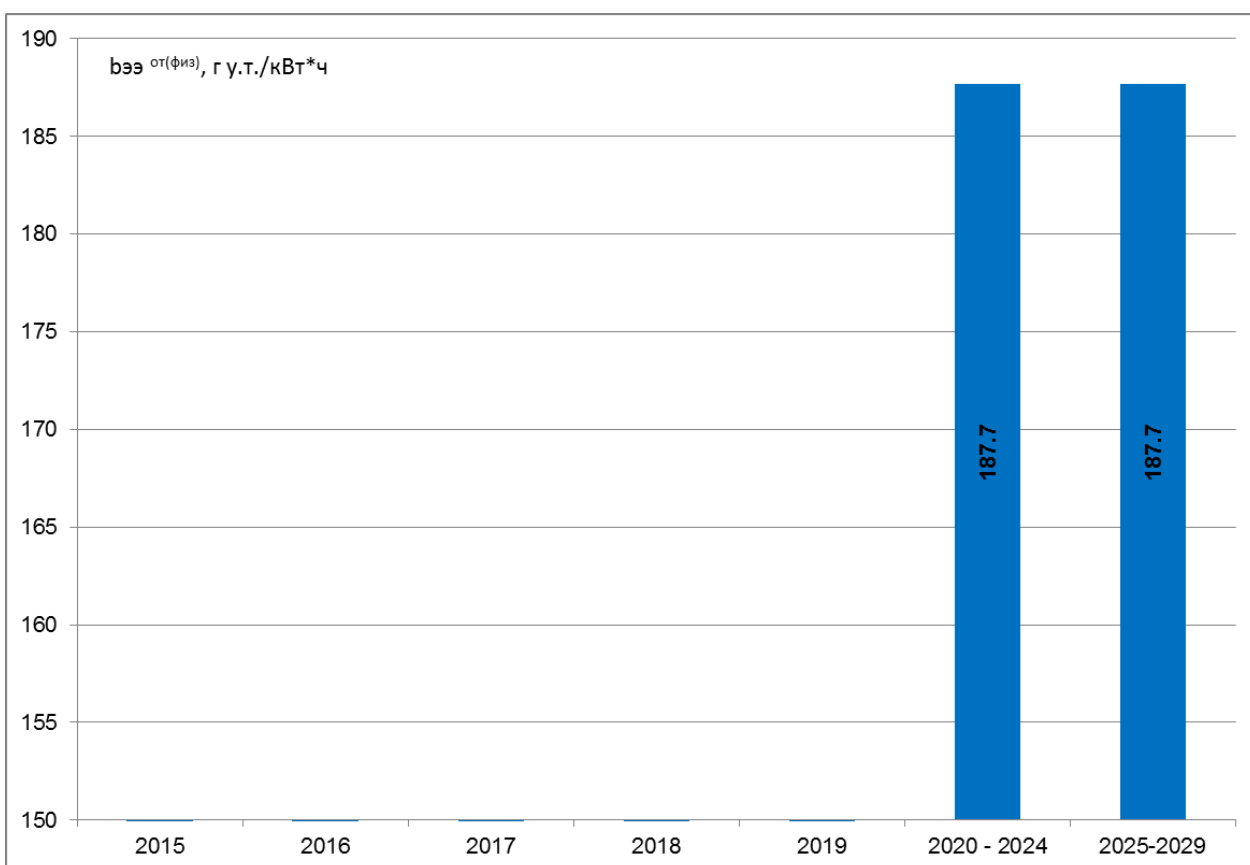


Рис.7.6. Прогноз на 2015 - 2029 гг. удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии ПГУ-240 Пензенской ТЭЦ-1 (физический метод)

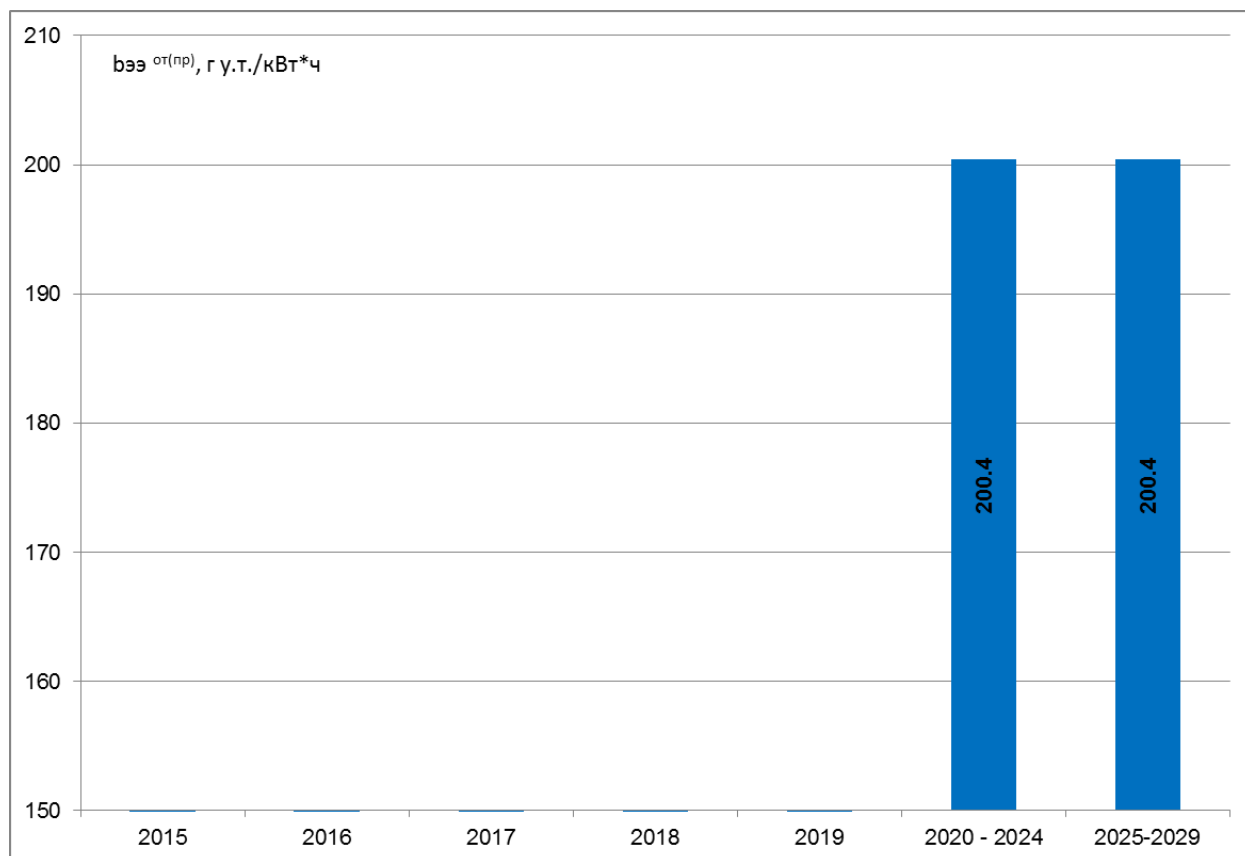


Рис.7.7. Прогноз на 2015 - 2029 гг. удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии ПГУ-240 Пензенской ТЭЦ-1 (пропорциональный метод)

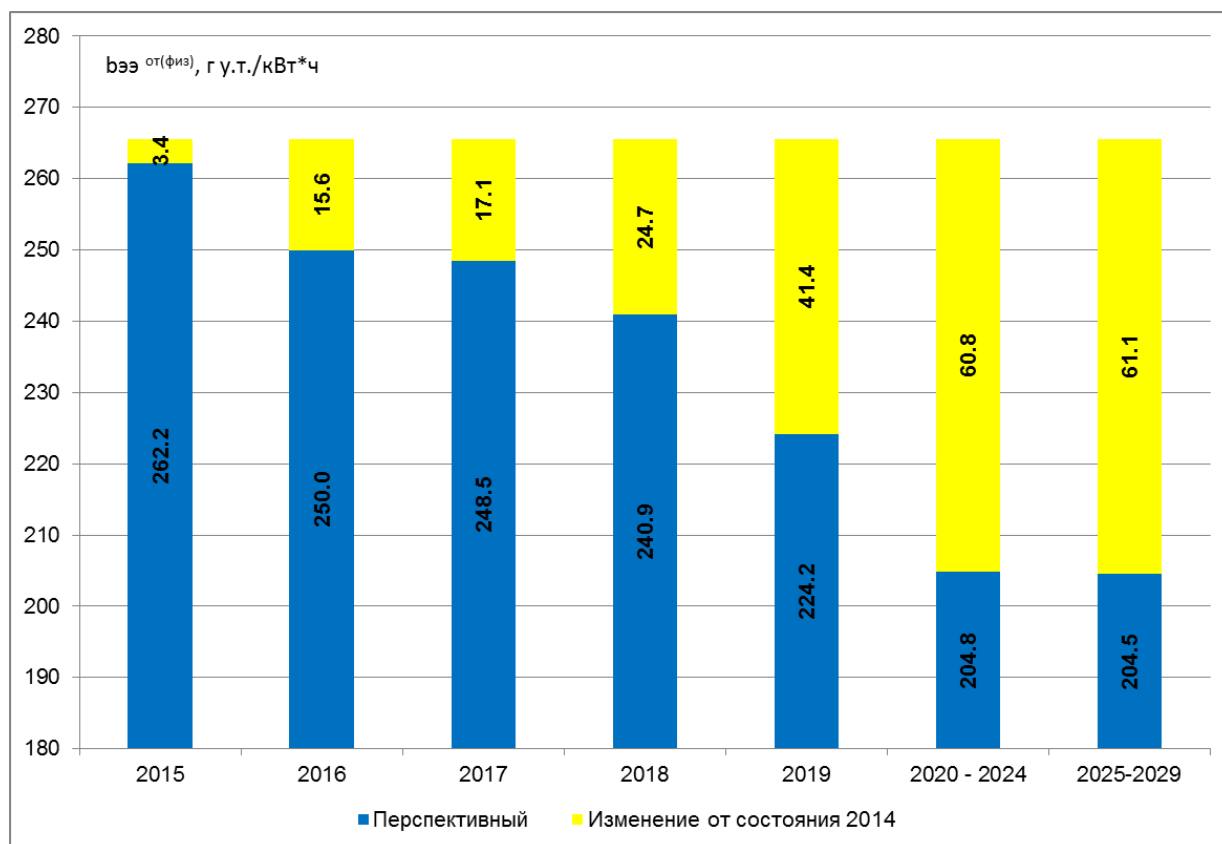


Рис.7.8. Прогноз на 2015 - 2029 гг. удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Пензенской ТЭЦ-1 в целом с учетом ввода ПГУ-240 (физический метод)

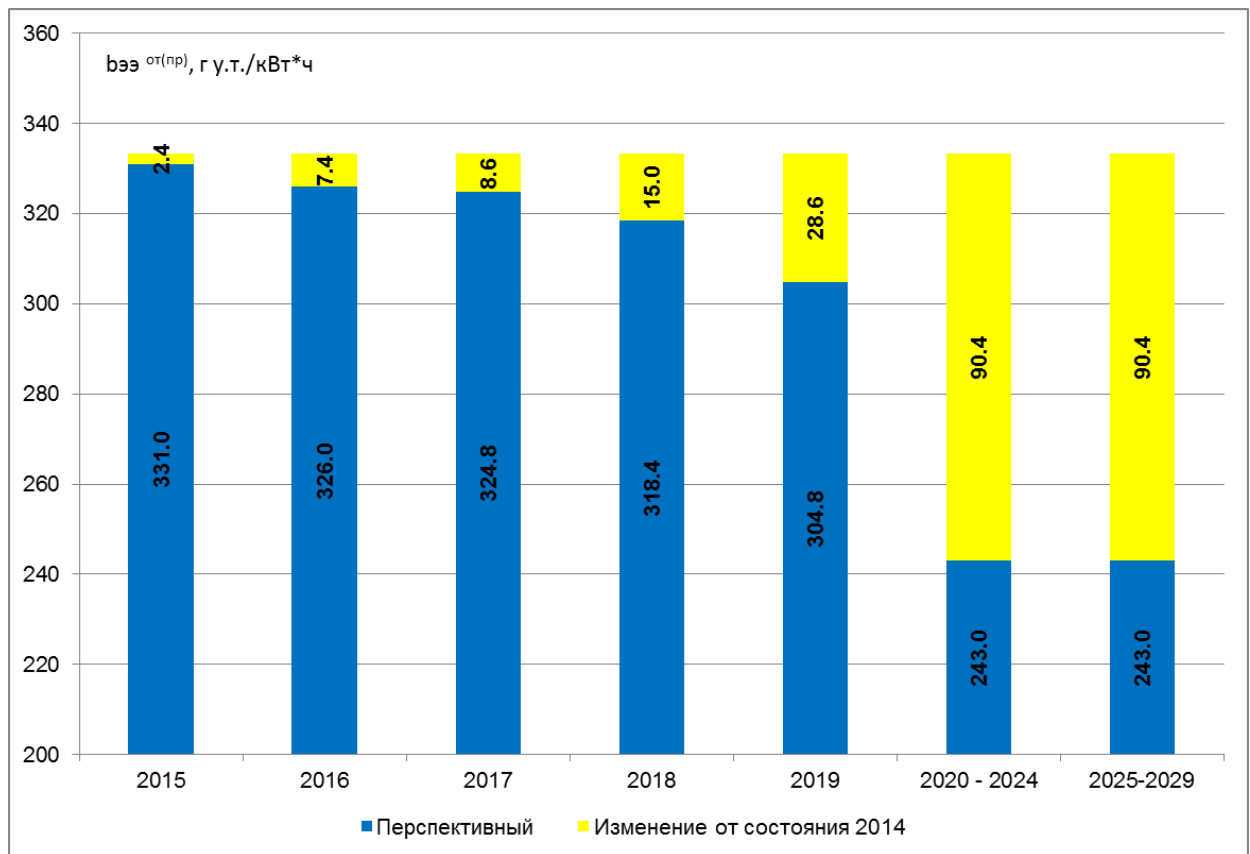


Рис.7.9. Прогноз на 2015 - 2029 гг. удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Пензенской ТЭЦ-1 в целом с учетом ввода ПГУ-240 (пропорциональный метод)

Перспективная динамика изменения отпуска тепловой энергии внешним потребителям и тепловой нагрузки источников тепла на ТЭЦ показана на графиках рис. 7.10 и 7.11.

Анализ данных, представленных на графиках рис. 7.10 и 7.11 показывает, что без ввода парогазового блока ПГУ-240 тепловая нагрузка ТЭЦ в зимние месяцы не может быть обеспечена без подключения ПВК уже при условиях 2019 года.

Однако и после ввода ПГУ необходимость в работе ПВК в зимние месяцы в период низких температур сохраняется.

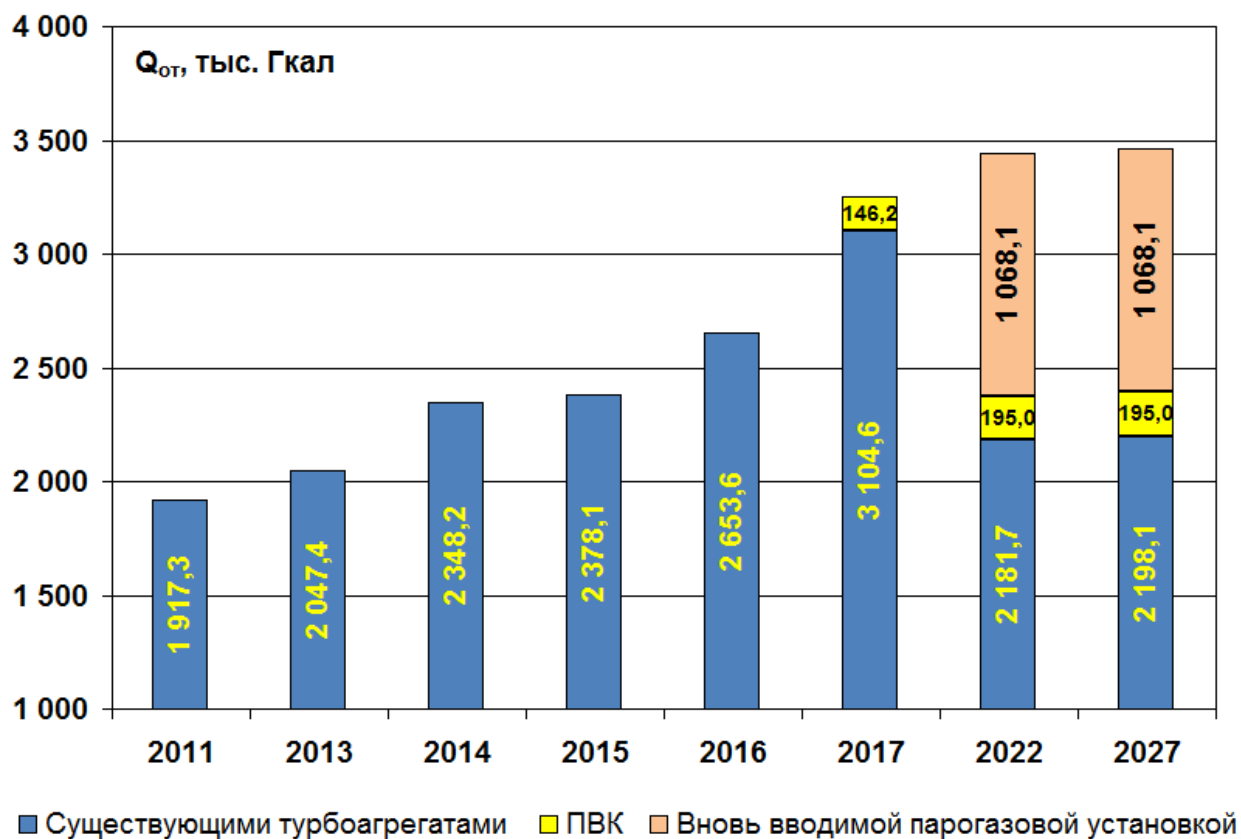


Рис.7.10. Прогноз на 2015 - 2029 гг. отпуска тепловой энергии внешним потребителям Пензенской ТЭЦ-1 в целом с учетом ввода ПГУ-240

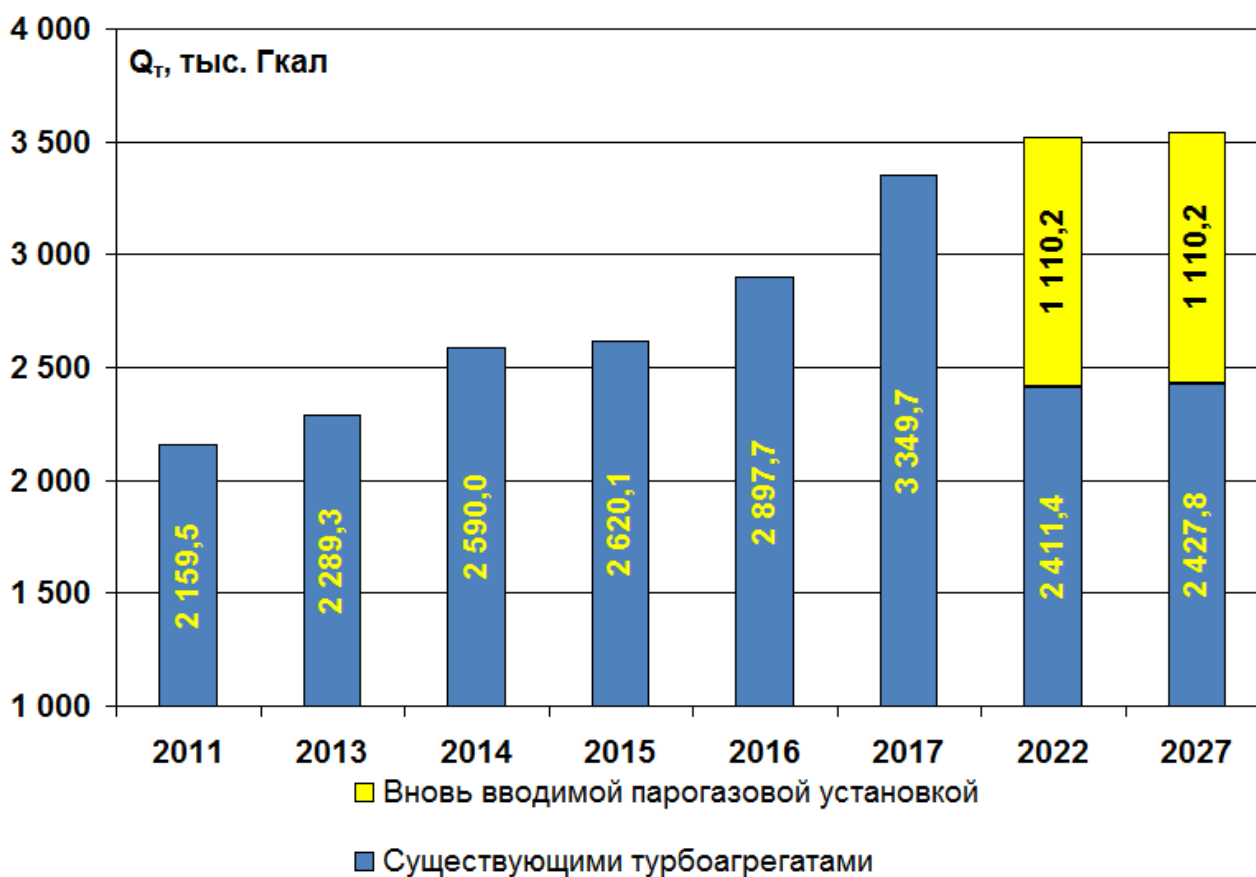


Рис. 7.11. Прогноз на 2015 - 2029 гг. отпуска тепловой энергии от турбоагрегатов существующей части и ПГУ-240 ст. № 1 Пензенской ТЭЦ-1

Перспективная динамика изменения удельных расходов условного топлива на отпуск тепловой энергии отражена на рис. 7.12 – 7.17. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы:

- уменьшение удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии существующим оборудованием ТЭЦ в период до 2019 года обусловлено как общим увеличением тепловой нагрузки регулируемых отборов турбоагрегатов (с уменьшением относительных потерь тепла, связанных с отпуском тепловой энергии внешним потребителям), так и уменьшением удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии и, следовательно, уменьшением эквивалентных затрат топлива на привод механизмов теплофикационной установки;

- ухудшение динамики снижения удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии существующим оборудованием ТЭЦ в период 2024–2029 гг. связано с уменьшением тепловой нагрузки турбоагрегатов из-за перераспределения тепловой нагрузки между ними и вводимыми ПГУ-240 ст. № 1;

- неизменность показателей работы ПГУ-240 ст. № 1 в 2024 и 2029 годах, как и в случае показателей тепловой экономичности по выработке электроэнергии, обусловлена её полной загрузкой (во всех случаях часть тепловой нагрузки обеспечивается существующим оборудованием ТЭЦ);

- ввод ПГУ-240 ст. № 1 приводит к существенному уменьшению удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии в целом по ТЭЦ (при расчете по физическому методу) – он уменьшается к 2029 году от состояния 2014 года на 6,7 кг у.т./Гкал.

При расчете по пропорциональному методу удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии к 2029 году приходит к уровню 2014 года, что связано с особенностями отнесения суммарных затрат топлива к отпуску тепловой и электрической энергии на ПГУ при расчете пропорциональным методом.

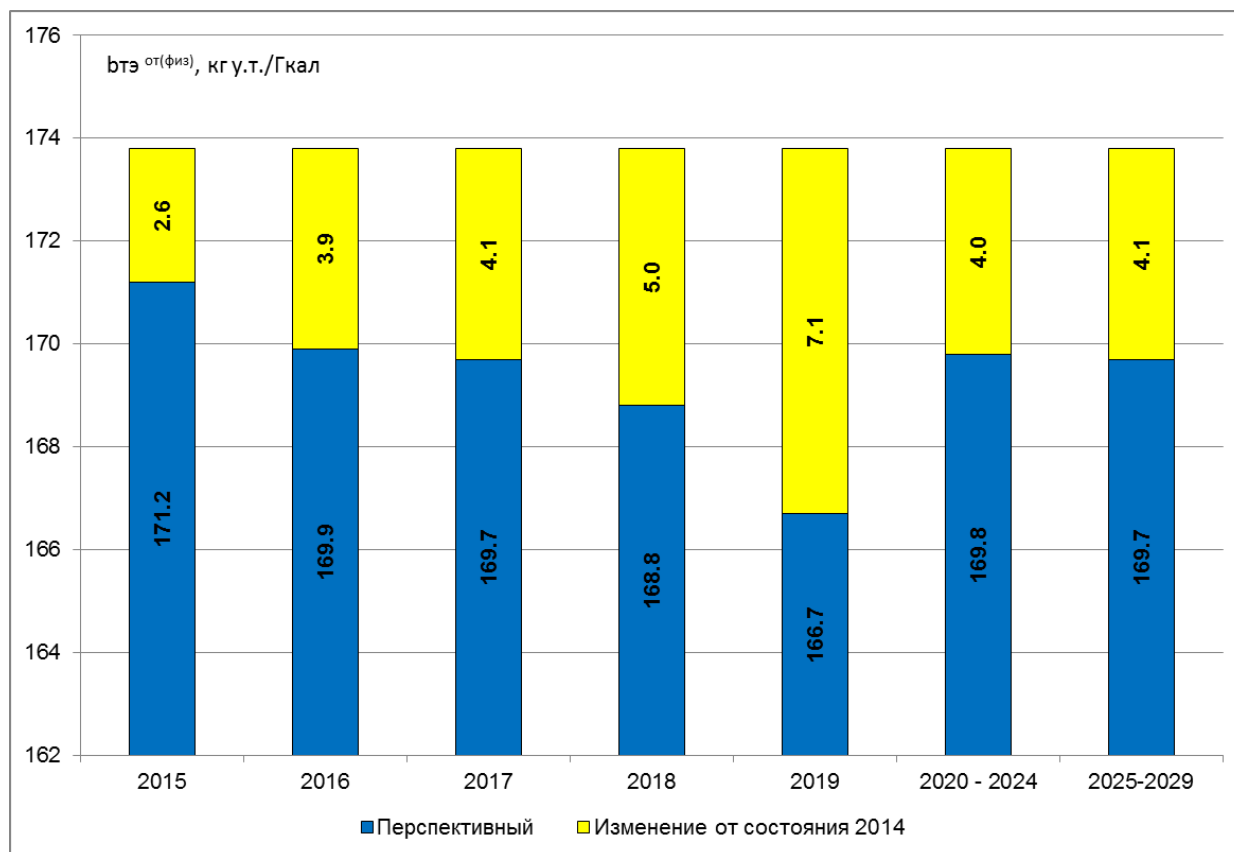


Рис.7.12. Прогноз на 2015 - 2029 гг. удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии существующим оборудованием Пензенской ТЭЦ-1 (физический метод)

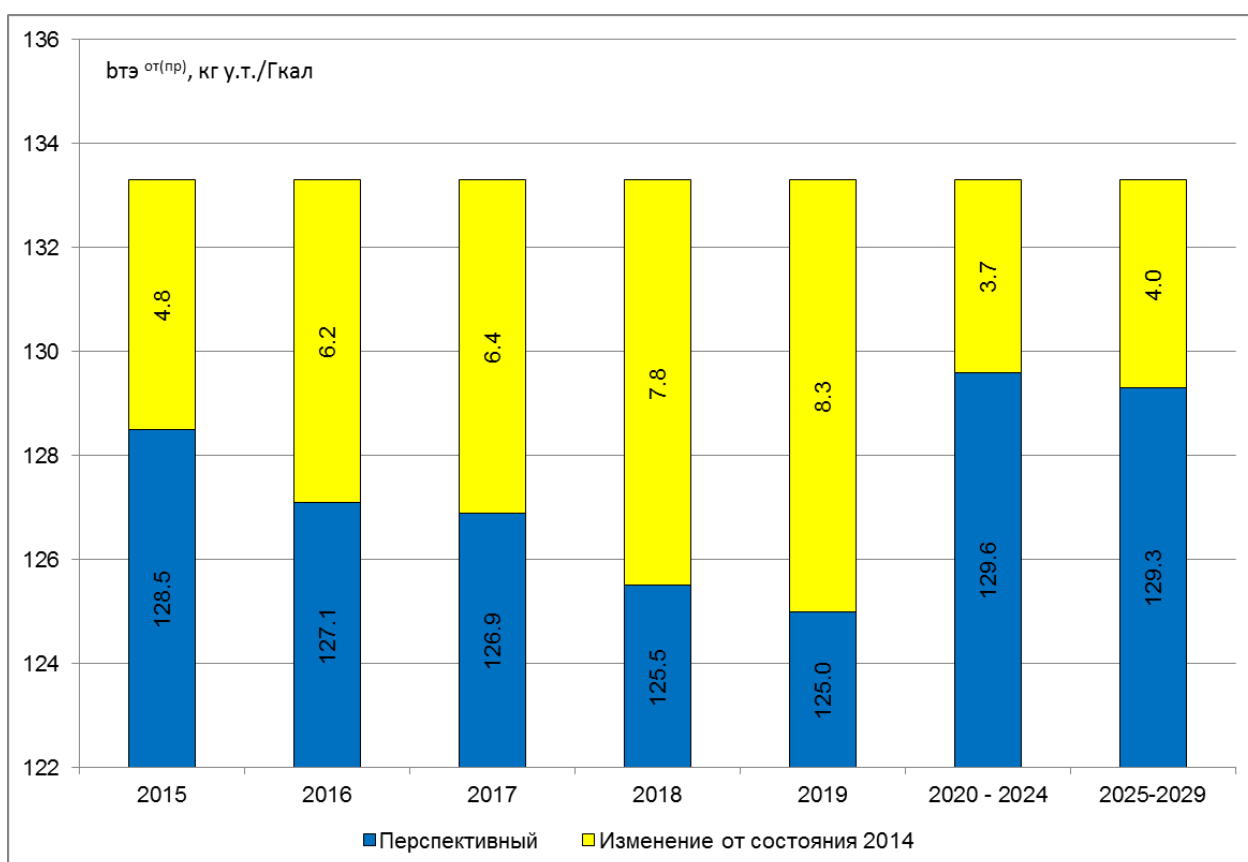


Рис.7.13. Прогноз на 2015 - 2029 гг. удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии существующим оборудованием Пензенской ТЭЦ-1 (пропорциональный метод)

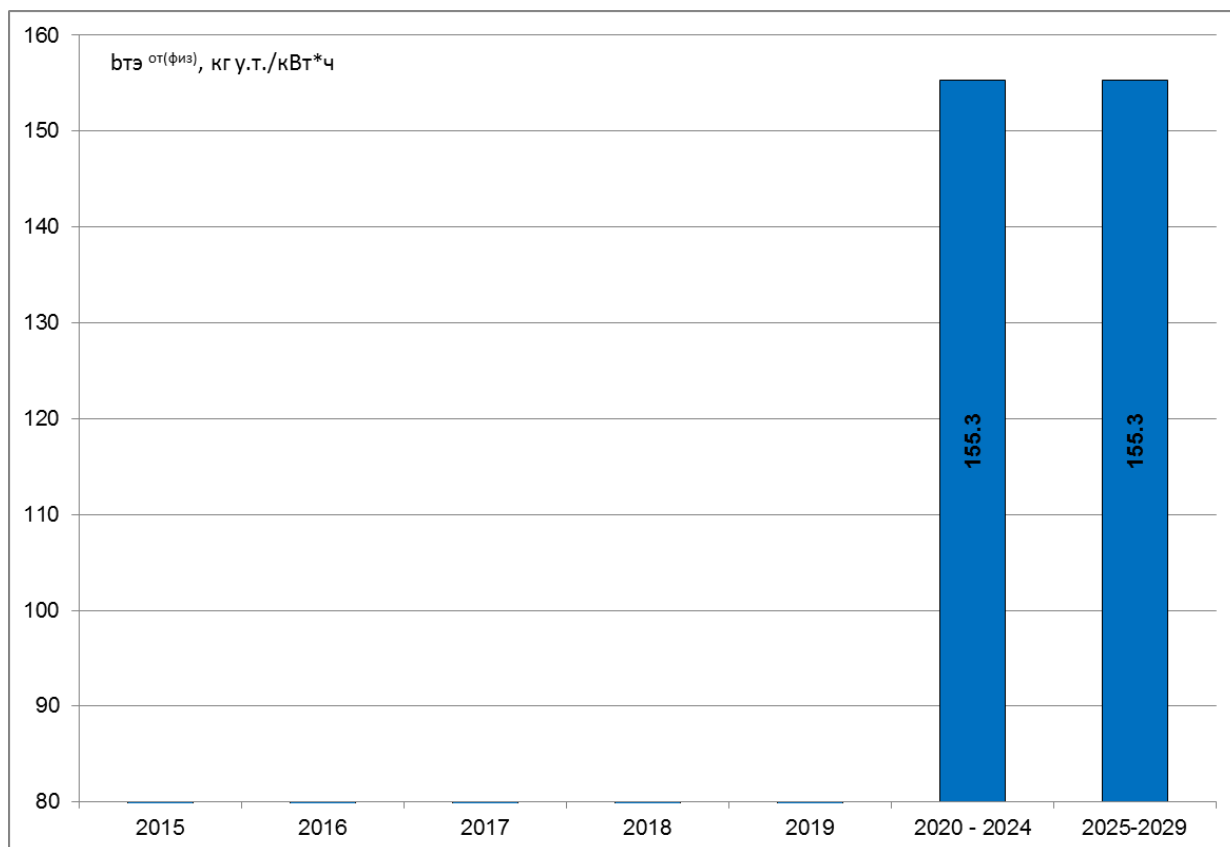


Рис. 7.14. Прогноз на 2015 - 2029 гг. удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии ПГУ-240 Пензенской ТЭЦ-1 (физический метод)

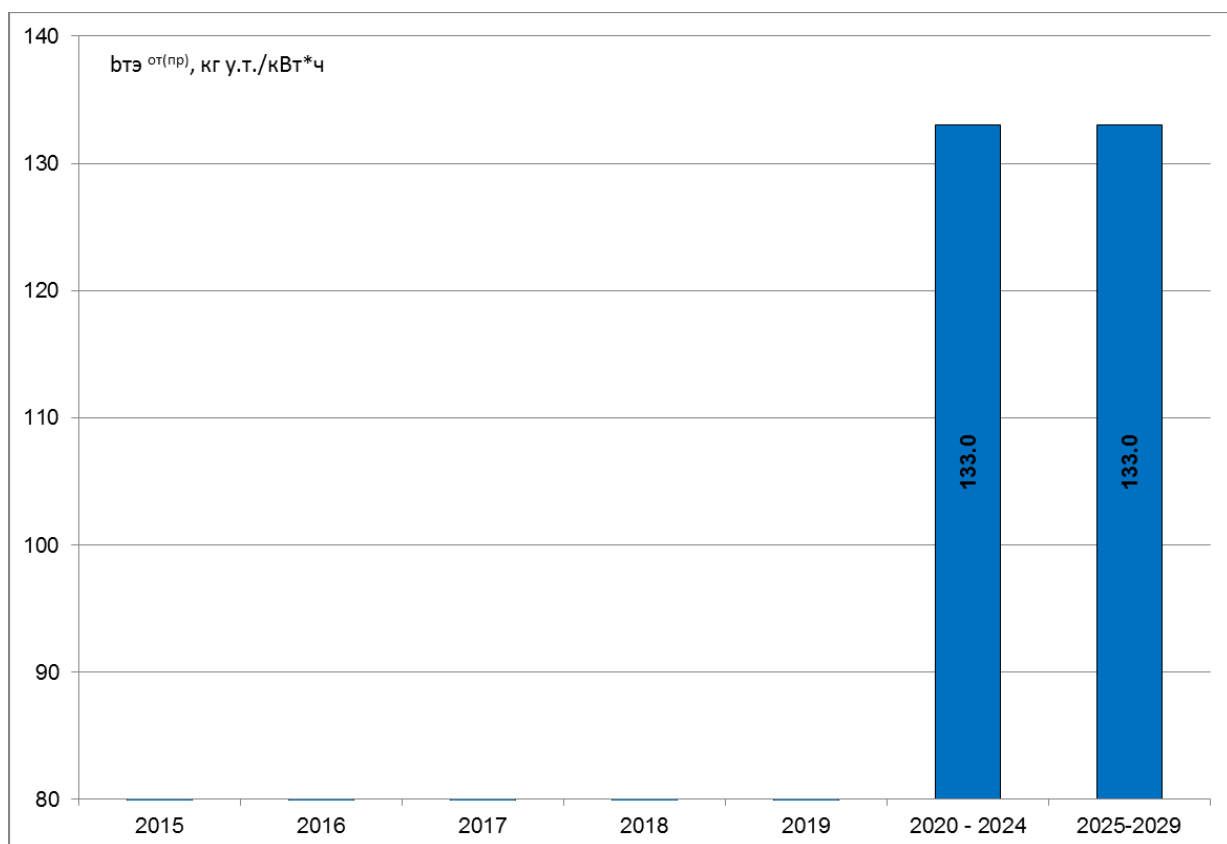


Рис. 7.15. Прогноз на 2015 - 2029 гг. удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии ПГУ-240 Пензенской ТЭЦ-1 (пропорциональный метод)

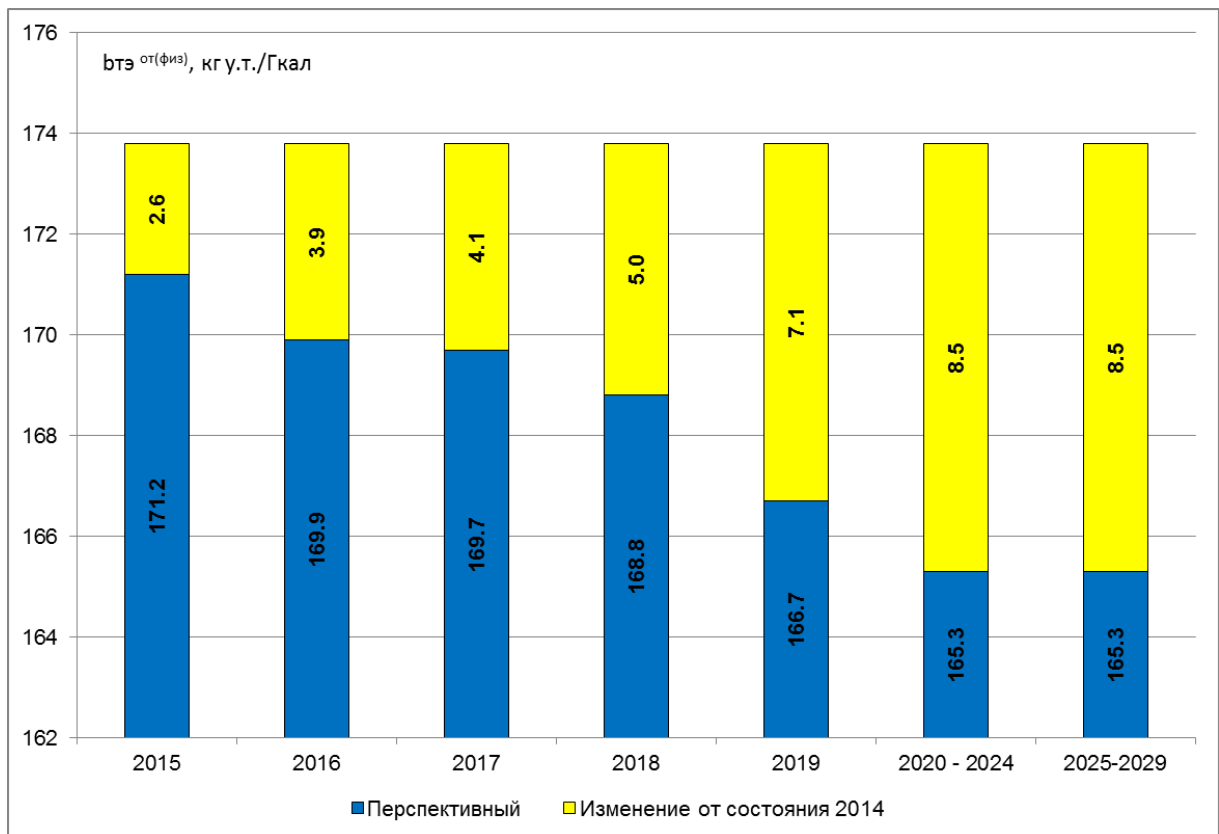


Рис. 7.16. Прогноз на 2015 - 2029 гг. удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Пензенской ТЭЦ-1 в целом с учетом ввода ПГУ-240 (физический метод)

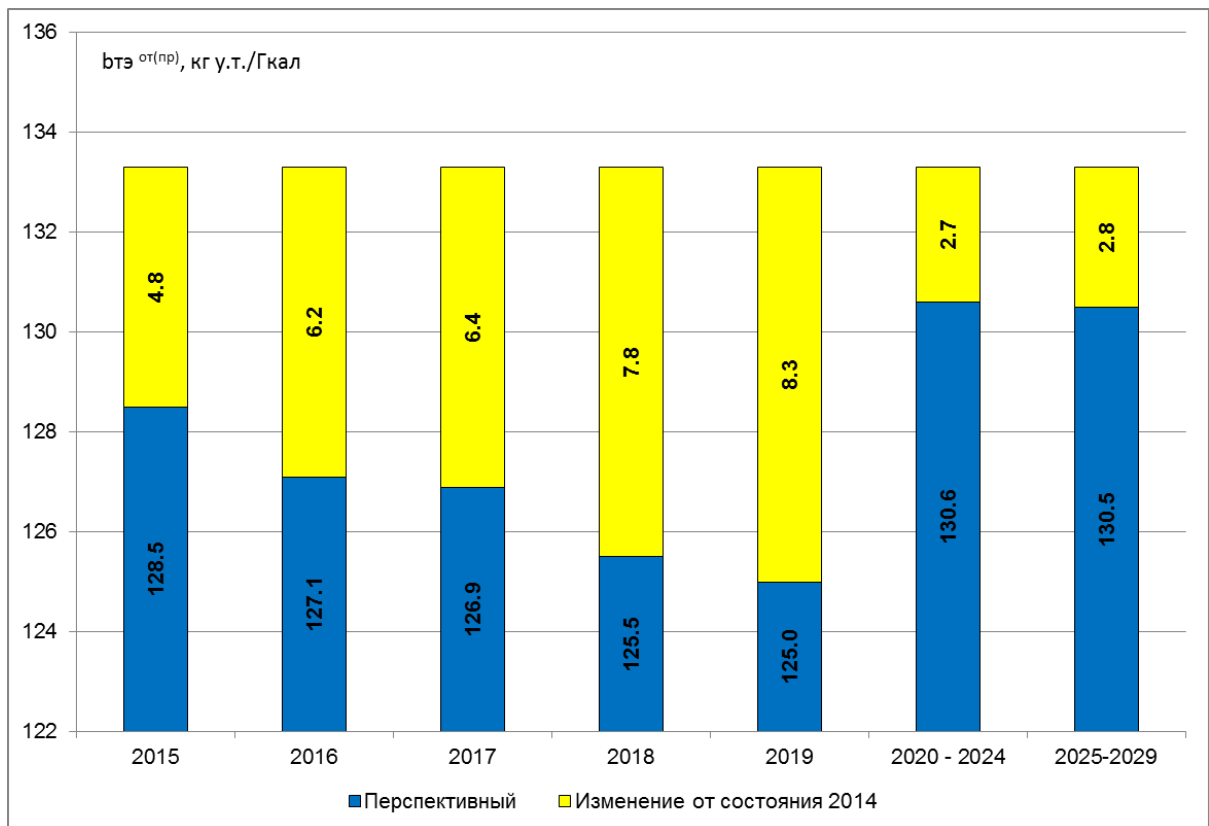


Рис. 7.17. Прогноз на 2015 - 2029 гг. удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Пензенской ТЭЦ-1 в целом с учетом ввода ПГУ-240 (пропорциональный метод)*

***Примечание:** за 2029 годы 130,5 кг у.т./Гкал – значение в базовом периоде;
0,1 кг у.т./Гкал – увеличение относительно значений за базовый период

7.2. Анализ результатов расчета по Пензенской ТЭЦ-2

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей Пензенской ТЭЦ-2 на период 2015 – 2029 гг. приведены в табл. 6.7 и на рис. 7.18 – 7.25.

На рис. 7.18 и 7.19 представлена динамика изменения выработки и отпуска электроэнергии. Изменение электрической нагрузки для Пензенской ТЭЦ-2 (с противоаварийными турбинами) полностью определяется изменением тепловой нагрузки (см. графики рис. 7.20 и 7.21).

Данные, приведенные на графиках рис. 7.20 и 7.21 показывают, что при увеличении тепловой нагрузки ТЭЦ в 2018 году на 14,6 % относительно фактического отпуска тепловой энергии в 2014 году тепловая нагрузка турбоагрегатов увеличится на 16,2 %, а отпуск электроэнергии возрастет на 27 %.

При переходе к условиям работы 2024 года наблюдается незначительное уменьшение выработки и отпуска электроэнергии в сравнении с 2019 годом, что обусловлено соответствующим общим уменьшением тепловой нагрузки турбоагрегатов при прекращении отпуска пара внешним потребителям.

Общий прирост отпуск электроэнергии к 2029 г. относительно базового 2014 г. составит 18,3 млн. кВт.ч или 38 %.

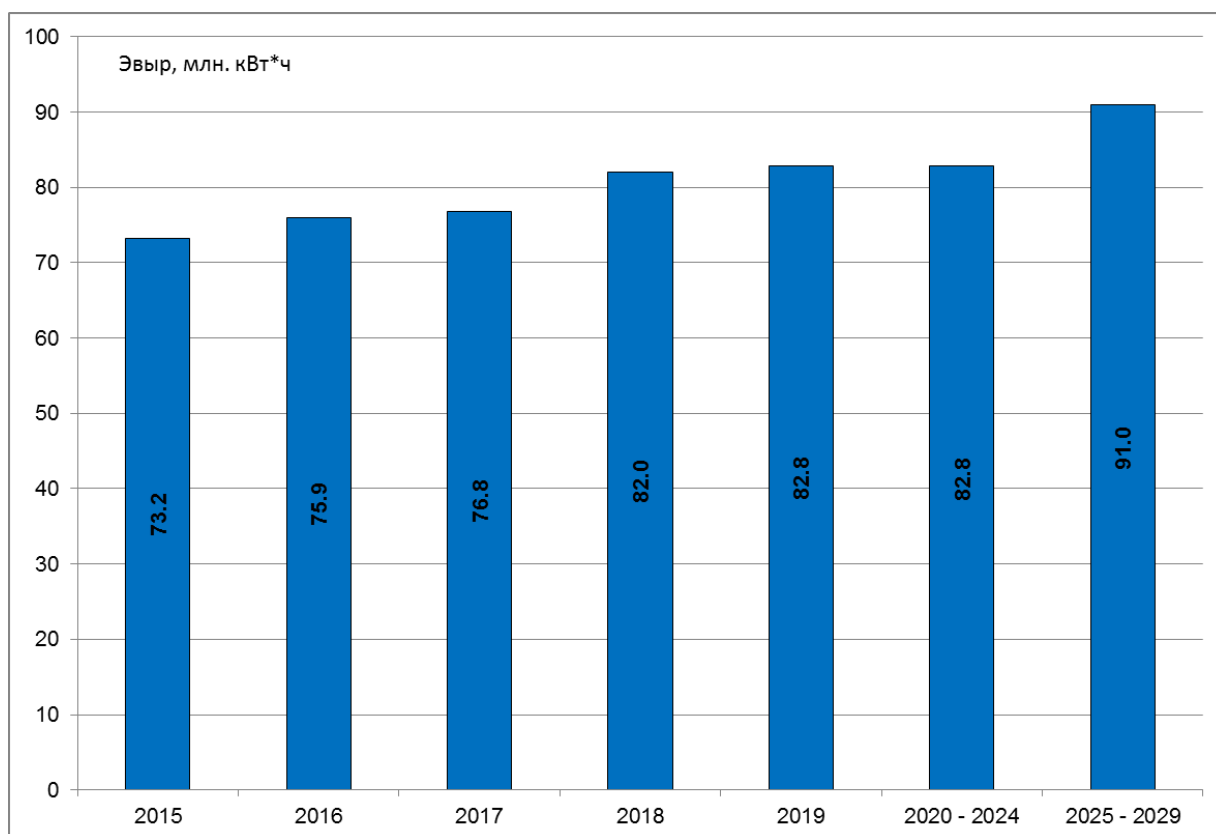


Рис. 7.18. Перспективная выработка электроэнергии Пензенской ТЭЦ-2 на 2015 - 2029 гг.

Необходимо отметить, что в расчетах до 2019 года включительно отпуск тепла от ПВК принят без изменений по данным 2014 года, поскольку в ряде зимних режимов не удастся обеспечить увеличение тепловой нагрузки турбоагрегатов по условию работы их с максимальной электрической нагрузкой. В 2024 и 2029 годах отпуск тепла от ПВК увеличится, по-

сколько оборудование комбинированного цикла в зимние месяцы окажется неспособным обеспечить весь прирост отпуска тепла, прежде всего, по условиям достижения максимальной теплопроизводительности группы энергетических котлов (с запасом на регулирование).

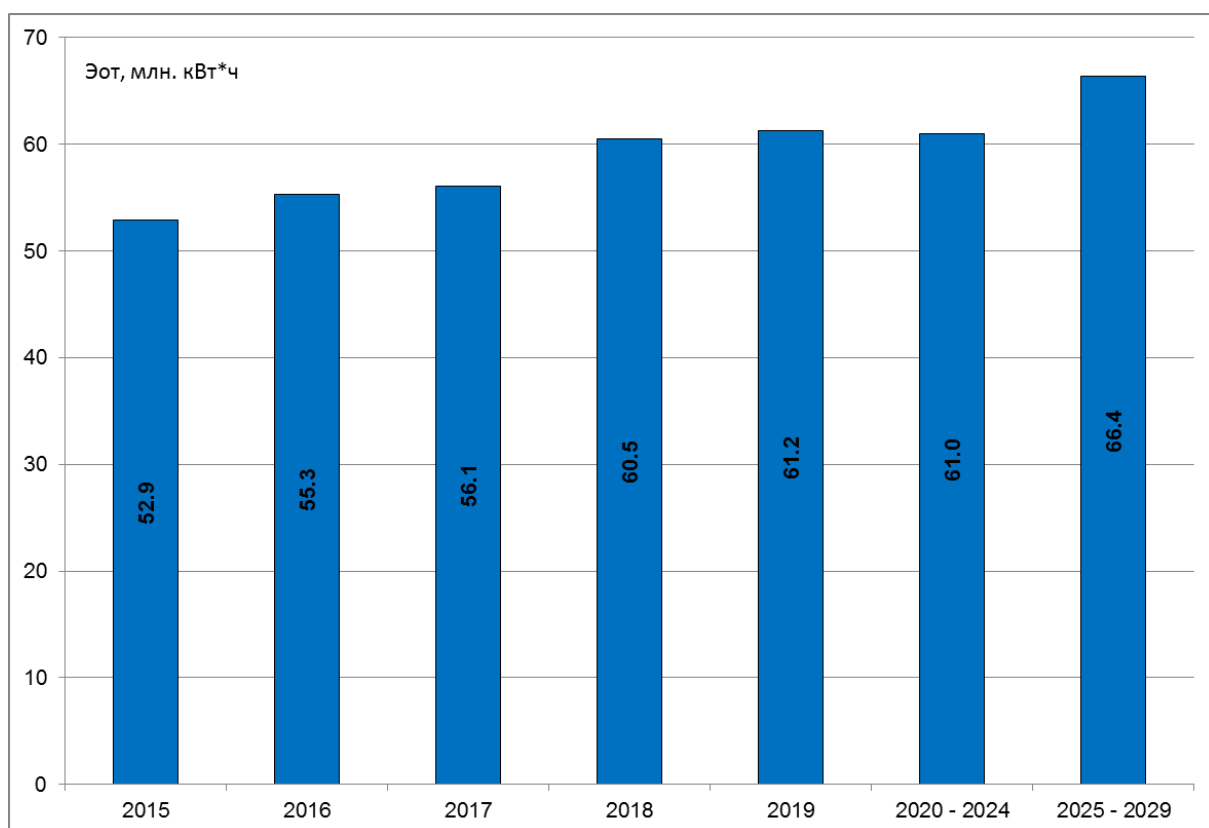


Рис.7.19. Перспективный отпуск электроэнергии Пензенской ТЭЦ-2 на 2015 - 2029 гг.

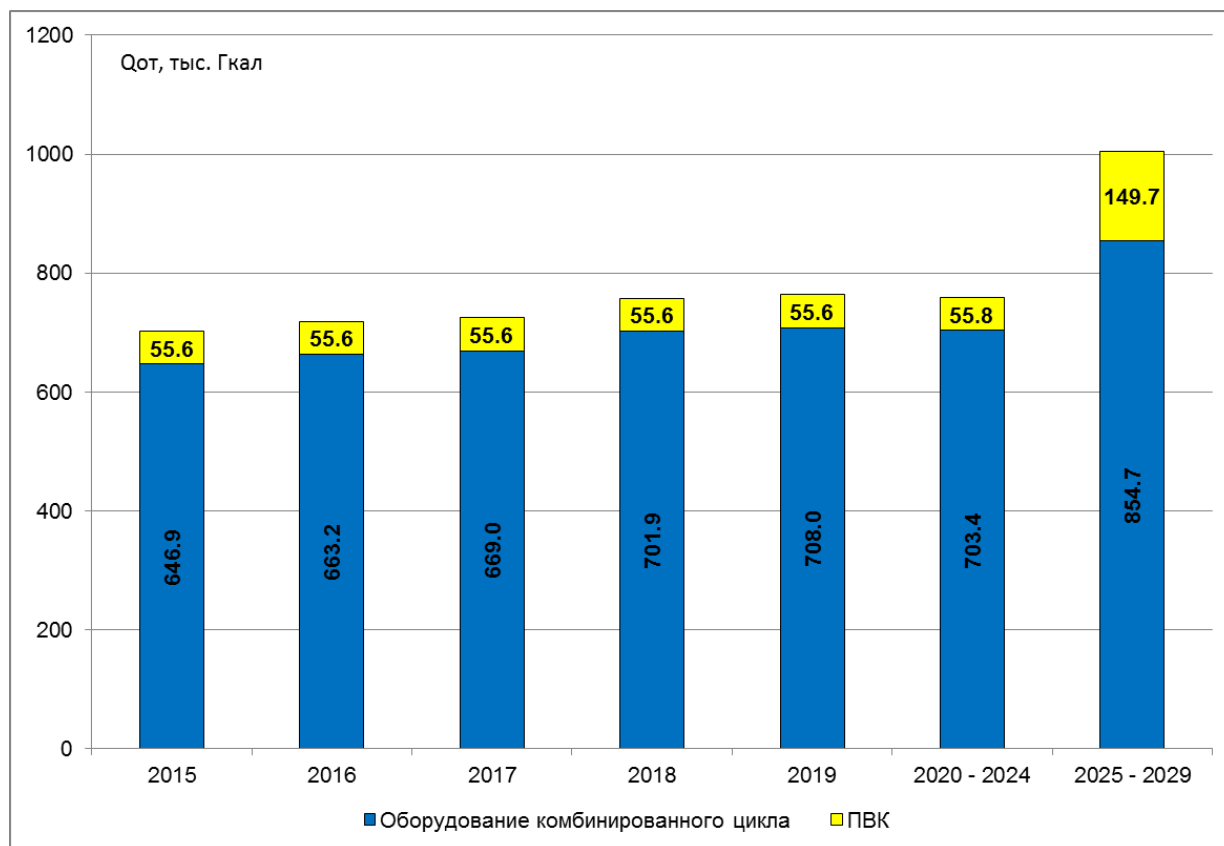


Рис.7.20. Прогноз на 2015 - 2029 гг. отпуска тепловой энергии внешним потребителям Пензенской ТЭЦ-2

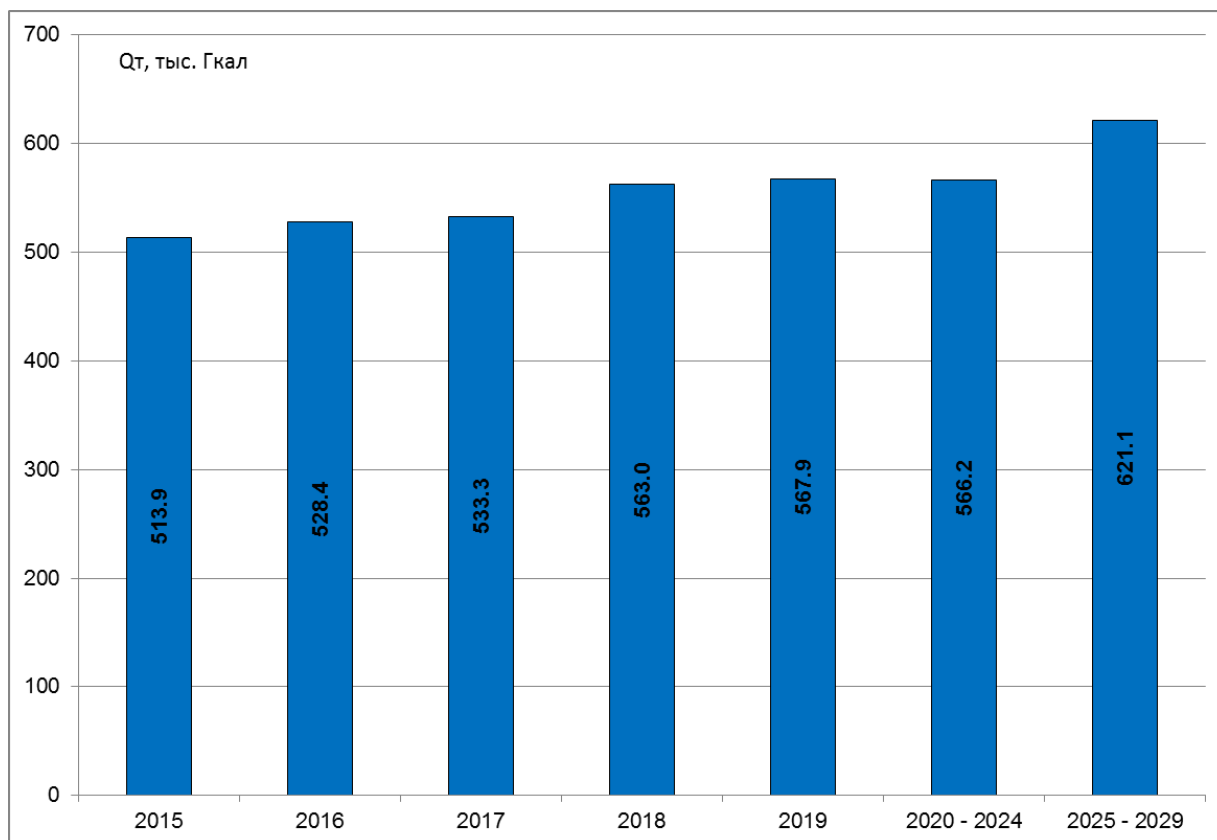


Рис. 7.21. Прогноз на 2015 - 2029 гг. отпуска тепловой энергии от турбоагрегатов Пензенской ТЭЦ-2

Динамика изменения удельных расходов топлива на отпуск электрической и тепловой энергии отражена на рис. 7.22 – 7.25.

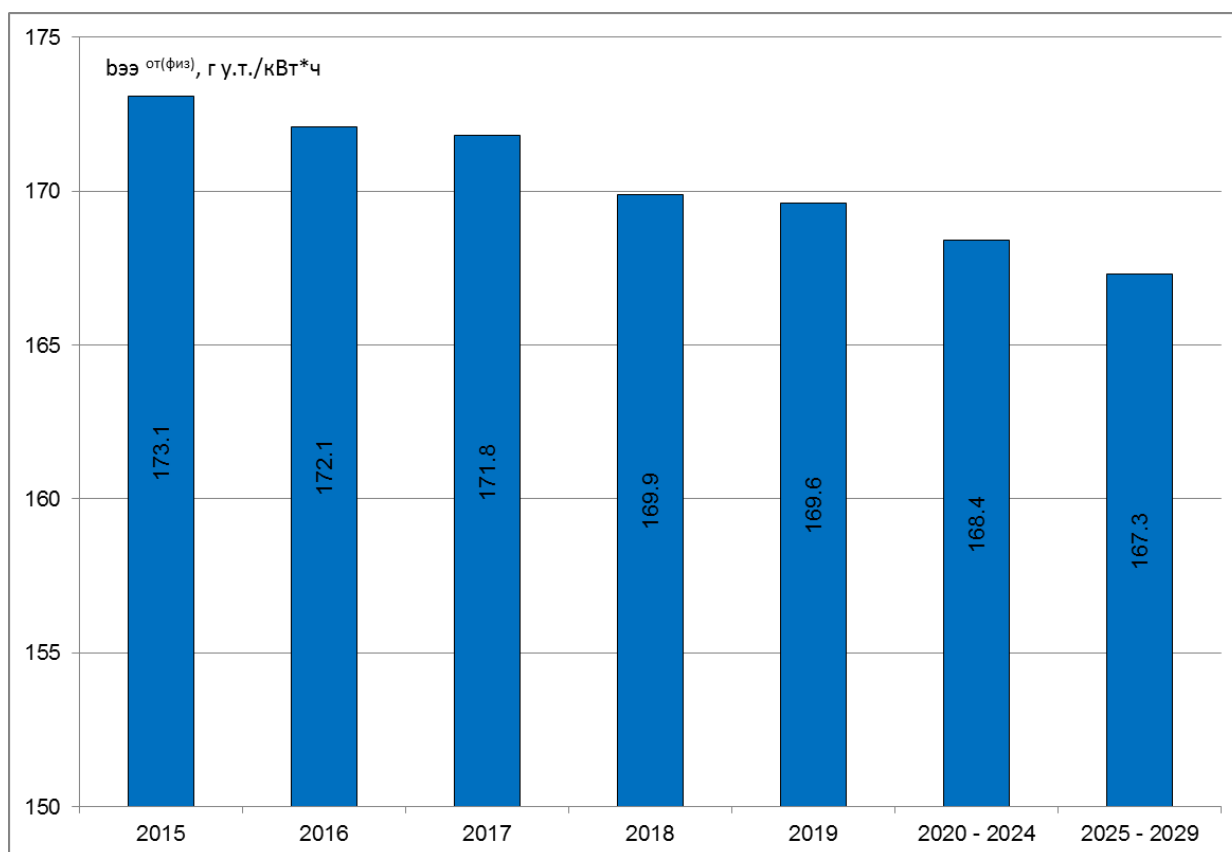


Рис. 7.22. Прогноз на 2015 - 2029 гг. удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Пензенской ТЭЦ-2 (физический метод)

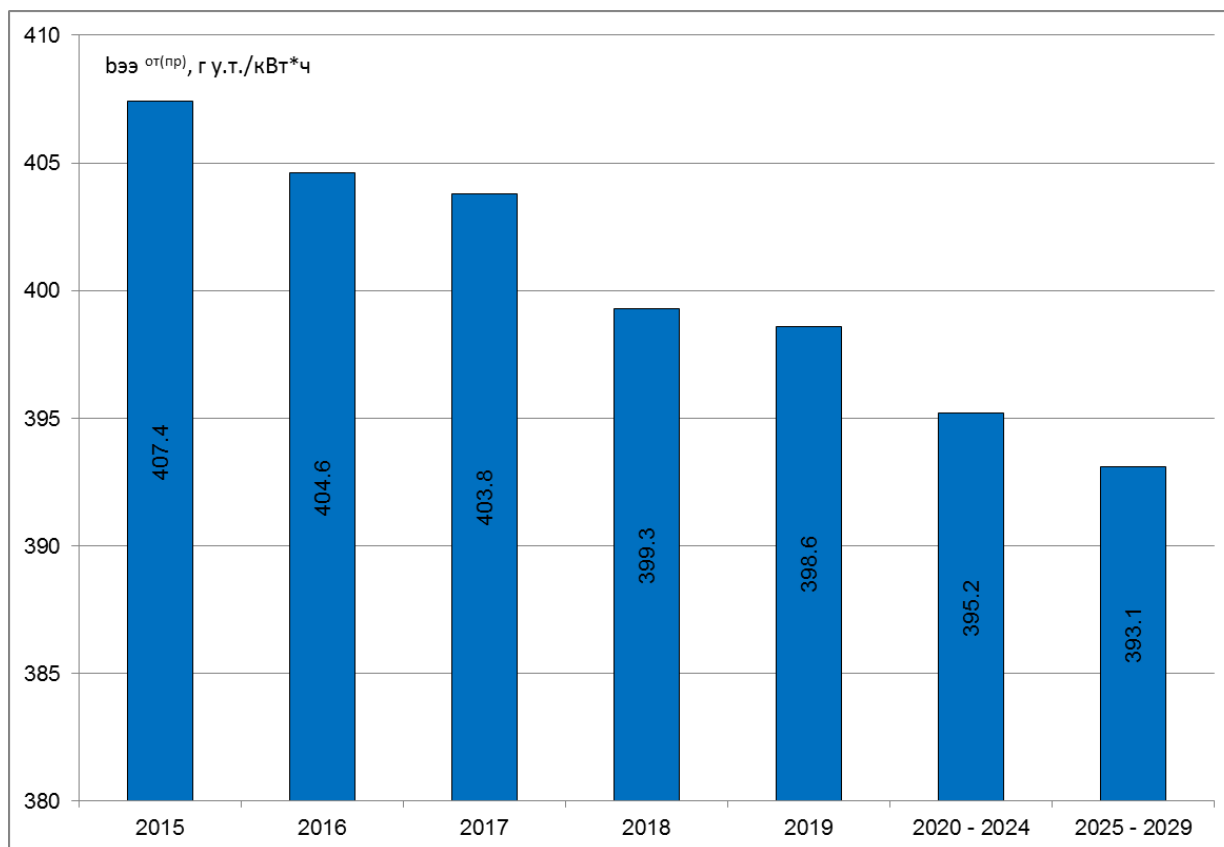


Рис. 7.23. Прогноз на 2015 - 2029 гг. удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Пензенской ТЭЦ-2 (пропорциональный метод)

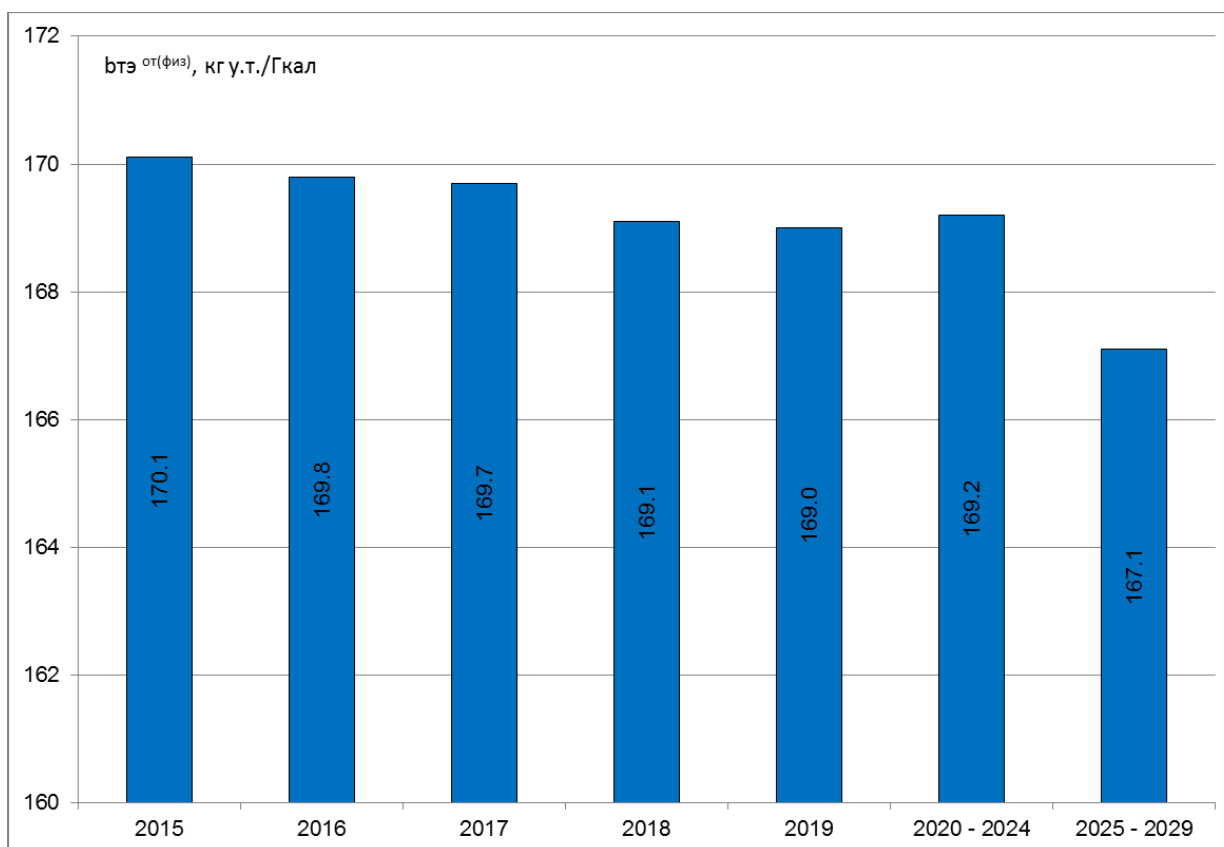


Рис.7.24. Прогноз на 2015 - 2029 гг. удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Пензенской ТЭЦ-2 (физический метод)

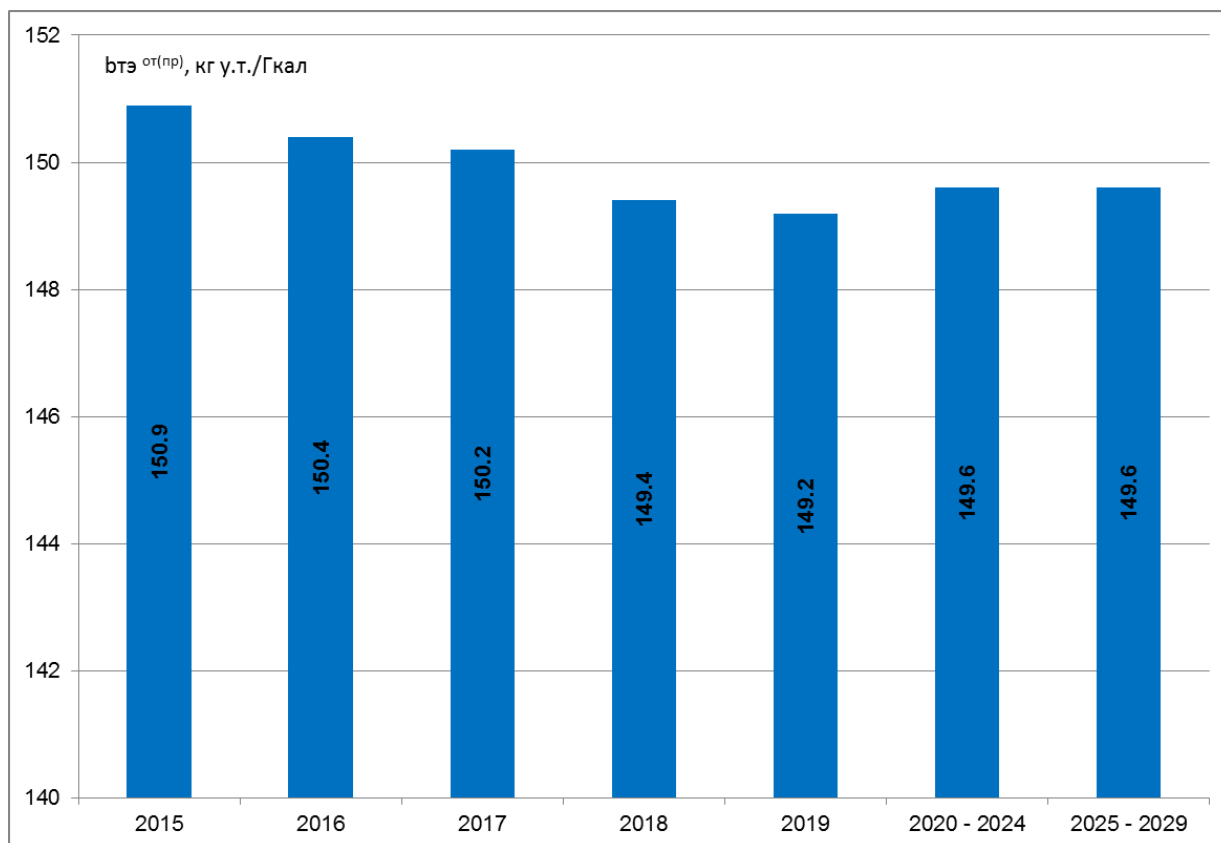


Рис. 7.25. Прогноз на 2015 - 2029 гг. удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Пензенской ТЭЦ-2 (пропорциональный метод)

Представленные на графиках рис. 7.22 – 7.25 данные позволяют заключить следующее:

- удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии уменьшается в связи с увеличением средней электрической нагрузки турбоагрегатов с соответствующим уменьшением удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии;
- удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии также уменьшается, что связано с увеличением доли отпуска тепла с отработавшим паром турбоагрегатов в общем отпуске тепла внешним потребителям, а также с уменьшением относительных потерь тепла, связанных с отпуском тепловой энергии от ТЭЦ-2.

7.3. Анализ результатов расчета по котельной «Арбеково»

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной «Арбеково» на период 2015 – 2029 гг. приведены в табл. 6.8 и на графиках рис. 7.26 – 7.30.

Полученные данные позволяют заключить, что в процессе уменьшения отпуска тепловой энергии от котельной с соответствующей разгрузкой котельных агрегатов удельный расход условного топлива будет увеличиваться.

Увеличение удельного расхода условного топлива обусловлено тем, что даже при некотором увеличении КПД брутто котлов (в результате оптимизации распределения нагрузок между котлами) – в пределах десятых долей процента, – относительный расход тепловой энергии на собственные нужды увеличивается более существенно – 2,9 % в 2014 году до 3,8 % в 2019 году, что приводит к уменьшению КПД нетто котельной.

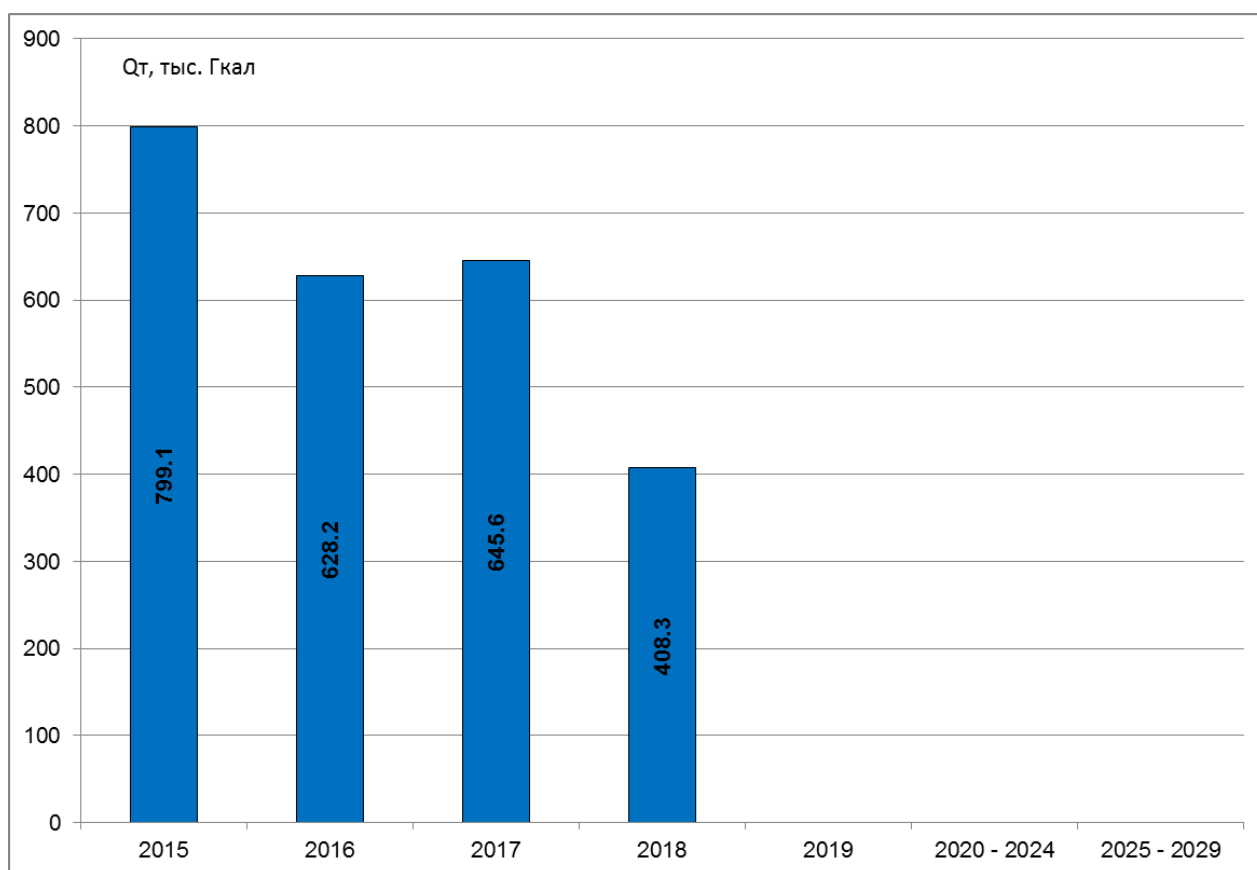


Рис. 7.26. Суммарный перспективный годовой отпуск тепловой энергии внешним потребителям по котельной «Арбеково» на 2015 - 2029 гг.

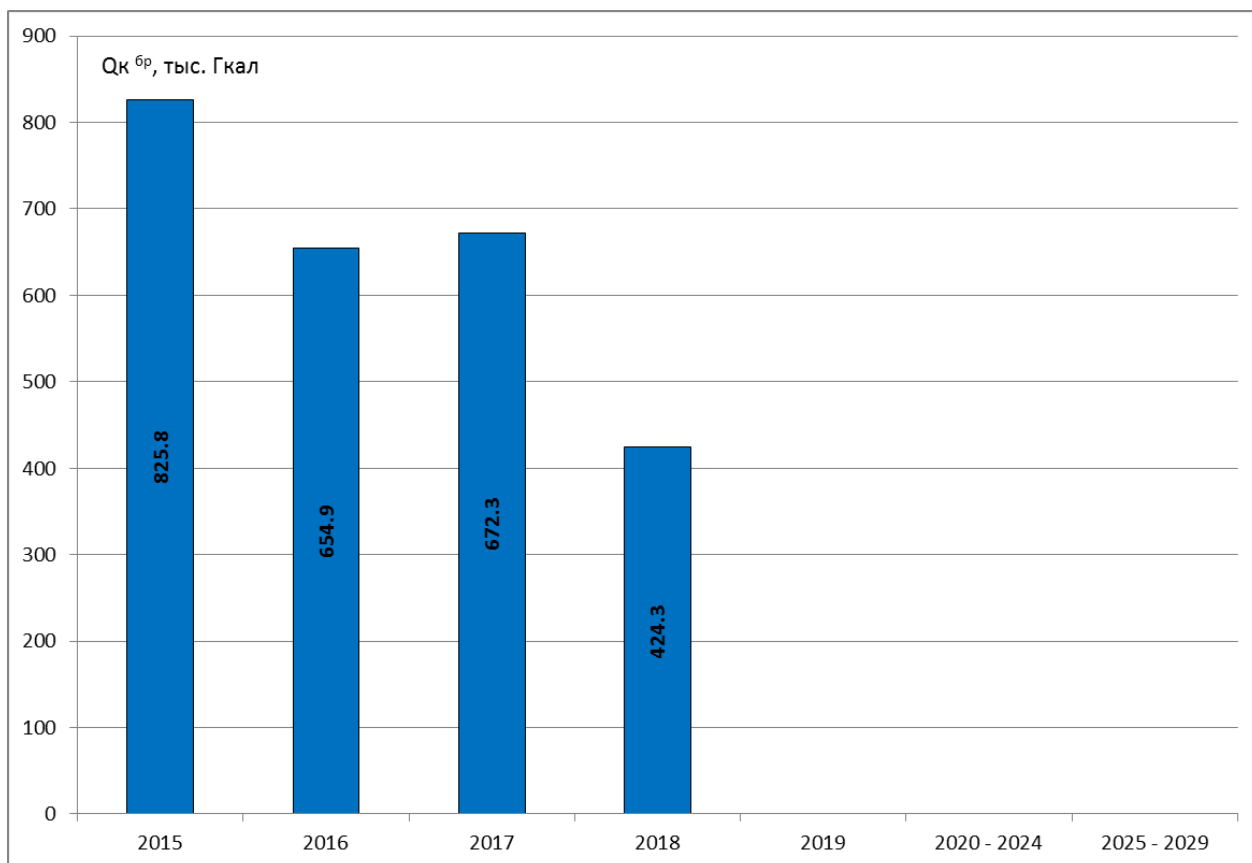


Рис. 7.27. Суммарная перспективная годовая выработка тепловой энергии котлами brutto по котельной «Арбеково» на 2015 - 2029 гг.

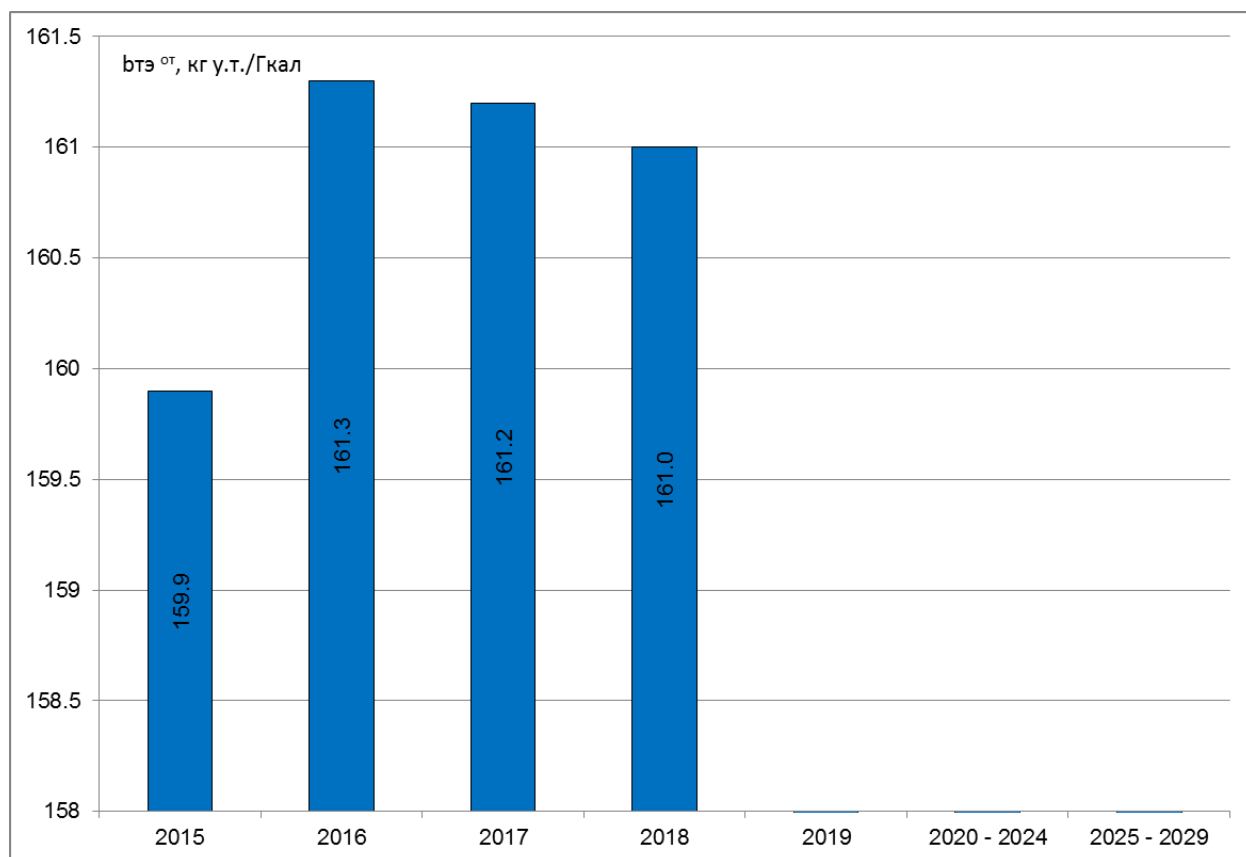


Рис. 7.28. Прогноз удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии по котельной «Арбеково» на 2015 - 2029 гг.

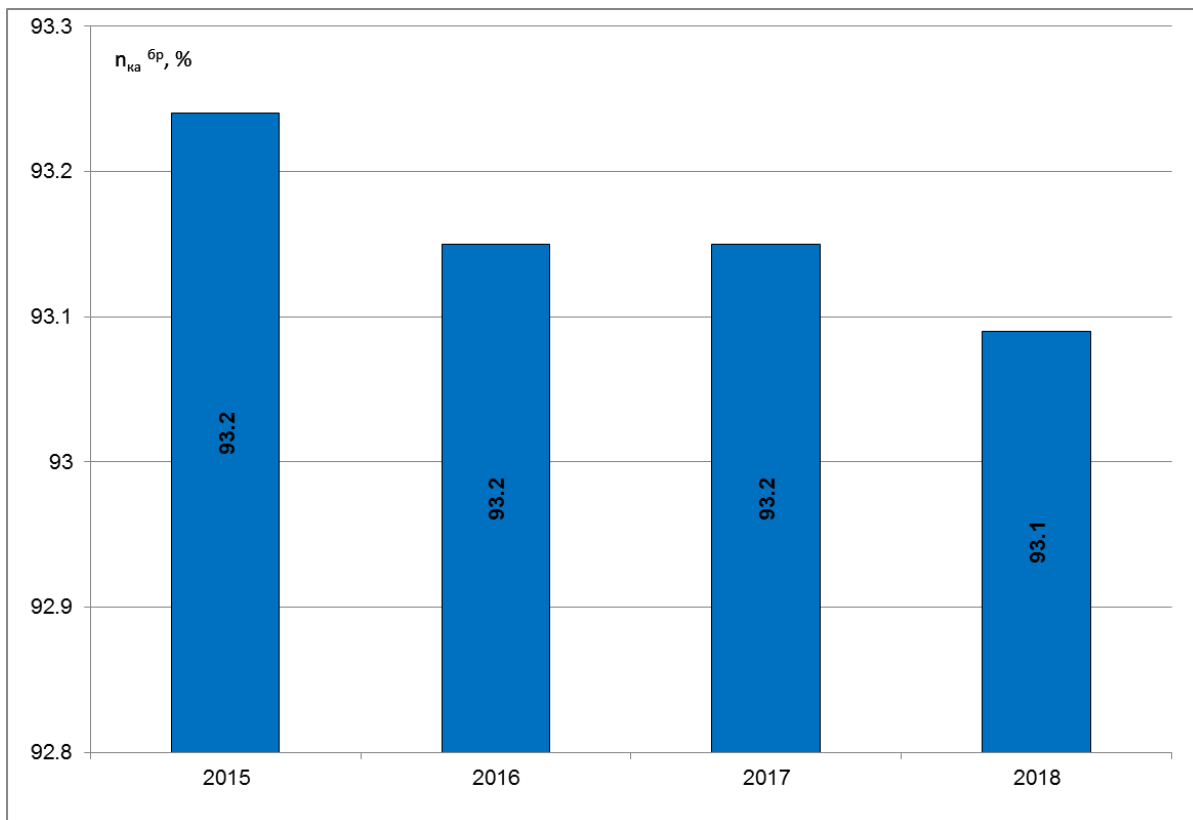


Рис. 7.29. Прогноз группового КПД котлов brutto по котельной «Арбеково» на 2015 - 2029 гг.

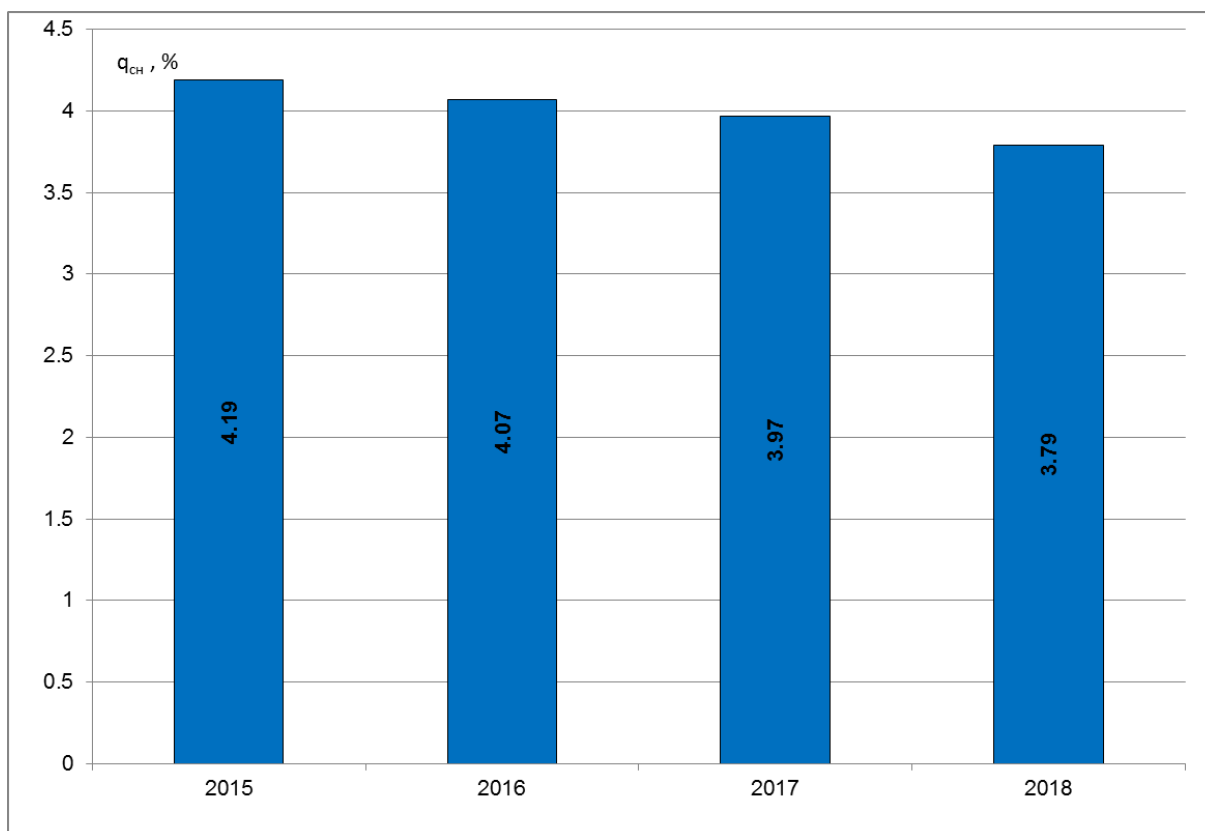


Рис. 7.30. Прогноз относительного расхода тепла на собственные нужды по котельной «Арбеково» на 2015 - 2029 гг.

7.4. Анализ интегральных результатов расчета по Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково»

Перспективная динамика увеличения выработки и отпуска электроэнергии суммарно по Пензенской ТЭЦ-1 и Пензенской ТЭЦ-2 представлена на рис. 7.31 и 7.32.

Увеличение электрической нагрузки в период до 2019 года обусловлено увеличением отпуска тепла от турбоагрегатов с соответствующим увеличением выработки электроэнергии на тепловой потреблении.

Существенное увеличение отпуска электроэнергии в 2024 году (до 3 187,0 млн. кВт.ч) связано с вводом ПГУ-240 на Пензенской ТЭЦ-1.

Динамика изменения отпуска тепловой энергии внешним потребителям суммарно по Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково» показана на рис. 7.33.

Общее увеличение отпуска тепловой энергии с 2013 по 2029 годы составит 855 тыс. Гкал или 24,3 % от нагрузки 2014 года.

Следует отметить, что доля отпуска тепла оборудованием комбинированного цикла увеличивается с 71,6 % в 2013 году до 99,9 % в 2029 году.

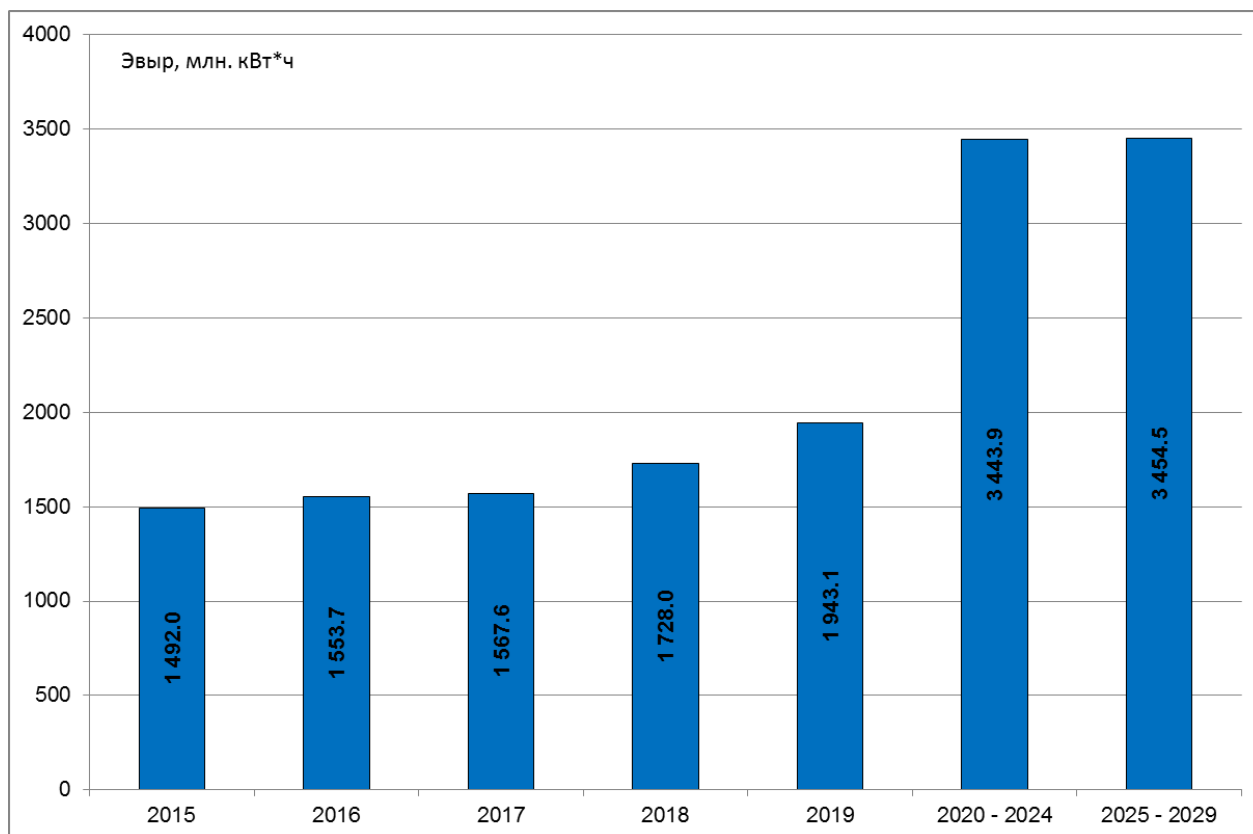


Рис.7.31. Перспективная выработка электроэнергии суммарно по Пензенской ТЭЦ-1 и Пензенской ТЭЦ-2 на 2015 - 2029 гг.

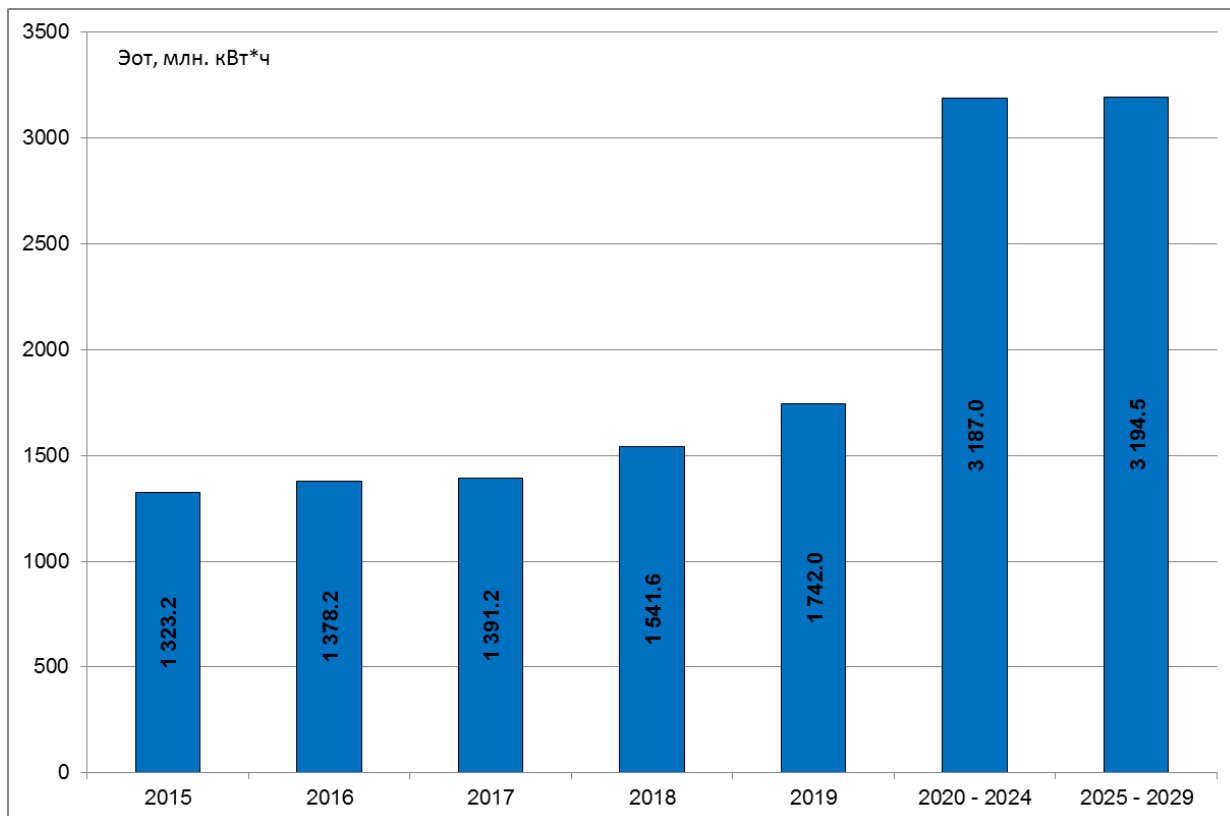


Рис.7.32. Перспективный отпуск электроэнергии суммарно по Пензенской ТЭЦ-1 и Пензенской ТЭЦ-2 на 2015 - 2029 гг.

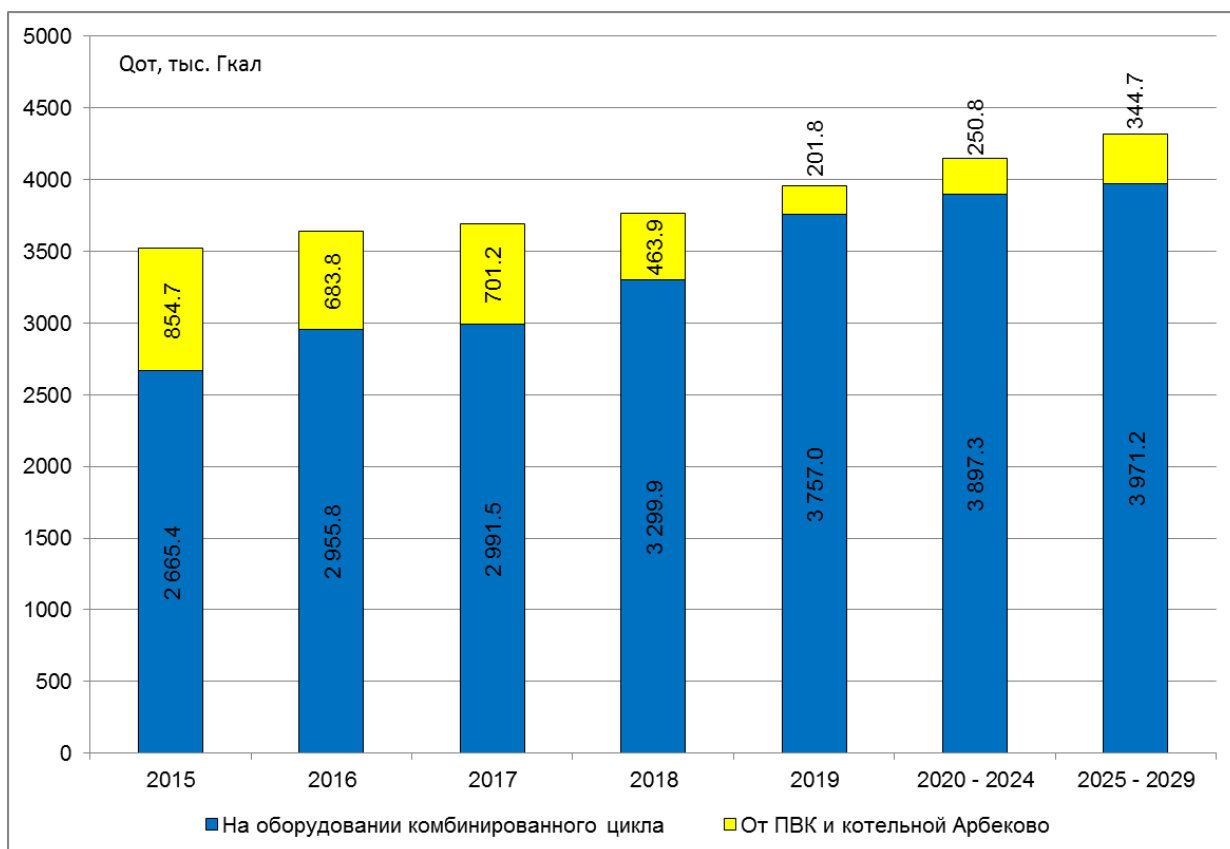


Рис. 7.33. Прогноз на 2015 - 2029 гг. отпуска тепловой энергии внешним потребителям суммарно по Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково»

Перспективная динамика изменения средневзвешенных по Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково» удельных расходов условного топлива на отпуск электрической и тепловой энергии представлена на графиках рис. 7.34 – 7.37.

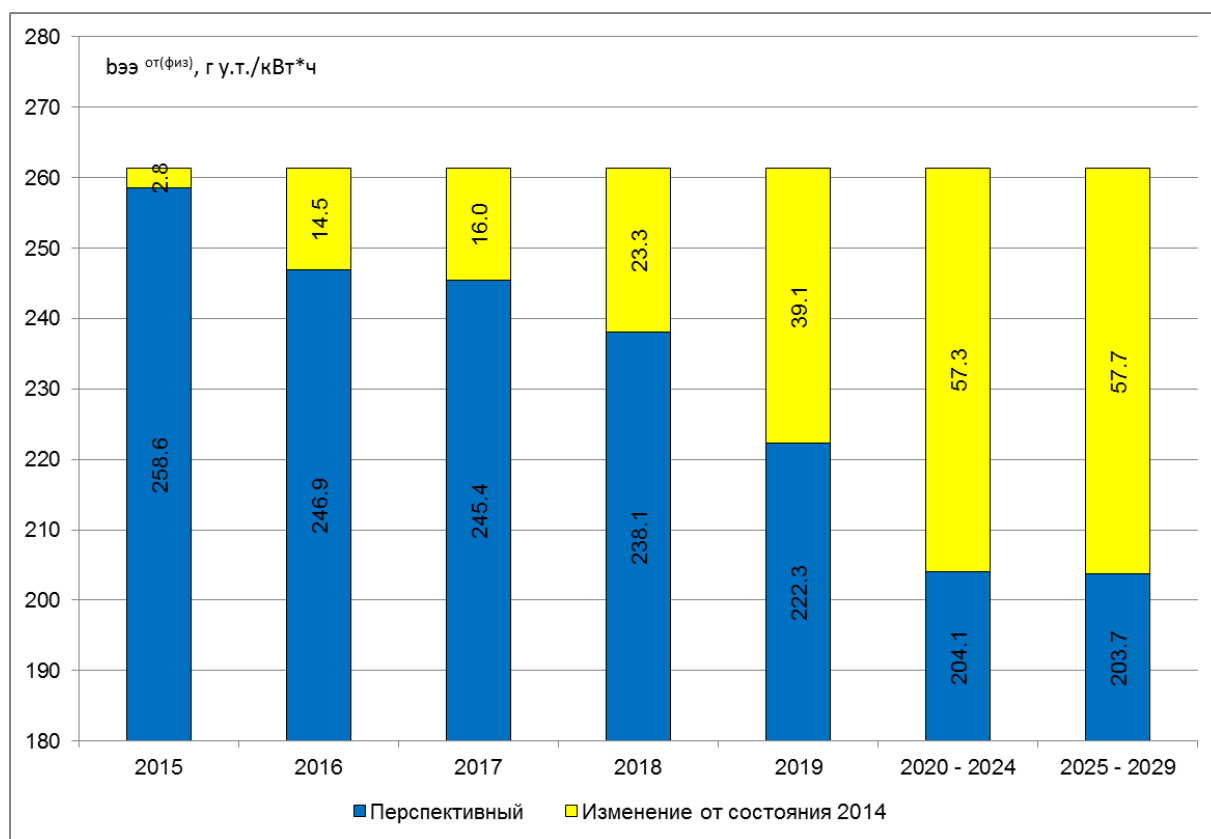


Рис. 7.34. Прогноз на 2015 - 2029 гг. удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии в среднем по Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 (физический метод)

Наблюдается существенное уменьшение удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии, что обусловлено в период до 2019 года увеличением тепловой нагрузки установок комбинированного цикла и соответствующим увеличением доли выработки электроэнергии на тепловом потреблении: удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии уменьшается к 2019 году на 44,0 и 27,9 г у.т./кВт.ч соответственно при расчете по физическому и пропорциональному методам.

Существенное уменьшение удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии в 2024 году обусловлено вводом ПГУ-240 на Пензенской ТЭЦ-1 и передачей существенной доли тепловой нагрузки на это высокоэффективное оборудование.

Общее уменьшение удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии по Пензенскому филиалу к 2029 году (от состояния 2014 года) составит 62,6 и 89,8 г у.т./кВт.ч соответственно при расчете по физическому и пропорциональному методам.

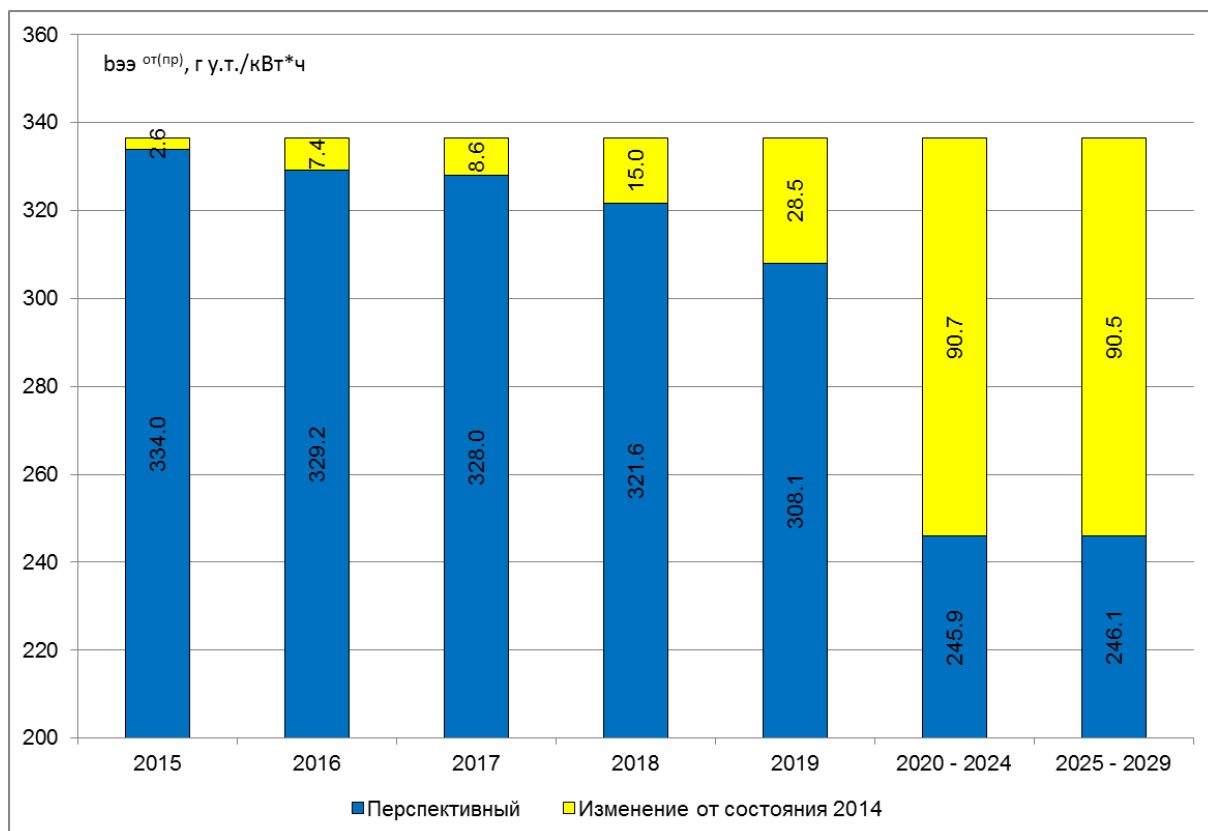


Рис. 7.35. Прогноз на 2015 - 2029 гг. удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии в среднем по Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 (пропорциональный метод)

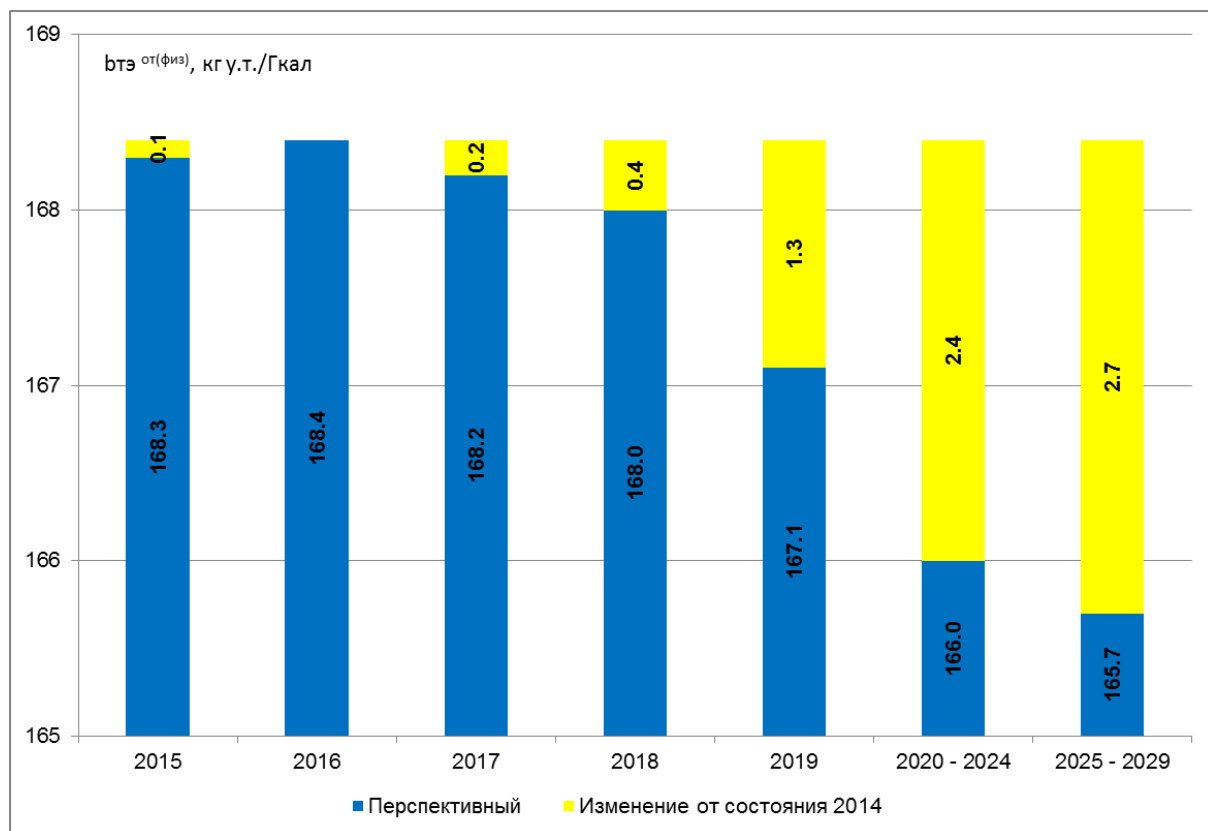


Рис. 7.36. Прогноз на 2015 - 2029 гг. удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии в среднем по Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково» (физический метод)

***Примечание:** за 2013 год 168,4 – кг у.т./Гкал – значение в базовом периоде;
0,8 кг у.т./Гкал – увеличение относительно значений за базовый период

Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии также уменьшаются по филиалу к 2029 году на 2,7 и 7,9 кг у.т./Гкал соответственно при расчете по физическому и пропорциональному методам.

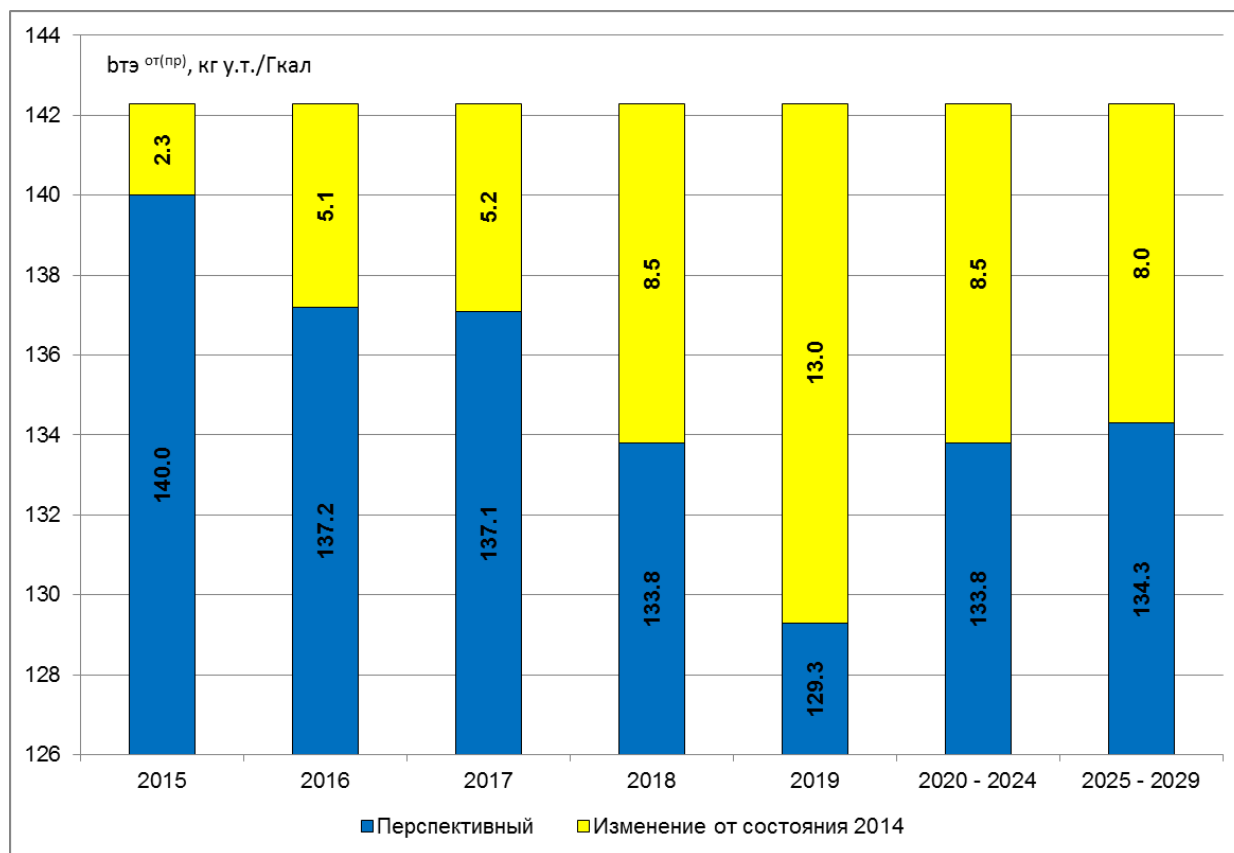


Рис. 7.37. Прогноз на 2015 - 2029 гг. удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии в среднем по Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково» (пропорциональный метод)

7.5. Расчет суммарного потребления условного топлива Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково» на период 2015 – 2029 годы

7.5.1. Результаты расчета по Пензенской ТЭЦ-1

Динамика изменения расхода условного топлива по Пензенской ТЭЦ-1 в прогнозируемом периоде от состояния на 2014 год приведена на рис. 7.38, динамика изменения полного расхода топлива – на рис. 7.39 – 7.41.

Увеличение отпуска тепла внешним потребителям с соответствующим увеличением отпуска электроэнергии по Пензенской ТЭЦ-1 приведет к увеличению суммарного годового расхода условного топлива к 2019 году на 249,8 тыс. т у.т.; существенное увеличение потребности в топливе к 2022 году обусловлено, главным образом, увеличением электрической нагрузки ТЭЦ после ввода ПГУ-240.

Таким образом, к 2029 году годовой расход топлива Пензенской ТЭЦ-1 увеличится на 542,9 тыс. т у.т. относительно фактического потребления топлива в 2014 году, хотя удельные расходы топлива по отпуску тепловой и электрической энергии, как показано выше, существенно уменьшатся.

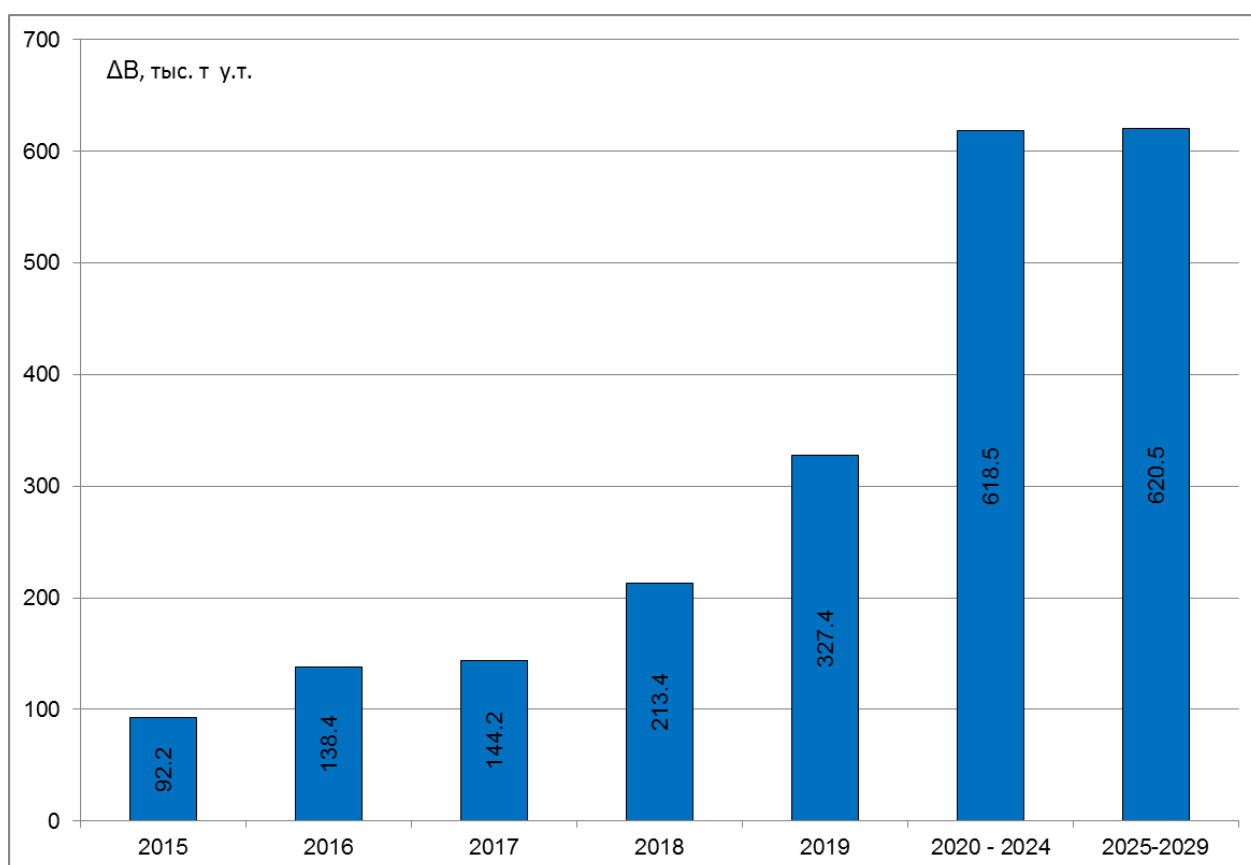


Рис. 7.38. Прогноз на 2015 - 2029 гг. изменения расхода условного топлива Пензенской ТЭЦ-1 с учетом ввода ПГУ-240 от состояния на 2014 год

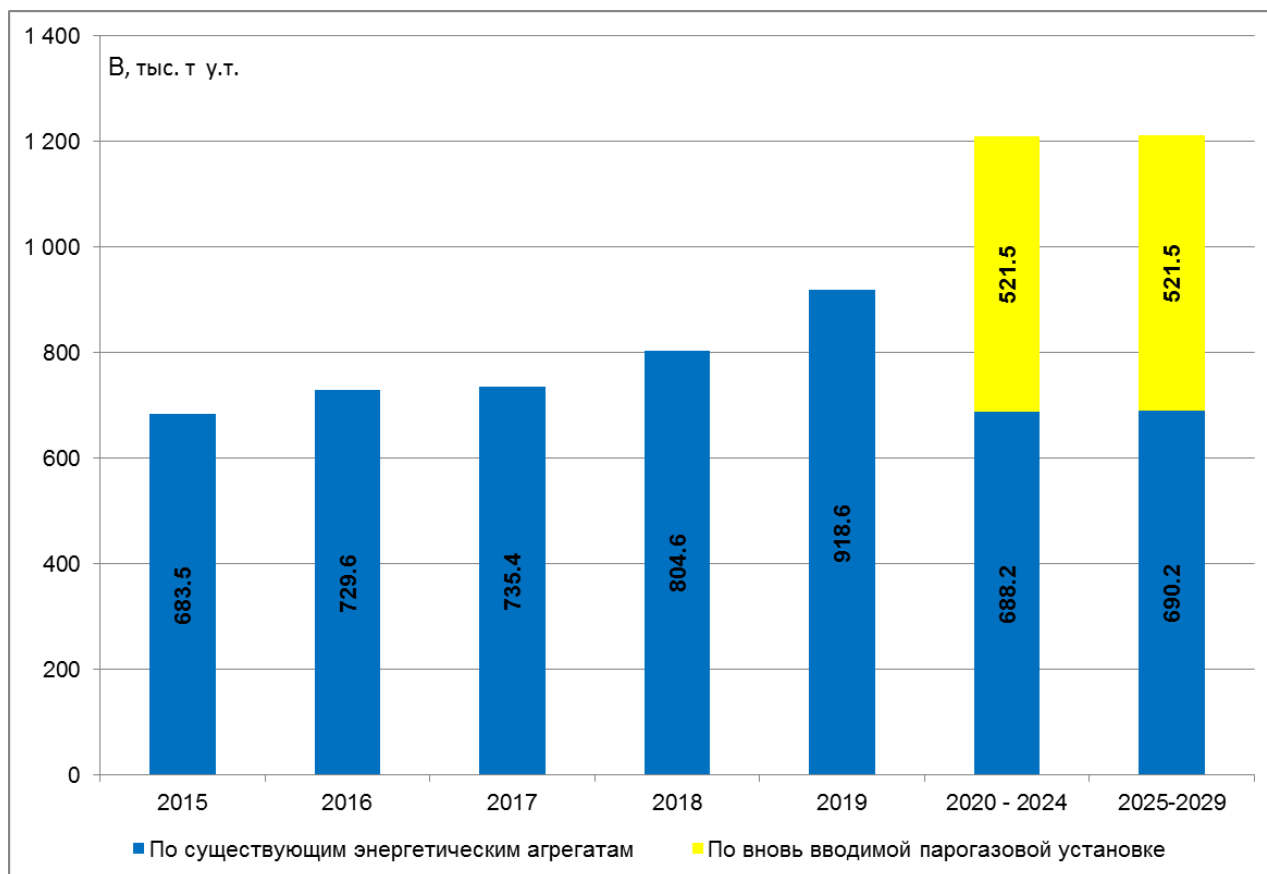


Рис. 7.39. Перспективный суммарный расход условного топлива по Пензенской ТЭЦ-1 с учетом ввода ПГУ-240

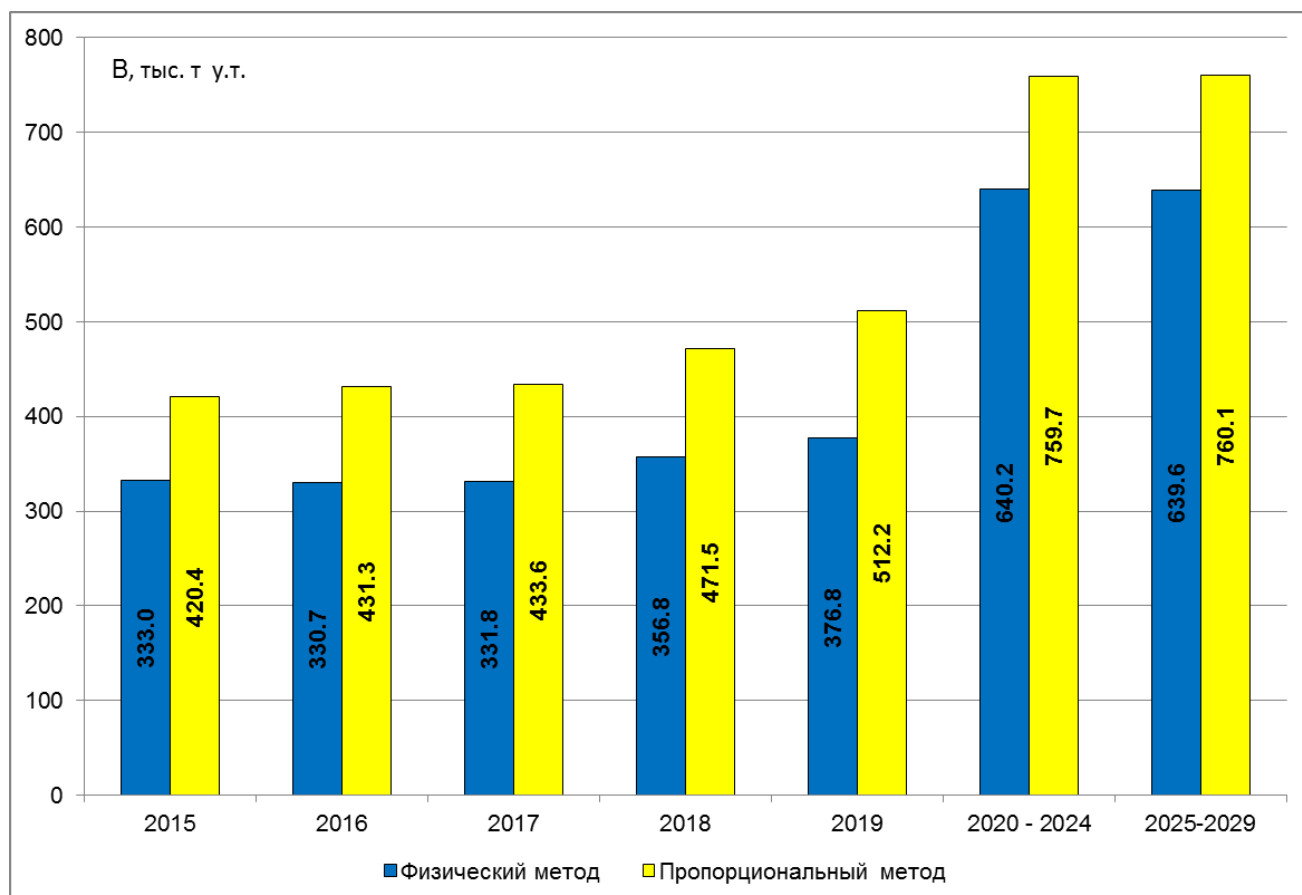


Рис. 7.40. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по Пензенской ТЭЦ-1 с учетом ввода ПГУ-240

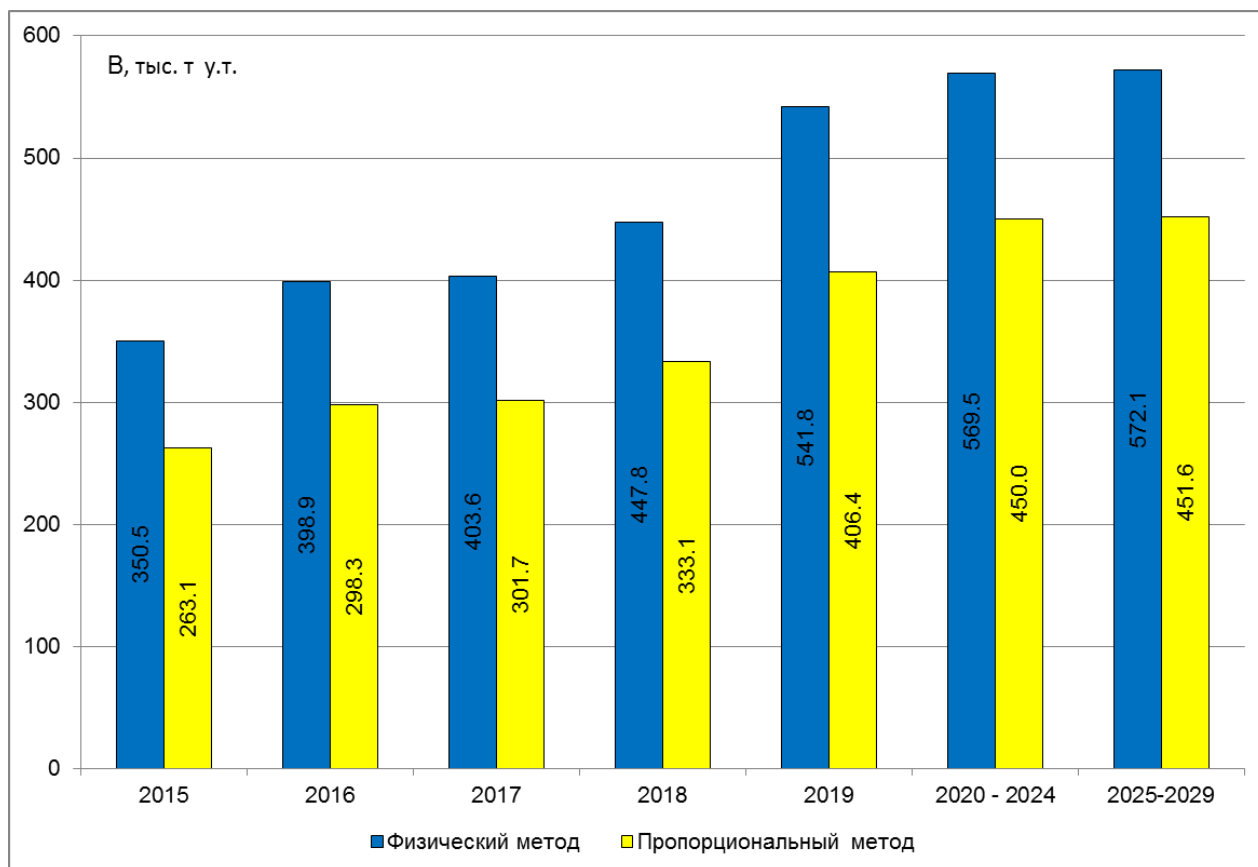


Рис.7.41. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии по Пензенской ТЭЦ-1 с учетом ввода ПГУ-240

7.5.2. Результаты расчета по Пензенской ТЭЦ-2

Динамика изменения расхода условного топлива по Пензенской ТЭЦ-2 в прогнозируемом периоде от состояния на 2014 год приведена на рис. 7.42, динамика изменения полного расхода топлива – на рис. 7.43 – 7.45.

Увеличение отпуска тепловой энергии внешним потребителям с соответствующим увеличением отпуска электроэнергии по Пензенской ТЭЦ-2 приведет к увеличению суммарного годового расхода условного топлива в прогнозируемом периоде к 2029 году на 40,1 тыс. т у.т.

Следует отметить, что увеличение доли отпуска тепловой энергии отработавшим паром турбоагрегатов при этом приведет к снижению удельных расходов топлива на выработку и тепловой и электрической энергии в рассматриваемый период.

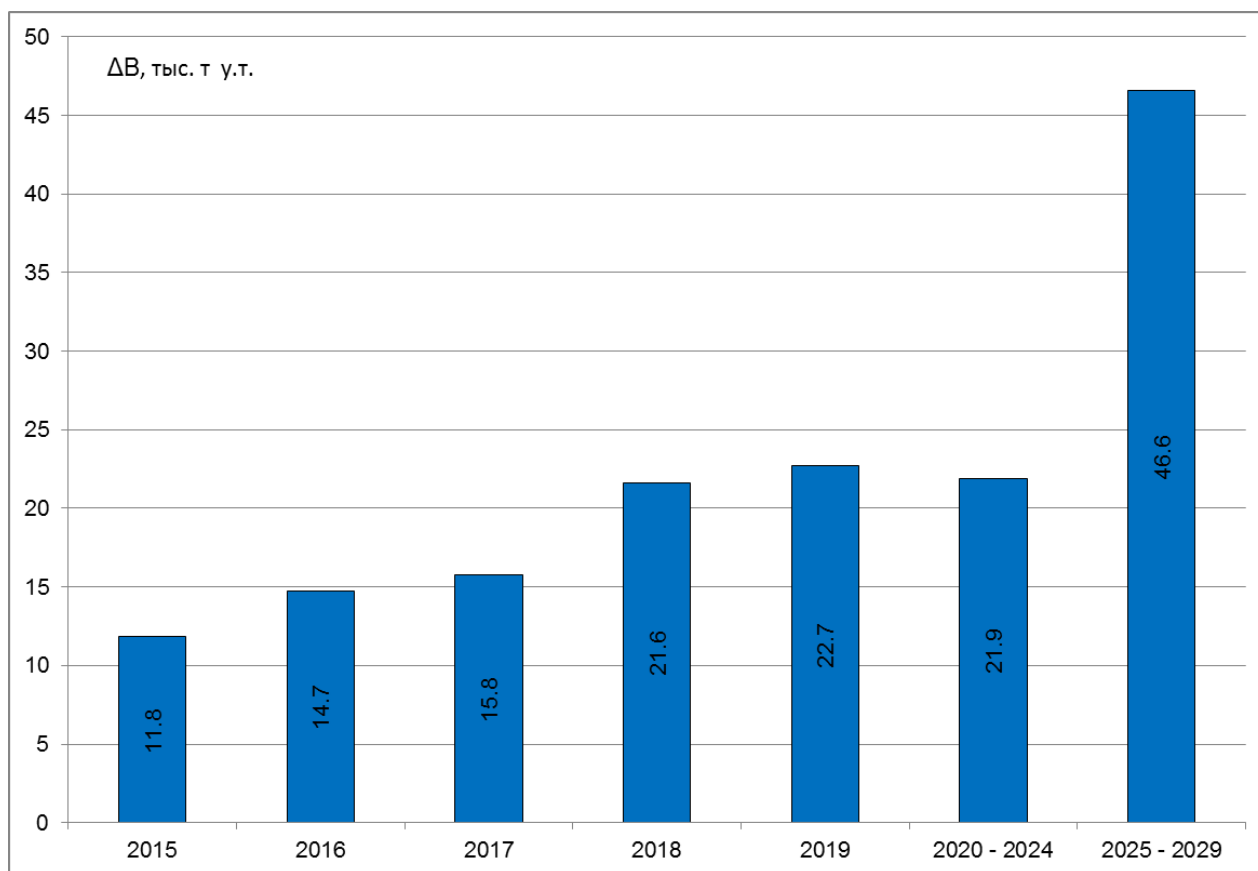


Рис. 7.42. Прогноз на 2015 - 2029 годы изменения расхода условного топлива Пензенской ТЭЦ-2 от состояния на 2014 год

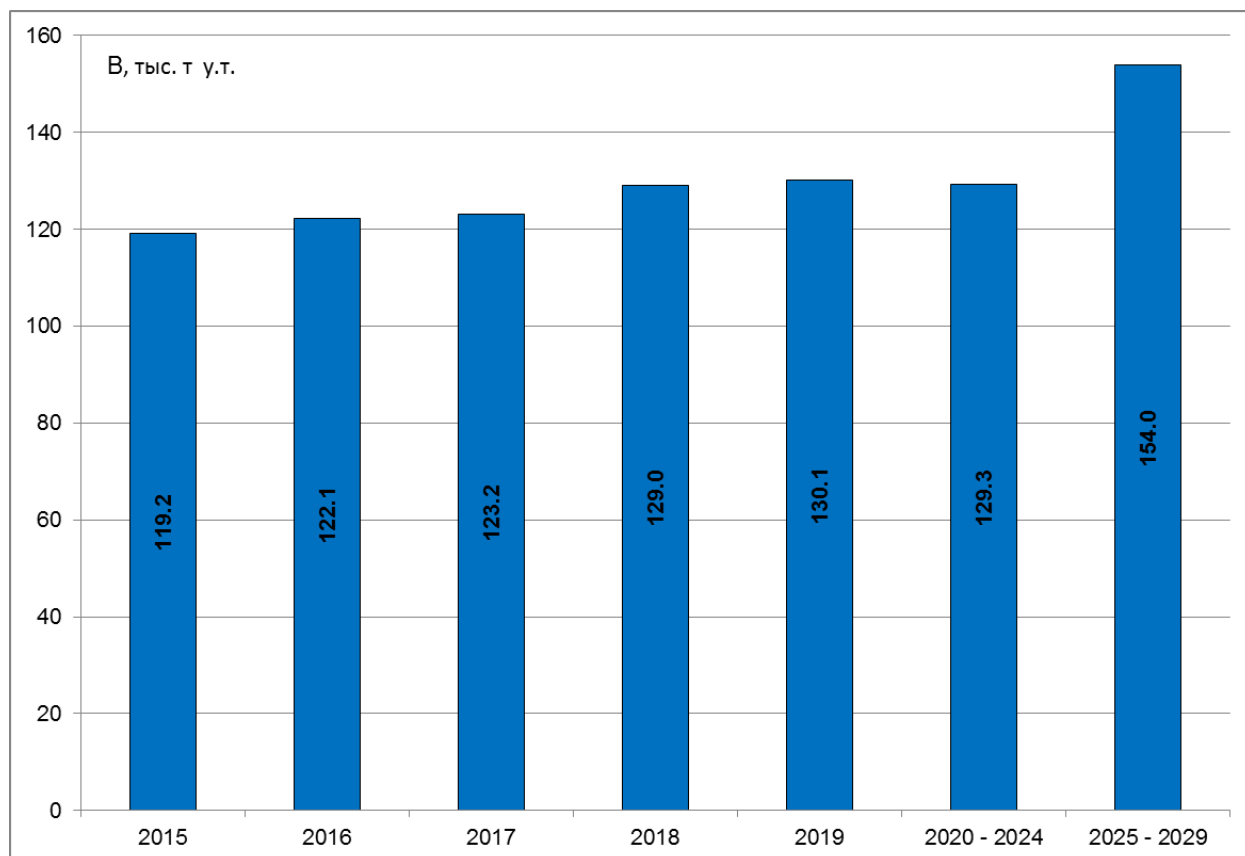


Рис. 7.43. Перспективный суммарный расход условного топлива по Пензенской ТЭЦ-2 в период 2015 – 2029 гг.

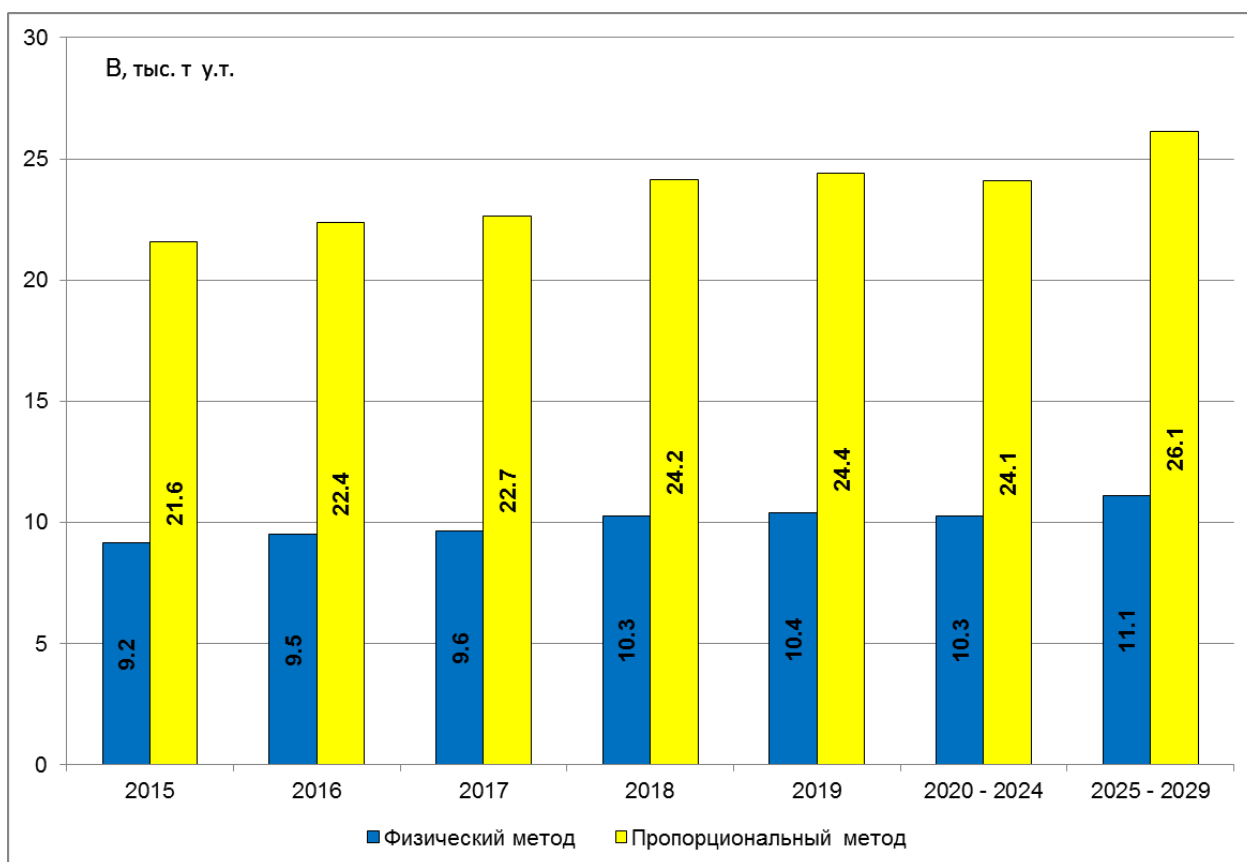


Рис. 7.44. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по Пензенской ТЭЦ-2 в период 2015 – 2029 гг.

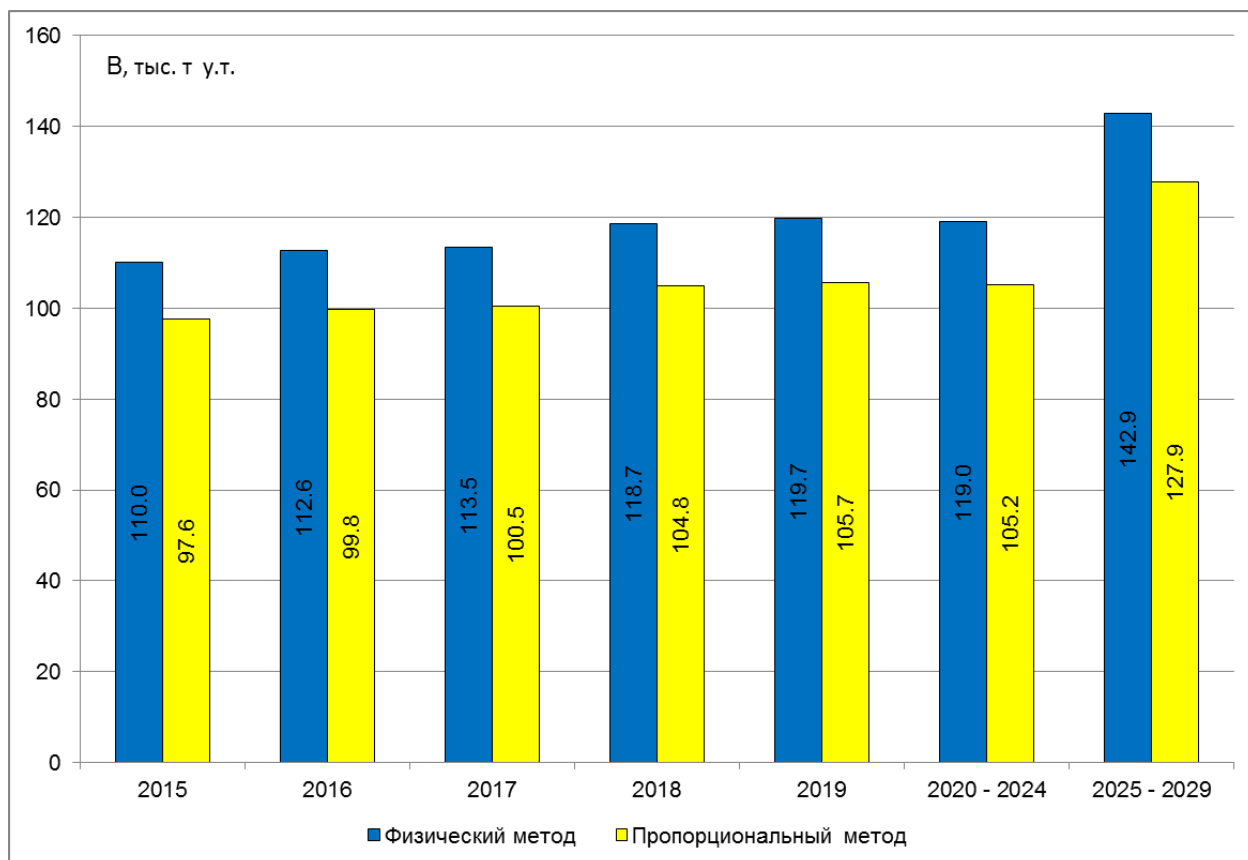


Рис. 7.45. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии по Пензенской ТЭЦ-2 в период 2015 – 2029 гг.

7.5.3. Результаты расчета по котельной «Арбеково»

Динамика изменения расхода условного топлива по котельной «Арбеково» в прогнозируемом периоде от состояния на 2014 год приведена на рис. 7.46, динамика изменения полного расхода топлива – на рис. 7.47.

Сокращение расхода топлива за период 2015 – 2018 гг. составит около 82 тыс. т у.т.

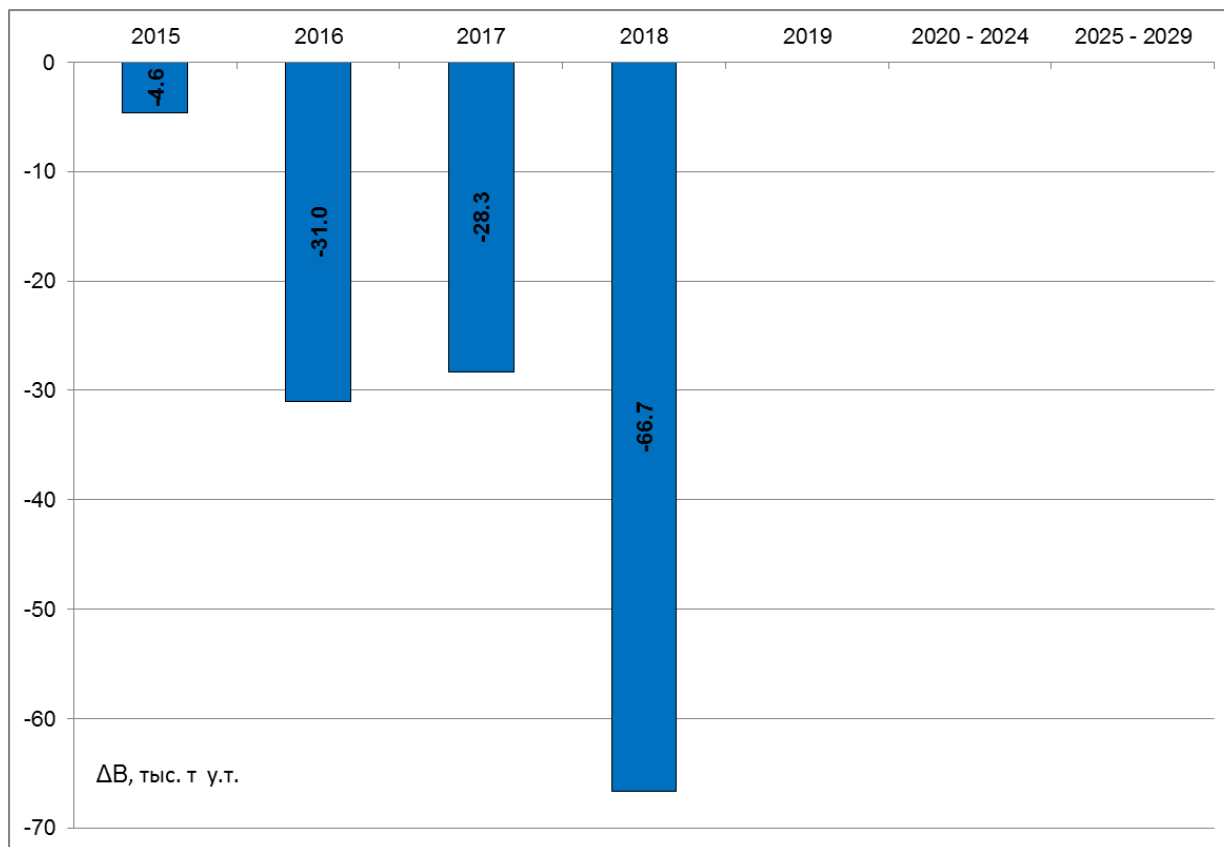


Рис. 7.46. Прогноз изменения расхода условного топлива по котельной «Арбеково» на 2015 - 2018 годы от состояния на 2014 год

Полный расход топлива уменьшается согласно уменьшению отпуска тепловой энергии внешним потребителям вплоть до полного вывода из эксплуатации с начала отопительного периода в 2018 году.

Перспективный суммарный расход условного топлива по котельной «Арбеково» за период 2015 - 20187 годы сократится со 147,6 тыс. т у.т в 2015 г. до 65,7 т у.т в 2018 г.

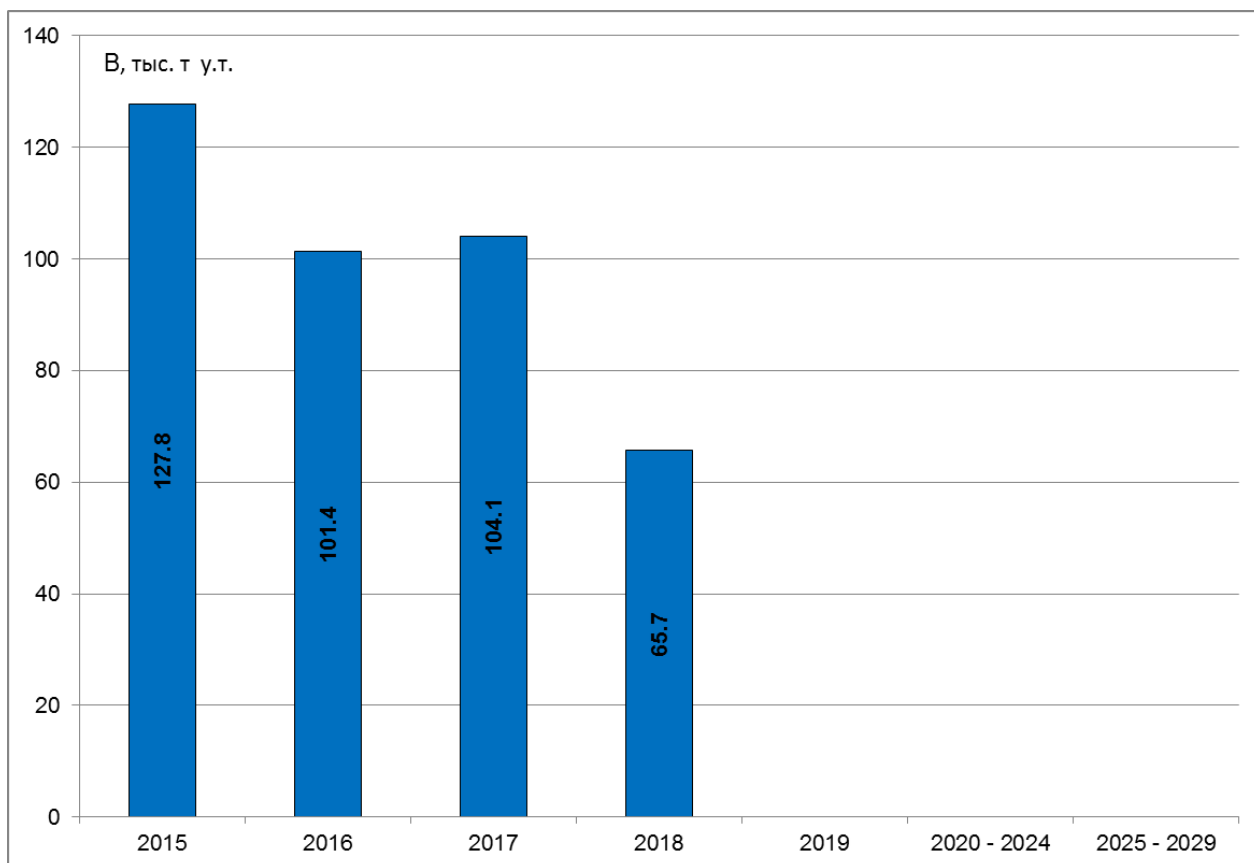


Рис.7.47. Перспективный суммарный расход условного топлива по котельной «Арбеково» на 2015 - 2018 гг.

7.5.4. Сводные результаты расчета по Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково»

Динамика изменения расхода условного топлива суммарно по Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково» в прогнозируемом периоде от состояния на 2014 год приведена на рис. 7.48.

Динамика изменения полного расхода условного топлива показана на графиках рис. 7.49 – 7.51.

Увеличение суммарного годового расхода условного топлива к 2019 году на 266,0 тыс. т у.т. связано с увеличением отпуска тепла внешним потребителям с соответствующим увеличением отпуска электроэнергии по рассматриваемым объектам.

Существенное увеличение потребности в топливе к 2024 году до 556,3 тыс. т у.т. и далее до 583,0 тыс. т у.т к 2029 г. обусловлено увеличением выработки электрической энергии Пензенской ТЭЦ-1 после ввода ПГУ-240 практически в 1,8 раза.

Таким образом, к 2029 году годовой расход топлива суммарно по Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково» увеличится до 1365,7 тыс. т у.т. в год, однако удельные расходы топлива по отпуску тепловой и электрической энергии, как показано выше, существенно уменьшатся.

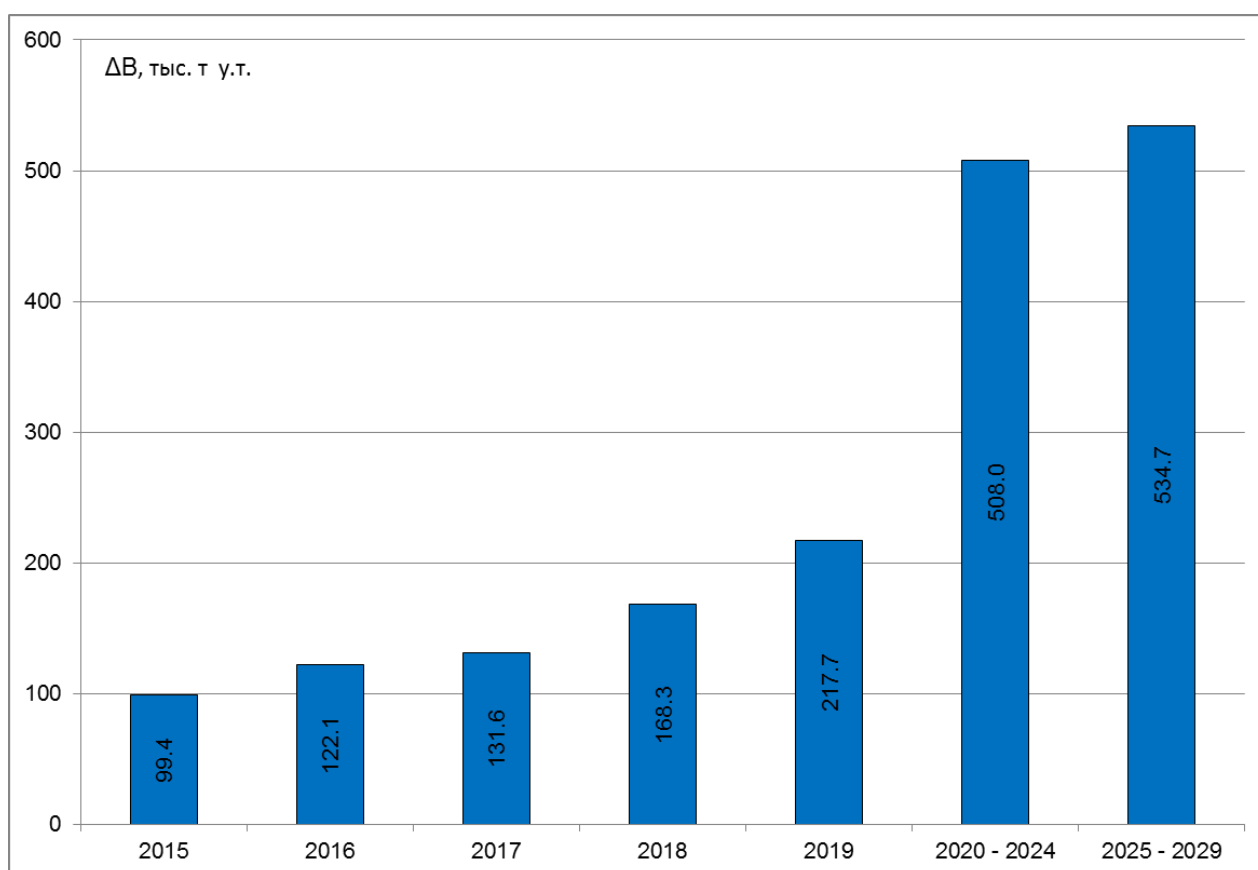


Рис. 7.48. Прогноз на 2015 - 2029 годы изменения расхода условного топлива суммарно по Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково» от состояния на 2014 год

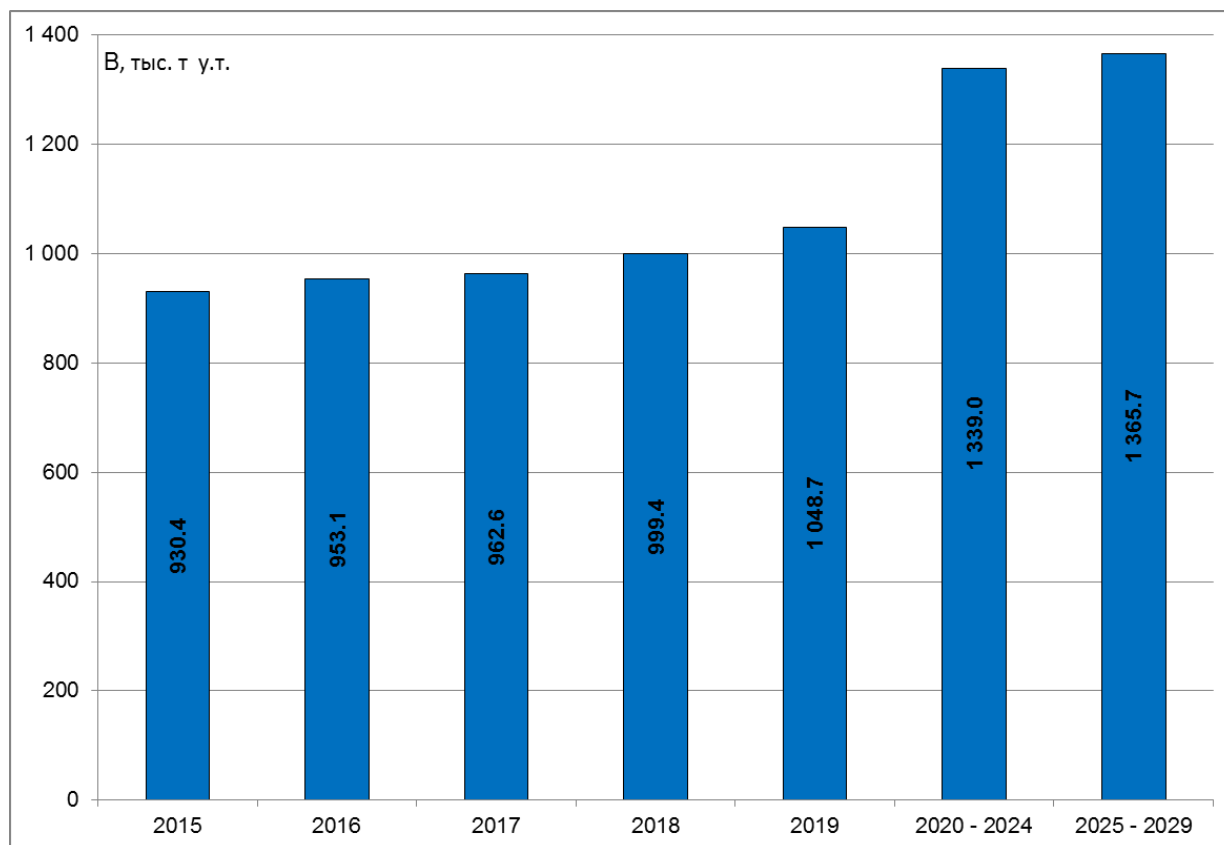


Рис. 7.49. Перспективный суммарный расход условного топлива суммарное по Пензенской ТЭС-1, Пензенской ТЭС-2 и котельной «Арбеково»

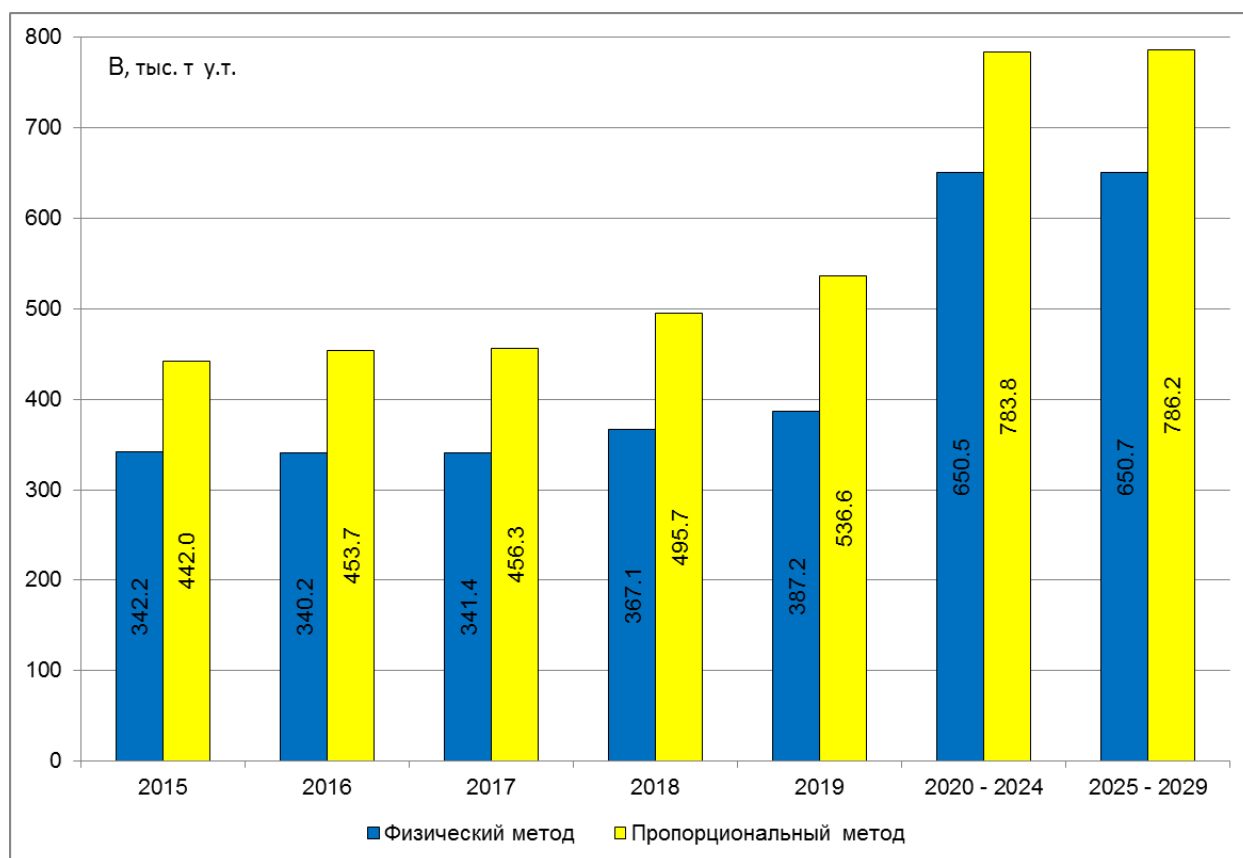


Рис. 7.50. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск электроэнергии суммарно по Пензенской ТЭС-1, Пензенской ТЭС-2

Следует отметить более быстрый рост перспективного суммарного расход условного топлива на отпуск электроэнергии суммарно по Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 по сравнению с перспективным суммарным расходом условного топлива на отпуск тепловой энергии суммарно по этим же источникам тепловой и электрической мощности.

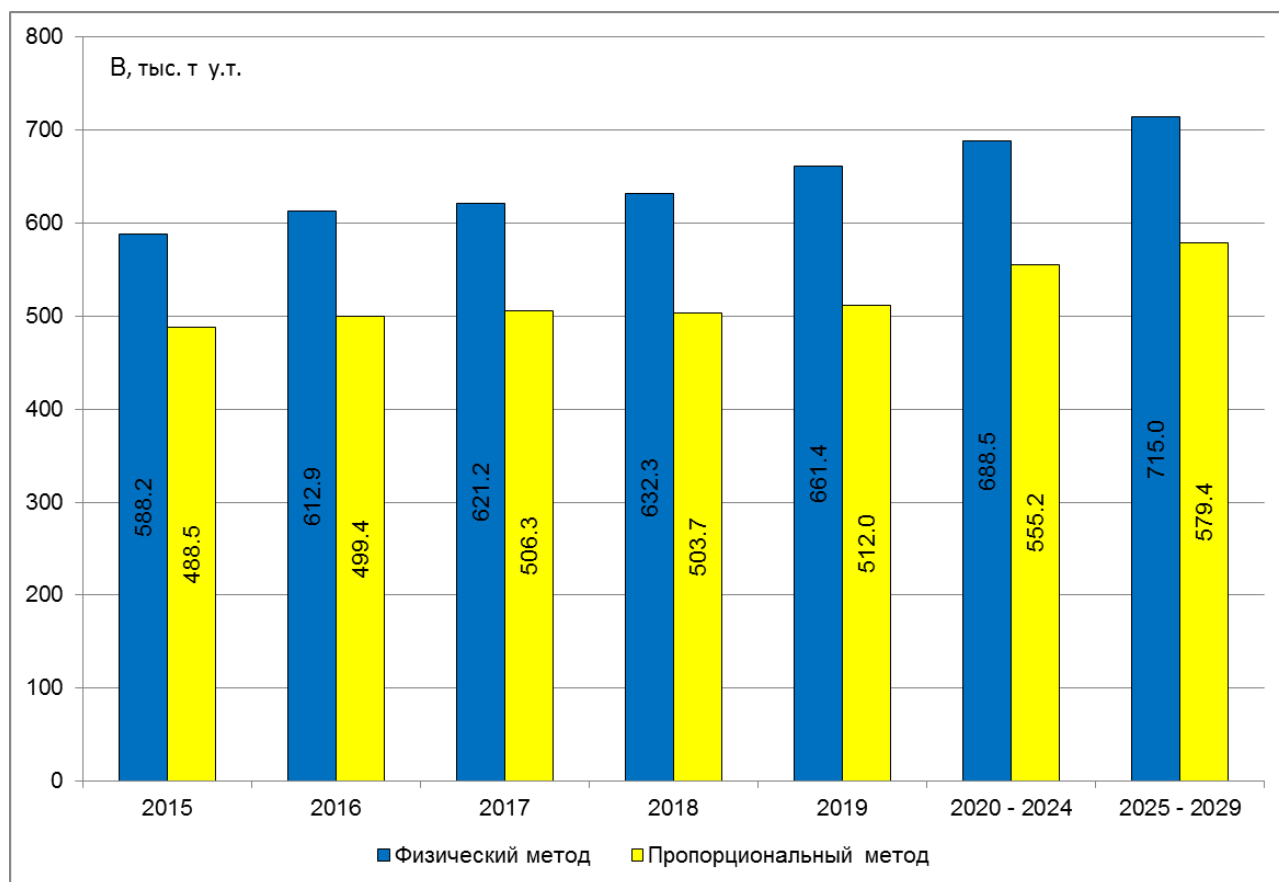


Рис. 7.51. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии суммарно по Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2

Раздел 8. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива

8.1. Методика определения нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях

Норматив создания запасов топлива на тепловых электростанциях рассчитывается в соответствии с «Инструкцией об организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях и котельных» (2008 г) и определяется по сумме объемов неснижаемого нормативного запаса топлива (ННЗТ) и нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ).

Неснижаемый нормативный запас топлива (ННЗТ) создается на электростанциях для поддержания плюсовых температур в главном корпусе, вспомогательных зданиях и сооружениях в режиме "выживания" с минимальной расчетной электрической и тепловой нагрузкой по условиям самого холодного месяца года.

Для электростанций и котельных, работающих на газе, ННЗТ устанавливается по резервному топливу.

ННЗТ из расчета работы станции в режиме "выживания" в течение суток рассчитывается для всех видов топлива по формуле:

$$\text{ННЗТ} = V_{\text{усл}} \cdot n_{\text{сут}} \cdot 7000 / Q_{\text{н}}^{\text{р}}, \text{ т н.т.},$$

где: $V_{\text{усл}}$ – расход условного топлива на производство электрической и тепловой энергии в режиме "выживания" за 1 сутки;

$n_{\text{сут}}$ – количество суток, в течение которых обеспечивается работа ТЭС в режиме "выживания". В расчете принято для ТЭС, сжигающих уголь, мазут, торф и дизельное топливо, $n_{\text{сут}} = 7$, сжигающих газ – $n_{\text{сут}} = 3$;

$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – теплота сгорания натурального топлива, ккал/кг.

Расход условного топлива на производство электрической и тепловой энергии в режиме "выживания" за 1 сутки определяется по формуле:

$$V_{\text{усл}} = V_{\text{усл}}(\text{ээ}) + V_{\text{усл}}(\text{тэ}), \text{ т у.т.},$$

где: $V_{\text{усл}}(\text{ээ})$ – расход условного топлива на отпуск электроэнергии в режиме выживания;

$$V_{\text{усл}}(\text{ээ}) = b_{\text{ээ}} \cdot \mathcal{E}_{\text{от}}, \text{ т у.т.},$$

где: $b_{\text{ээ}}$ – удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г/кВтч.

$\mathcal{E}_{\text{от}}$ – отпуск электроэнергии с шин за сутки, необходимый для обеспечения работы электростанции в режиме "выживания", млн. кВтч:

$$\mathcal{E}_{\text{от}} = \mathcal{E}_{\text{выр}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}, \text{ млн. кВтч},$$

где, $\mathcal{E}_{\text{выр}}$ – выработка электроэнергии за сутки, млн. кВтч;

$\mathcal{E}_{\text{сн}}$ – расход электроэнергии на СН (собственные нужды) за сутки, млн. кВтч.

$V_{\text{усл}}(\text{тэ})$ – расход условного топлива на отпуск тепловой энергии в режиме выживания:

$$V_{\text{усл}}(\text{тэ}) = b_{\text{тэ}} \cdot Q_{\text{от}}, \text{ т у.т.},$$

где, $b_{\text{тэ}}$ – удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг/Гкал

$Q_{от}$ – отпуск тепловой энергии за сутки, необходимый для обеспечения работы электростанции, в режиме "выживания", тыс. Гкал.

$$Q_{от} = Q_T^{вп.т.} + Q_T^{с.н.},$$

где, $Q_T^{вп.т.}$ – отпуск тепловой электроэнергии неотключаемым потребителям за сутки, тыс. Гкал;

$Q_T^{с.н.}$ – тепловые собственные нужды электростанции, тыс. Гкал.

За основу расчета НЭЗТ для стандартной группы электростанций принимаются среднесуточные расходы угля, мазута, торфа, дизельного топлива в январе и апреле планируемого года на электростанциях или котельных, необходимые для выполнения производственной программы выработки электрической и тепловой энергии планируемого года.

Расчет нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ) выполняется по формуле:

$$НЭЗТ_{январь} = V_{пр.январь} * K_{р.январь} * T_{пер} * K_{ср}, \text{ тыс. т н.т.},$$

$$НЭЗТ_{апрель} = V_{пр.апрель} * K_{р.апрель} * T_{пер} * K_{ср}, \text{ тыс. т н.т.},$$

где: $V_{пр}$ – среднесуточный расход топлива для выполнения производственной программы в январе и апреле планируемого года, тыс. т н.т.;

K_r – коэффициент изменения среднесуточного расхода топлива в январе и апреле определяется по формуле:

$$K_{р.январь} = (V_{р.январь} / V_{1январь} + V_{1январь} / V_{2январь} + V_{2январь} / V_{3январь}) / 3,$$

$$K_{р.апрель} = (V_{р.апрель} / V_{1апрель} + V_{1апрель} / V_{2апрель} + V_{2апрель} / V_{3апрель}) / 3,$$

где, V_1, V_2, V_3 – фактические среднесуточные расходы топлива в январе и апреле за первый, второй и третий годы, предшествующие планируемому году (при отсутствии фактических данных за год, предшествующий планируемому, могут быть приняты плановые значения).

$K_{ср}$ – коэффициент возможного срыва поставки (учитывает условия поставки, создающиеся в зависимости от положения на рынке топлива, взаимоотношения с поставщиками, условия перевозки и другие факторы, увеличивающие время перевозки) принимается в диапазоне 1,5 - 3,5;

$T_{пер}$ – средневзвешенное время перевозки топлива от разных поставщиков (с учетом времени его разгрузки на электростанции, котельной) определяется по формуле:

$$T_{пер} = (T_1 * V_1 + T_2 * V_2 + \dots + T_n * V_n) / (V_1 + V_2 + \dots + V_n), \text{ сутки},$$

где: $T_1, T_2, \dots, T_n$ – время перевозки и разгрузки топлива от разных поставщиков (по видам топлива), сутки;

$V_1, V_2, \dots, V_n$ – расчетные объемы поставок топлива от разных поставщиков (по видам топлива).

Для действующих тепловых электростанций и котельных расчет НЭЗТ проводится без учета неизвлекаемого ("мертвого") остатка мазута. Для вновь вводимых в эксплуатацию тепловых электростанций и котельных, а также для дополнительно организованных емкостей на действующих тепловых электростанциях и котельных, в НЭЗТ дополнительно на ос-

нове расчетов (экспертных оценок) включается объем топлива, который перейдет в неизвлекаемый остаток.

Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ) на 1 октября (начало осенне-зимнего периода) определяется по формуле:

$$\text{НЭЗТ}_{\text{окт}} = \text{НЭЗТ}_{\text{янв}} + (\text{НЭЗТ}_{\text{янв}} - \text{НЭЗТ}_{\text{апр}}), \text{ тыс. т н.т.}$$

При сжигании на электростанции природного газа полученная по результатам расчета величина НЭЗТ резервного топлива (угля или мазута) на 1 октября увеличивается на объем, зависящий от величины возможного ограничения подачи газа из-за резкого снижения температуры наружного воздуха, если этот объем не превышает рабочий объем хранилищ мазута. В расчете учитывается 40%-ное снижение подачи газа в течение 28 суток - по 14 суток в декабре и январе. Объем резервного топлива (угля или мазута) на замещение ограничения подачи газа определяется по эквивалентным коэффициентам ($K_{\text{экв}}$), учитывающим теплотворную способность топлива в соотношении к условно приведенному топливу с теплотой сгорания 7000 ккал/кг. ($\text{НЭЗТ}_{\text{зам.}}$).

$$\text{НЭЗТ}_{\text{окт}} = \text{НЭЗТ}_{\text{янв}} + (\text{НЭЗТ}_{\text{янв}} - \text{НЭЗТ}_{\text{апр}}) + \text{НЭЗТ}_{\text{зам.}}, \text{ тыс. т н.т.}$$

Общий нормативный запас основного и резервного топлива (ОНЗТ) рассчитывается по сумме неснижаемого нормативного запаса топлива (ННЗТ) и нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ).

8.2. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива Пензенской ТЭЦ-1 филиала «Пензенский» ПАО «Т Плюс»

8.2.1. Нормативные запасы топлива Пензенской ТЭЦ-1 по состоянию на базовый 2014 г.

Основным видом топлива для Пензенской ТЭЦ – 1 является природный газ. Резервное топливо – топочный мазут марки М-100.

Мазут хранится в трех металлических резервуарах суммарной вместимостью 49,4 тыс. т. Неизвлекаемый остаток мазута в хранилищах Пензенской ТЭЦ – 1 по данным филиала «Пензенский» ПАО «Т Плюс» составляет 1440 т н.т.

Способы и время доставки топлива представлены в табл. 8.2.1.

Таблица 8.2.1

Топливо	Вид топлива	Способ доставки топлива	Время доставки топлива
Основное топливо	газ природный	газопровод	–
Резервное топливо	мазут топочный	железнодорожный транспорт	4 суток

Величина нормативных запасов резервного топлива по состоянию на 2014 год представлена в табл. 8.2.2.

Таблица 8.2.2

Наименование показателя, размерность	Значение
Нормативный неснижаемый запас топлива (ННЗТ), т н.т	3 640
Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ), т н.т	12 740
Общий нормативный запас топлива (ОНЗТ), т н.т	16 380

8.2.2. Расчет перспективных объемов Пензенской ТЭЦ-1 неснижаемого запасов топлива (ННЗТ)

Увеличение нагрузки неотключаемых потребителей и изменения в составе основного оборудования Пензенской ТЭЦ – 1 в период времени с 2015 по 2029 гг. приведет к изменению величины нормативного неснижаемого запаса топлива (ННЗТ).

Расчеты по определению перспективных изменений ННЗТ для рассматриваемого варианта развития генерирующих мощностей энергетического узла выполнены для января, как наиболее холодного месяца каждого прогнозируемого периода с 2015 по 2029 гг.

Неизвлекаемый остаток мазута в хранилищах Пензенской ТЭЦ – 1 принимался неизменным и равным 1440 т н.т.

Результаты расчета нормативного неснижаемого запаса топлива Пензенской ТЭЦ – 1 на период 2015 - 2029 гг. приведены в табл. 8.2.3.

Таблица 8.2.3

Наименование показателя, размерность	Период							
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 - 2024 гг.	2025 - 2029 гг.
Отопительная нагрузка в режиме "выживания", тыс. Гкал/сутки	4,8	4,9	5,9	6,0	6,0	8,1	8,6	8,8
Расход резервного топлива (мазута) на производство электрической и тепловой энергии в режиме "выживания" за 1 сутки, т н.т./сутки	733,3	744,7	892,4	903,4	912,9	1229,2	1302,6	1326,2
Неизвлекаемый остаток мазута в мазутохранилищах, т н.т.	1440	1440	1440	1440	1440	1440	1440	1440
ННЗТ, т н.т.	3640,0	3674,1	4117,3	4150,2	4178,6	5127,7	5347,8	5418,5

8.2.3. Расчет перспективных объемов эксплуатационного нормативного запасов топлива (НЭЗТ)

При расчете величины нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ) Пензенской ТЭЦ-1 на период 2015 – 2029 гг. принято следующее:

- структура сжигаемого топлива Пензенской ТЭЦ – 1 неизменна на всем протяжении прогнозируемого периода и соответствует структуре топлива базового 2013 года – 98,7 % газа и 1,3 % мазута;

- неизменность структуры сжигаемого топлива в условиях перспективного роста тепловых нагрузок и изменения состава основного оборудования должна быть обеспечена мероприятиями по увеличению производительности ГРП;

- изменение величины нормативного эксплуатационного запаса топлива вызвано изменением среднесуточного расхода мазута для выполнения производственной программы в январе и апреле планируемого периода и изменением замещающего объема мазута от резкого снижения температуры наружного воздуха;

- способы и время доставки мазута приняты в соответствии с данными табл.8.2.1 настоящего отчета;

- коэффициент возможного срыва поставки мазута принят неизменным на всем протяжении прогнозируемого периода и равным 2,5;

- продолжительность периода ограничения поставок природного газа от возможного резкого снижения температуры наружного воздуха в январе каждого прогнозируемого периода принята равной 10 суткам.

Результаты расчета перспективных объемов нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ) на период 2015 – 2019 гг. представлены в табл. 8.2.4.

Таблица 8.2.4

Наименование показателя, размерность	Период							
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.
НЭЗТ в январе без учета замещающего объема мазута, т н.т.	975,0	982,3	1131,2	1146,1	1156,1	1449,2	1294,9	1299,1
Замещающий объем мазута, т н.т.	7395,0	7450,6	8579,5	8693,0	8768,8	10991,5	17837,1	17868,9
НЭЗТ в апреле, т н.т.	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0	4000,0
НЭЗТ на 1 октября, т н.т.	16380,0	16540,0	19538,5	19828,4	20028,4	26009,0	39611,7	39754,4

8.2.4. Расчет перспективных объемов общего нормативного запаса топлива (ОНЗТ)

Результаты расчета перспективных объемов общего нормативного запаса топлива (ОНЗТ) приведены в табл. 8.2.5 и на рис. 8.2.1.

Таблица 8.2.5

Наименование показателя, размерность	Период							
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.
ННЗТ, т н.т.	3640,0	3674,1	4117,3	4150,2	4178,6	5127,7	5347,8	5418,5
НЭЗТ, т н.т.	12740,0	12865,9	15421,3	15678,2	15849,8	20881,3	34263,9	34335,9
ОНЗТ, т н.т.	16380,0	16540,0	19538,5	19828,4	20028,4	26009,0	39611,7	39754,4

Динамика изменения общего нормативного запаса резервного топлива (ОНЗТ) показывает, что к 2029 году увеличение ОНЗТ составит 23 374 т.

Основной рост придется на период 2020 – 2024 гг. и связан с увеличением замещающего объема мазута, входящего в состав ОНЗТ, который в свою очередь обусловлен вводом в эксплуатацию ПГУ-240.

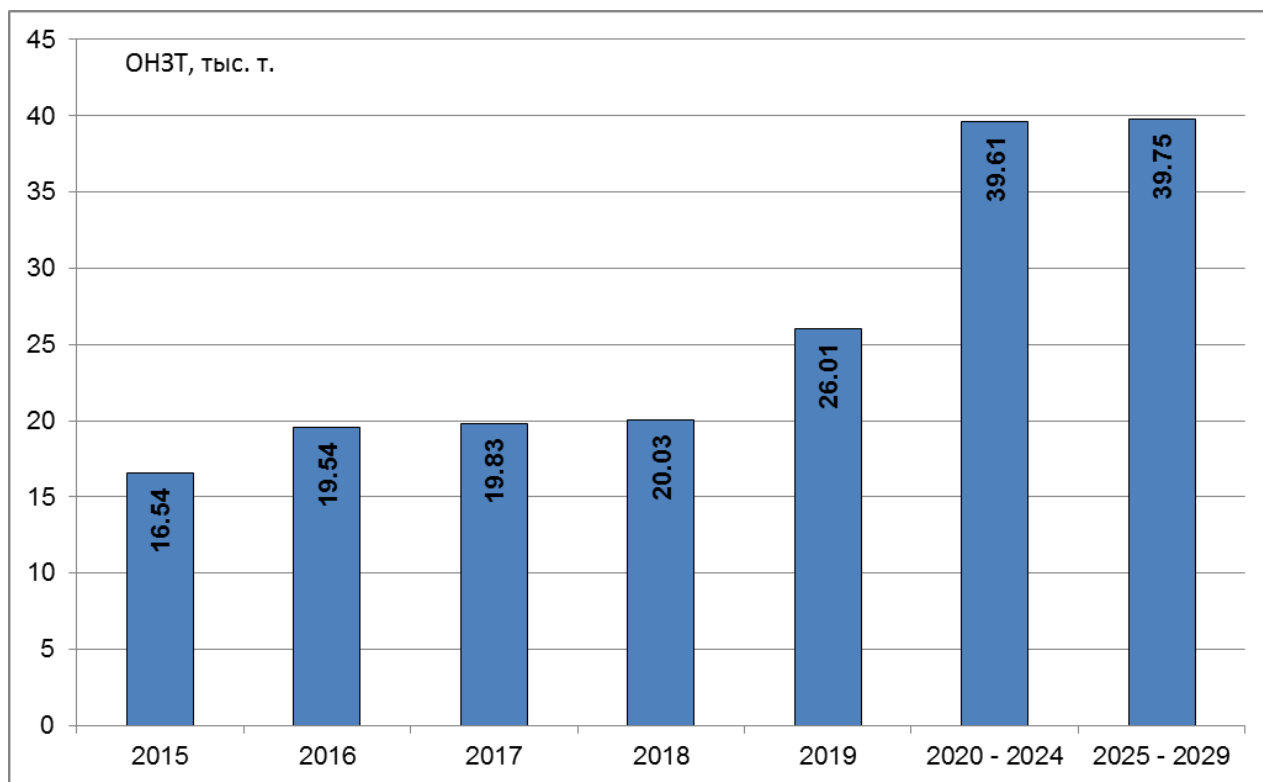


Рис. 8.2.1. Прогноз изменения общего нормативного запасов топлива по Пензенской ТЭЦ-1 на период 2015 – 2029 гг.

8.3. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива Пензенской ТЭЦ-2 филиала «Пензенский» ПАО «Т Плюс»

8.3.1. Нормативные запасы топлива Пензенской ТЭЦ – 2 по состоянию на базовый 2011 год

Основным видом топлива для Пензенской ТЭЦ – 2 является природный газ. Резервное топливо – топочный мазут марки М-100.

Мазут хранится в трех металлических резервуарах единичными объемами 5000, 5000 и 10000 м³ соответственно. Извлекаемый остаток мазута в хранилищах Пензенской ТЭЦ-2 по данным филиала «Пензенский» ПАО «Т Плюс» составляет 205 т н.т.

Способы и время доставки топлива представлены в табл. 8.3.1.

Таблица 8.3.1

Топливо	Вид топлива	Способ доставки топлива	Время доставки топлива
Основное топливо	газ природный	газопровод	–
Резервное топливо	мазут топочный	железнодорожный транспорт	4 суток

Величина нормативных запасов резервного топлива по состоянию на 2014 год представлена в табл. 8.3.2.

Таблица 8.3.2

Наименование показателя, размерность	Значение
Нормативный неснижаемый запас топлива (ННЗТ), т н.т	630
Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ), т н.т	1 970
Общий нормативный запас топлива (ОНЗТ), т н.т	2 600

8.3.2. Расчет перспективных объемов неснижаемого запаса топлива (ННЗТ)

Увеличение нагрузки неотключаемых потребителей Пензенской ТЭЦ-2 в период времени с 2015 по 2029 гг. приведет к изменению величины нормативного неснижаемого запаса топлива (ННЗТ).

Расчеты по определению перспективных изменений ННЗТ для рассматриваемого варианта развития генерирующих мощностей энергетического узла выполнены для января, как наиболее холодного месяца каждого прогнозируемого периода с 2015 по 2029 гг.

Извлекаемый остаток мазута в хранилищах Пензенской ТЭЦ-2 принимался неизменным и равным 205 т н.т.

Результаты расчета нормативного неснижаемого запаса топлива Пензенской ТЭЦ-2 на период 2015 - 2029 гг. приведены в табл. 8.3.3.

Таблица 8.3.3

Наименование показателя, размерность	Период							
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.
Отопительная нагрузка в режиме "выживания", тыс. Гкал/сутки	1,15	1,21	1,24	1,25	1,32	1,33	1,4	1,7
Расход резервного топлива (мазута) на производство электрической и тепловой энергии в режиме "выживания" за 1 сутки, т н.т./сутки	141,7	148,6	152,7	154,0	162,6	163,8	174,3	212,2
Неизвлекаемый остаток мазута в мазутохранилищах, т н.т.	205	205	205	205	205	205	205	205
ННЗТ, т н.т.	630,0	650,8	663,2	667,1	692,8	696,5	727,9	841,7

8.3.3. Расчет перспективных объемов эксплуатационного нормативного запасов топлива (НЭЗТ)

При расчете величины нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ) Пензенской ТЭЦ-2 на период 2015 – 2029 гг. принято следующее:

- изменение величины нормативного эксплуатационного запаса топлива вызвано изменением среднесуточного расхода мазута для выполнения производственной программы в январе и апреле планируемого периода и изменением замещающего объема мазута от резкого снижения температуры наружного воздуха;

- способы и время доставки мазута приняты в соответствии с табл. 7.6 настоящего отчета;

- коэффициент возможного срыва поставки мазута принят неизменным на всем протяжении прогнозируемого периода и равным 2,5;

- продолжительность периода ограничения поставок природного газа от возможного резкого снижения температуры наружного воздуха в январе каждого прогнозируемого периода принята равной 10 суткам.

Результаты расчета перспективных объемов нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ) на период 2015 – 2029 гг. представлены в табл. 8.3.4.

Таблица 8.3.4

Наименование показателя, размерность	Период							
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.
НЭЗТ в январе без учета замещающего объема мазута, т н.т.	363,0	381,0	391,3	394,5	415,7	418,8	442,7	525,2
Замещающий объем мазута, т н.т.	1222,0	1282,6	1317,2	1328,0	1399,3	1410,0	1490,3	1768,1
НЭЗТ в апреле, т н.т.	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0
НЭЗТ на 1 октября, т н.т.	1970,0	2127,3	2216,9	2245,0	2430,0	2457,7	1780,6	2336,2

8.3.4. Расчет перспективных объемов общего нормативного запаса топлива (ОНЗТ)

Результаты расчета перспективных объемов общего нормативного запаса топлива (ОНЗТ) приведены в таблице 8.3.5 и на рис. 8.3.1.

Таблица 8.3.5

Наименование показателя, размерность	Период							
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.
ННЗТ, т н.т	630,0	650,8	663,2	667,1	692,8	696,5	727,9	841,7
НЭЗТ, т н.т	1970,0	2127,3	2216,9	2245,0	2430,0	2457,7	2980,6	3536,2
ОНЗТ, т н.т	2600,0	2778,1	2880,1	2912,1	3122,7	3154,2	3708,4	4377,8

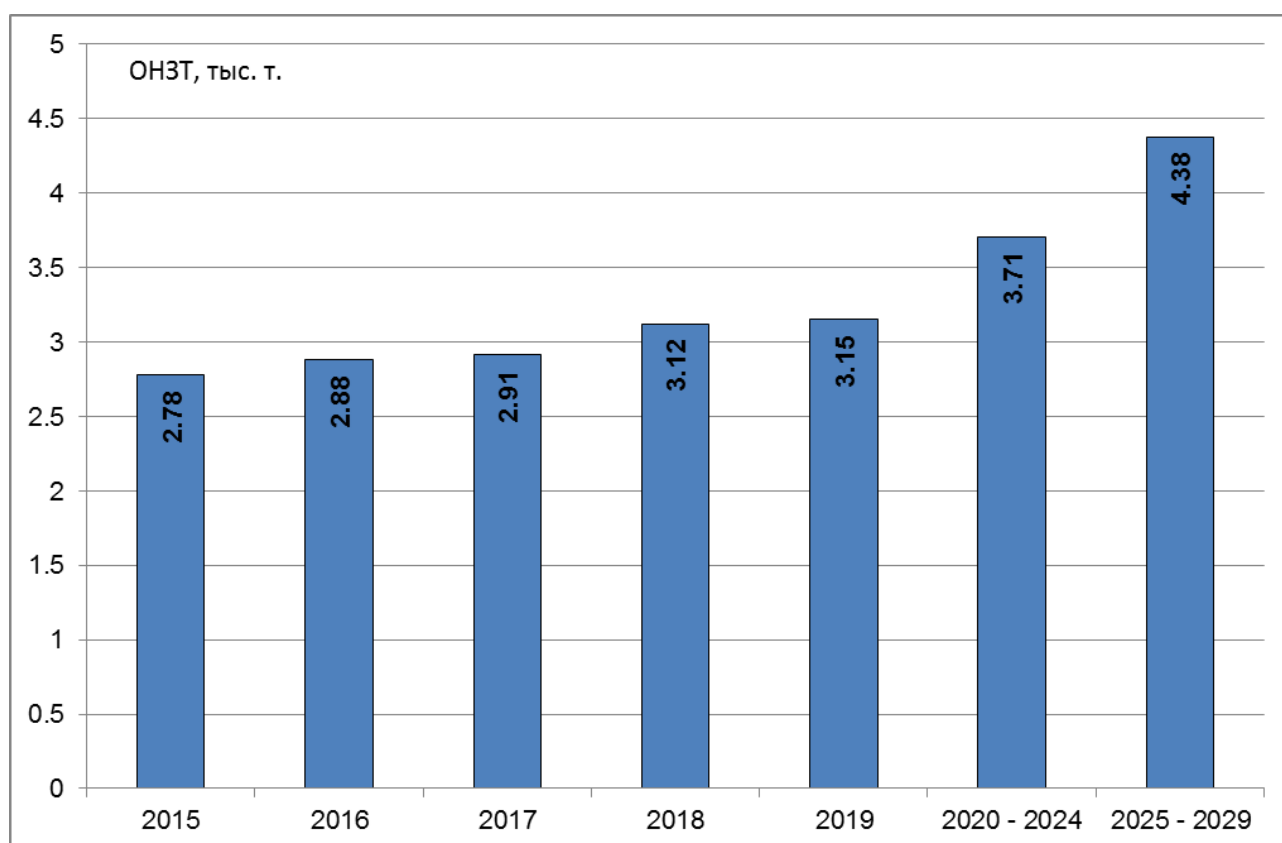


Рис. 8.3.1. Прогноз изменения общего нормативного запаса топлива по Пензенской ТЭЦ-2 на период 2015 – 2029 гг.

Динамика изменения общего нормативного запаса резервного топлива (ОНЗТ) Пензенской ТЭЦ-2 показывает, что к 2029 году рост ОНЗТ составит 1 777,8 т.

8.4. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива котельной «Арбеково»

8.4.1. Нормативные запасы топлива котельной «Арбеково» по состоянию на базовый 2014 год

Основным видом топлива для котельной «Арбеково» является природный газ. Резервное топливо – топочный мазут марки М-100.

Мазут хранится в одном металлическом резервуаре вместимостью 8,45 тыс. т. Извлекаемый остаток мазута в хранилищах котельной «Арбеково» по данным филиала «Пензенский» ПАО «Т Плюс» составляет 600 т н.т.

Способы и время доставки топлива представлены в табл. 8.4.1.

Таблица 8.4.1

Топливо	Вид топлива	Способ доставки топлива	Время доставки топлива
Основное топливо	газ природный	газопровод	-
Резервное топливо	мазут топочный	железнодорожный транспорт	4 суток

Величина нормативных запасов резервного топлива по состоянию на 2011 год представлена в табл. 8.4.2.

Таблица 8.4.2

Наименование показателя, размерность	Значение
Нормативный неснижаемый запас топлива (ННЗТ), т н.т	1 700
Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ), т н.т	0
Общий нормативный запас топлива (ОНЗТ), т н.т	1 700

8.4.2. Расчет перспективных объемов неснижаемого запаса топлива (ННЗТ)

Увеличение нагрузки неотключаемых потребителей и изменения в составе основного оборудования котельной «Арбеково» в период времени с 2015 по 2018 годы приведет к изменению величины нормативного неснижаемого запаса топлива (ННЗТ).

Расчеты по определению перспективных изменений ННЗТ для рассматриваемого варианта развития генерирующих мощностей энергетического узла выполнены для января, как наиболее холодного месяца каждого прогнозируемого периода с 2015 по 2018 годы.

Извлекаемый остаток мазута в хранилищах котельной «Арбеково» принимался неизменным и равным 600 т н.т.

Результаты расчета нормативного неснижаемого запаса топлива котельной «Арбеково» на период 2015 - 2018 годы приведены в табл. 8.4.3.

Таблица 8.4.3

Наименование показателя, размерность	Период							
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.
Отопительная нагрузка в режиме "выживания", тыс. Гкал/сутки	3,15	3,20	2,18	2,24	2,28	–	–	–
Расход резервного топлива (мазута) на производство электрической и тепловой энергии в режиме "выживания" за 1 сутки, т н.т./сутки	353,3	358,8	244,4	251,5	255,6	–	–	–
Неизвлекаемый остаток мазута в мазутохранилищах, т н.т.	600	600	600	600	600	–	–	–
ННЗТ, т н.т.	1660,0	1676,4	1333,2	1354,5	1366,8	–	–	–

8.4.3. Расчет перспективных объемов эксплуатационного нормативного запасов топлива (НЭЗТ)

Производственная программа по выработке тепловой энергии котельной «Арбеково» в базовом 2014 году обеспечивалась только сжиганием природного газа. Кроме этого, согласно письму Саратовской территориальной инспекции № 20/11 от 18.02.1987 г., котельная «Арбеково» исключена из Графика перевода электростанций и других промышленных предприятий на резервный вид топлива и не подлежит ограничению подачи газа. НЭЗТ в этом случае не формируется и составляет 0 тыс. т.

8.4.4. Расчет перспективных объемов общего нормативного запаса топлива (ОНЗТ)

Результаты расчета перспективных объемов общего нормативного запаса топлива (ОНЗТ) приведены в табл. 8.4.4 и на рис. 8.4.1.

Таблица 8.4.4

Наименование показателя, размерность	Период							
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.
ННЗТ, т н.т.	1660,0	1676,4	1333,2	1354,5	1366,8	–	–	–
НЭЗТ, т н.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	–	–	–
ОНЗТ, т н.т.	1660,0	1676,4	1333,2	1354,5	1366,8	–	–	–

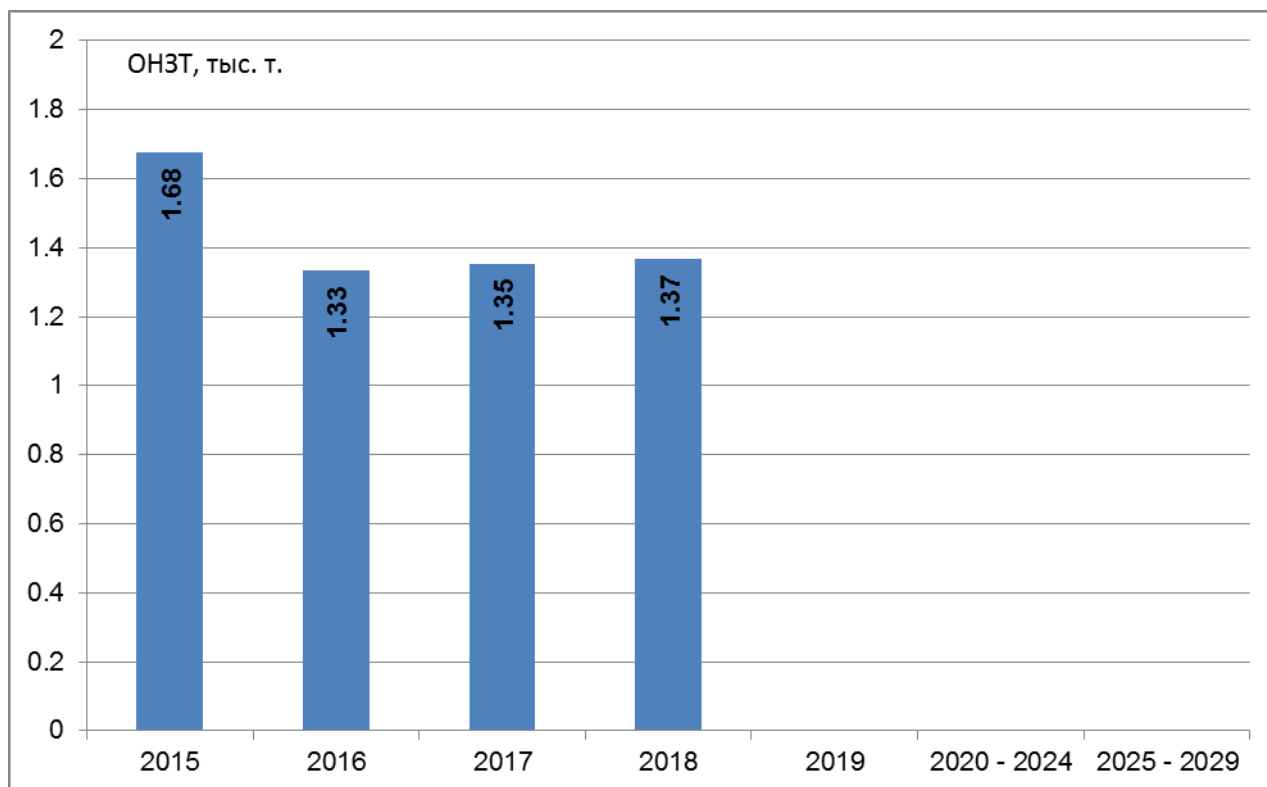


Рис. 8.4.1. Прогноз изменения общего нормативного запаса топлива по котельной «Арбеково» на период 2015 – 2029 годы

Общий нормативный запас топлива (ОНЗТ) котельной «Арбеково» полностью определяется ее неснижаемым нормативным запасом топлива (ННЗТ) и имеет тенденцию к снижению. Снижение ОНЗТ вызвано постепенным переводом тепловой нагрузки котельной «Арбеково» на Пензенскую ТЭЦ-1 вплоть до полного перевода ее в режим насосной станции и аварийного источника тепловой энергии к 2019 году.

8.5. Выводы по разделам 7 и 8

1. Разработаны перспективные топливные балансы, включающие в себя плановые технико-экономические показатели работы оборудования, объемы суммарного потребления условного топлива, запасы аварийного и резервного топлива Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково» филиала «Пензенский» ПАО «Т Плюс» на период 2015 – 2029 гг. для варианта развития генерирующих мощностей № 2, предусматривающего:

- по Пензенской ТЭЦ-1:
 - вывод из эксплуатации турбоагрегатов ПТ-25-90 ст. № 3 и ПТ-50-90 ст. № 6 с января 2025 года;
 - ввод в эксплуатацию парогазового энергоблока ПГУ-240 № 1 с января 2025 года;
- по Пензенской ТЭЦ-2 – без изменений в составе оборудования,
- по котельной «Арбеково» – перевод в режим насосной станции и аварийного источника тепловой энергии с октября 2018 года.

2. При разработке перспективных топливных балансов принято следующее:

- характерные составы работающего оборудования, режимные и технико-экономические показатели работы отдельных агрегатов и энергообъектов в целом за 2011 год (базовый период);
- планируемые изменения отпуска тепловой энергии с коллекторов на период 2015 – 2029 гг. (раздельно с паром и горячей водой).
- изменения составов установленного оборудования – в соответствии с рассматриваемым вариантом развития генерирующих мощностей.

3. В соответствии с основными нормативными документами, регламентирующими порядок определения показателей тепловой экономичности ТЭС, а также утвержденной нормативно-технической документацией по топливоиспользованию Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково» разработаны алгоритмы расчета прогнозных технико-экономических показателей и расходов топлива ежемесячно.

4. В соответствии с планируемой динамикой изменения присоединенной тепловой нагрузки Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково», а также учитывая предполагаемые изменения в составе установленного оборудования ожидаются следующие изменения технико-экономических показателей:

- по Пензенской ТЭЦ-1:
 - выработка электроэнергии существующей части ТЭЦ к 2019 году увеличится на 33,8 % в связи с увеличением отпуска тепла внешним потребителям с соответствующей загрузкой турбоагрегатов по теплофикационному циклу – доля выработки электроэнергии по теплофикационному циклу увеличится с 50,6 % в 2014 году до 61,1 % в 2019 году;
 - при переходе к режиму 2024 года будет наблюдаться существенное уменьшение выработки электроэнергии существующей частью ТЭЦ, что обусловлено вводом ПГУ-240 ст. № 1 и передачей существенной части тепловой нагрузки на эту установку; при этом существующее оборудование разгружается как по тепловой нагрузке, так и по электрической

мощности (для сохранения доли выработки электроэнергии по теплофикационному циклу на уровне 60 %);

- с вводом ПГУ-240 ст. № 1 выработка электроэнергии увеличится в 1,8 раза (с 1860,3 млн. кВт.ч в 2019 году до 3363,5 млн. кВт.ч в 2029 году), что позволит существенно компенсировать дефицит производства электроэнергии в регионе;

- перспективная тепловая нагрузка ТЭЦ не может быть обеспечена без подключения ПВК уже при условиях 2019 года (отпуск тепловой энергии от ПВК на уровне 146,2 тыс. Гкал), но и после ввода ПГУ необходимость в работе ПВК в зимние месяцы сохраняется;

- увеличение отпуска тепловой энергии с частично отработавши паром и ввод ПГУ-240 ст. № 1 приведет к существенному улучшению показателей тепловой экономичности ТЭЦ по выработке электроэнергии – удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии в целом по ТЭЦ уменьшается к 2029 году от состояния 2014 года на 65,3 и 90,0 г у.т./кВт.ч при расчете соответственно по физическому и пропорциональному методам; удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии в целом по ТЭЦ уменьшается к 2029 году от состояния 2014 года на 6,7 кг у.т./Гкал при расчете по физическому методу (при расчете по пропорциональному методу удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии к 2029 году будет находиться на уровне 2014 года, что связано с особенностями отнесения суммарных затрат топлива к отпуску тепловой и электрической энергии на ПГУ при расчете пропорциональным методом);

- годовой расход топлива Пензенской ТЭЦ-1 к 2029 году увеличится на 542,9 тыс. т у.т. относительно фактического потребления топлива в 2014 году.

- по Пензенской ТЭЦ-2:

- изменение электрической нагрузки для Пензенской ТЭЦ-2 с противоаварийными турбинами полностью определяется изменением тепловой нагрузки; при увеличении тепловой нагрузки ТЭЦ к 2029 году на 38,4 % относительно фактического отпуска тепловой энергии в 2014 году тепловая нагрузка турбоагрегатов увеличится на 27,0 %, а отпуск электроэнергии возрастет на 38,0 %. В перспективном периоде отпуск тепла от ПВК сохранится на уровне базового 2014 года вплоть до 2019 года, однако при условиях работы 2024 и, особенно, 2029 года отпуск тепловой энергии ПВК должен быть увеличен, поскольку в ряде зимних режимов не удастся обеспечить дополнительное увеличение тепловой нагрузки турбоагрегатов по условию работы их с максимальной электрической нагрузкой либо по условию достижения максимальной теплопроизводительности энергетических котлов (с запасом на регулирование нагрузки);

- связи с увеличением средней электрической нагрузки турбоагрегатов с соответствующим уменьшением удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии уменьшается к 2029 году от состояния 2014 года на 7,9 и 20,7 г у.т./кВт.ч при расчете соответственно по физическому и пропорциональному методам; удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии также уменьшится, что связано с увеличением доли отпуска тепла с отработавшим паром

турбоагрегатов в общем отпуске тепла внешним потребителям, а также с уменьшением относительных потерь тепла, связанных с отпуском тепла от ТЭЦ, – на 3,6 и 2,6 кг у.т./Гкал при расчете соответственно по физическому и пропорциональному методам;

– годовой расход топлива Пензенской ТЭЦ-2 к 2029 году увеличится на 40,1 тыс. т у.т. относительно фактического потребления топлива в 2014 году.

- по котельной «Арбеково»:

– в процессе уменьшения отпуска тепловой энергии от котельной с соответствующей разгрузкой котельных агрегатов удельный расход условного топлива будет увеличиваться (на 1,7 кг у.т./Гкал от уровня базового 2014 года), что обусловлено тем, что даже при некотором увеличении КПД брутто котлов (в пределах десятых долей процента) относительный расход тепловой энергии на собственные нужды увеличивается более существенно – 2,9 % в 2014 году до 3,8 % в 2019 году, что приводит к уменьшению КПД нетто котельной;

– полный расход топлива уменьшается согласно уменьшению отпуска тепловой энергии внешним потребителям вплоть до полного вывода из эксплуатации с начала отопительного периода в 2018 году.

- в целом по Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково»:

– наблюдается существенное уменьшение удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии, что обусловлено в период до 2019 года увеличением тепловой нагрузки установок комбинированного цикла и соответствующим увеличением доли выработки электроэнергии на тепловом потреблении: удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии уменьшается к 2019 году на 44,0 и 27,9 г у.т./кВт.ч соответственно при расчете по физическому и пропорциональному методам. Существенное уменьшение удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии в 2024 году обусловлено вводом ПГУ-240 ст. № 1 на Пензенской ТЭЦ-1 и передачей существенной доли тепловой нагрузки на это высокоэффективное оборудование. Общее уменьшение удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии к 2029 году (от состояния 2014 года) составит 62,6 и 89,8 г у.т./кВт.ч соответственно при расчете по физическому и пропорциональному методам;

– удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии также уменьшаются – к 2029 году на 2,7 и 7,9 кг у.т./Гкал соответственно при расчете по физическому и пропорциональному методам;

– увеличение суммарного годового расхода условного топлива к 2019 году на 266,0 тыс. т у.т. связано с увеличением отпуска тепла внешним потребителям с соответствующим увеличением отпуска электроэнергии по рассматриваемым объектам. Существенное увеличение потребности в топливе на 583,0 тыс. т у.т. к 2029 году обусловлено увеличением электрической нагрузки Пензенской ТЭЦ-1 после ввода ПГУ-240 ст. № 1 в 1,8 раза. Годовой расход топлива суммарно по Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково» к 2029 году увеличится до 1365,7 тыс. т у.т. в год.

4. Перспективные объемы общего нормативного запаса основного и резервного топлива (ОНЗТ) по Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково» изменятся следующим образом:

- по Пензенской ТЭЦ-1 увеличение ОНЗТ к 2029 году составит 23 374,4 т. Основной прирост придется на период 2020 – 2024 гг. и связан с увеличением замещающего объема мазута, входящего в состав ОНЗТ, который в свою очередь обусловлен вводом в эксплуатацию ПГУ-240;
- по Пензенской ТЭЦ-2 – прирост ОНЗТ к 2019 году будет несущественным и составит 1 777,8 т;
- по котельной «Арбеково» – снижение ОНЗТ к 2018 году составит 293,2 т и вызвано постепенным переводом тепловой нагрузки котельной «Арбеково» на Пензенскую ТЭЦ-1 вплоть до полного перевода ее в режим насосной станции и аварийного источника тепловой энергии к 2019 году.

Раздел 9. Реконструкция газопровода

9.1. Реконструкция ГРС-4

Подача природного газа производится от магистрального газопровода Саратов – Нижний Новгород. Схема газоснабжения г. Пенза приведена на рис. 9.1.

На ГРС – 4 от магистрального газопровода проложен трубопровод диаметром 530 мм с давлением 50 кг/см².

На Пензенскую ТЭЦ-1 подача газа производится по трубопроводу диаметром 530 мм с давлением 6,0 кг/см².

В связи с низким давлением природного газа в газопроводе ГРС-4 – ТЭЦ-1 пропускная способность трубопровода ограничена величиной подачи природного газа 100 – 101 тыс. м³/ч.

Расчет перспективных топливных балансов Пензенской ТЭЦ-1 показывает, что в отопительный период при температуре наружного воздуха ниже -12°C пропускной способности газопровода не хватает для обеспечения необходимого отпуска тепловой энергии потребителям. В связи с нехваткой природного газа на ТЭЦ-1 возникает необходимость сжигания мазута.

Период сжигания мазута в среднем за отопительный сезон составляет не более 20 суток. Тем не менее, сжигание нескольких сотен тонн мазута приводит в существенному возрастанию себестоимости отпускаемой тепловой и электрической энергии, т.к. стоимость мазута в пересчете на условное топливо в 3-4 раза выше чем стоимость природного газа.

В варианте 2 развития Схемы теплоснабжения г.Пенза предлагается строительство второй нитки газопровода от ГРС-4 с давлением 6 кг/см², по которому производится подача природного газа на ТЭЦ-1. Суммарная пропускная способность двух ниток газопровода составит 190 – 200 тыс. м³/ч.

Предлагается также реконструкция газораспределительной станции – ГРС-4.

Сметная стоимость строительства 1 км газопровода диаметром 530 мм составляет примерно 3 000 тыс. руб. без НДС в ценах 2012 г. Общая стоимость работ с учетом необходимых реконструкций газового хозяйства ТЭЦ-1 составит 50 000 – 60 000 тыс. руб.

Стоимость реконструкции ГРС-4 составит 80 000 – 90 000 тыс. руб.

Таким образом, максимальные затраты на строительство второй нитки газопровода от ГРС-4 и реконструкцию самой газораспределительной станции не превысят 150 миллионов рублей.

Строительство второй нитки газопровода от ГРС-4 до Пензенской ТЭЦ-1 с увеличением пропускной способности в 2015 – 2016 гг. до 190 – 200 тыс.м³/ч. и реконструкция газораспределительной станции – ГРС-4 в 2018 – 2019 гг. позволят обеспечить оборудование ТЭЦ-1 необходимым количеством природного газа для прогнозируемых тепловых нагрузок в зимние месяцы года и исключить использование мазута.

Раздел 10. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

В соответствии с программой перспективного развития теплоснабжения г. Пенза разработаны мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей, а так же их технико-экономическое обоснование.

10.1. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку г. Пензы

Для оценки финансовых потребностей для строительства источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку г. Пензы были проведены соответствующие расчеты.

Оценка финансовых потребностей для реализации мероприятий по строительству и модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей была выполнена в соответствии с «Методическими рекомендациями по разработке схеме теплоснабжения» на основании государственных сметных нормативов НЦС 81-02-2012 «Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2012» (утв. приказом Министерства регионального развития РФ от 30 декабря 2011 г. N 643)

1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства ПГУ-240 на Пензенской ТЭЦ-1

Основные технические характеристики ПГУ-240 приведены в табл. 10.1.

Таблица 10.1

Наименование источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии	Установленная электрическая мощность, МВт	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Количество блоков ПГУ	Срок строительства
ПГУ-240	240	140	1	1 год

В парогазовом блоке используется высокоэффективная газотурбинная установка марки GT 13E2 «Alstom» номинальной электрической мощностью 180 МВт.

Кроме того, для данного проекта предлагается применить следующее основное оборудование блока ПГУ:

1. Паровой котел-утилизатор Пр-213/57-8,0/0,75-490/212;
2. Теплофикационная паротурбинная установка Т-53/67-8,0 «Alstom» номинальной электрической мощностью 60 МВт.

В таблице 10.2. приведена стоимость без НДС мероприятий с разбивкой по статьям затрат.

Таблица 10.2

Стоимость по статьям затрат	Ед. изм.	Величина
в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	9 203 389,00
в том числе:		
проектные работы	тыс. руб.	460 169,45
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	6 746 000,39
оборудование	тыс. руб.	505 818,26
прочие затраты	тыс. руб.	1 307 341,41
непредвиденные расходы	тыс. руб.	184 067,78

2. Стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР

Строительство ПГУ-240 запланировано на 2023 г. с вводом в действие 01.01.2024 г.

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в таблице 10.3.

Таблица 10.3

Годы	2023 г.
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г. без НДС	9 203 389,00
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР	14 005 549,64

Итого стоимость реализации мероприятий по установке ПГУ-240 составит 14 005 549,64 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности строительства ПГУ-240 на Пензенской ТЭЦ-1

Схема финансирования строительства по программе перспективного развития тепло-снабжения г. Пензы подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t величины накопленного сальдо денежного потока. Источник финансирования данного мероприятия – собственные средства ПАО «Т Плюс».

4. Расчеты эффективности инвестиций для строительства ПГУ-240 на Пензенской ТЭЦ-1

Выполнен анализ эффективности инвестиций в проект на основании сравнения двух вариантов финансирования – за счет собственного капитала организации и за счет заемного капитала.

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 10.4.

Таблица 10.4

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-5669857	---	-0,4	Более 15 лет
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	1 464 995	17,5	0,1	менее года

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятия отражено на рис. 10.1.

Разница между вариантами финансирования объясняется эффектом финансового рычага (левериджем), который базируется на том, что банковская ставка в нормальной экономической среде оказывается ниже доходности инвестиций. **Отрицательный эффект** (или обратная сторона финансового рычага) проявляется, когда рентабельность активов падает ниже ставки по кредиту, что приводит к ускоренному формированию убытков.

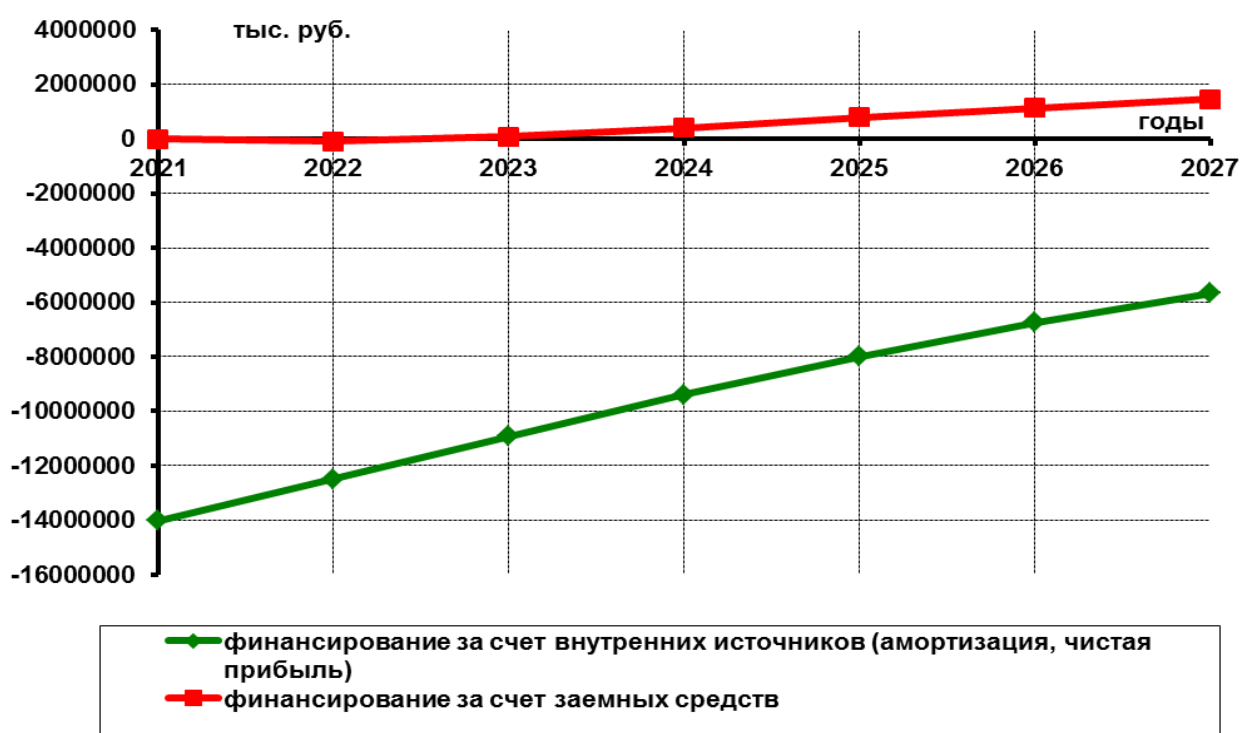


Рис. 10.1. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

5. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации строительства ПГУ-240 на Пензенской ТЭЦ-1

В связи с тем, что финансирование мероприятия предполагается осуществить за счет собственного капитала предприятия с привлечением заемных средств, реализация данного мероприятия не окажет ценовых последствий на тариф тепловой энергии для конечного потребителя.

10.2. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение и обеспечение перспективных приростов тепловой нагрузки

1. Оценка финансовых потребностей для осуществления вывода из работы котельной Арбеково и передачи тепловой нагрузки на Пензенскую ТЭЦ-1

Для реализации данного варианта развития схемы теплоснабжения необходимо строительство магистрального трубопровода от ТЭЦ-1 до котельной Арбеково протяженностью 5 994,2 п.м. диаметром 1000 мм.

Стоимость мероприятий определена в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-2012 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2012 (утв. приказом Министерства регионального развития РФ от 30 декабря 2011 г. N 643)

Данные о стоимости мероприятий планируемых в 2016 – 2017 гг. в ценах 2012 г. без НДС объединены в таблицу 10.5.

Таблица 10.5

Начало участка	Конец участка	Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость единицы, тыс. руб./ /тыс. м	Поправочный коэфф. на увелич. диаметра	ИТОГО по годам, тыс. руб
		Dy м	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении L, м				
ТЭЦ-1	Котельная Арбеково	1,00	Подземная в не проходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	5 994,20	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-01-001	53753,0	2,00	644 412,94
ИТОГО 2016 - 2017 гг.									644 412,94

Затраты на строительство трубопровода предполагается осуществлять в 2016 и 2017 гг. В таблице 10.6 приведена стоимость мероприятий по строительству трубопровода в 2016 г. с разбивкой по статьям затрат.

Таблица 10.6

Стоимость по статьям затрат	Ед. изм.	Величина
в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	102 142,68
в том числе:		
проектные работы	тыс. руб.	
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	32 220,65
оборудование	тыс. руб.	
прочие затраты	тыс. руб.	17 708,47
непредвиденные расходы	тыс. руб.	45 769,43

В таблице 10.7 приведена стоимость мероприятий по строительству трубопровода в 2017 г. с разбивкой по статьям затрат.

Таблица 10.7

Стоимость мероприятий по статьям затрат	Ед. изм.	Величина
в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	542 270,85
в том числе:		
проектные работы	тыс. руб.	
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	472 348,82
оборудование	тыс. руб.	17 708,47
прочие затраты	тыс. руб.	45 769,43
непредвиденные расходы	тыс. руб.	6 444,13

2. Стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР

Вывод из работы котельной Арбеково и передача тепловой нагрузки на Пензенскую ТЭЦ-1 запланирован на 2016 – 2017 гг. с вводом в действие 01.01.2018 г.

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в таблице 10.8.

Таблица 10.8

Годы	2016 г.	2017 г.
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г.	102 142,68	542 270,85
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР	113 684,80	633 724,83

Итого стоимость реализации мероприятий по расширению тепловых сетей с учетом роста тепловых нагрузок составит 747 409,63 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности вывода из работы котельной Арбеково и передачи тепловой нагрузки на Пензенскую ТЭЦ-1

Схема финансирования строительства по программе перспективного развития тепло-снабжения г. Пензы подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Источник финансирования данного мероприятия – средства ПАО «Т Плюс».

4. Расчеты эффективности инвестиций для вывода из работы котельной Арбеково и передачи тепловой нагрузки на Пензенскую ТЭЦ-1

Выполнен анализ эффективности инвестиций в проект на основании сравнения двух вариантов финансирования – за счет собственного капитала организации и за счет заемного капитала.

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в таблице в таблице 10.9.

Таблица 10.9

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-368397	---	-0,58	Более 15 лет
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	-173321	----	-0,276	Более 15 лет

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятия отражено на рис. 10.2.

Разница между вариантами финансирования объясняется эффектом финансового рычага (левериджем), который базируется на том, что банковская ставка в нормальной экономической среде оказывается ниже доходности инвестиций. **Отрицательный эффект** (или обратная сторона финансового рычага) проявляется, когда рентабельность активов падает ниже ставки по кредиту, что приводит к ускоренному формированию убытков.

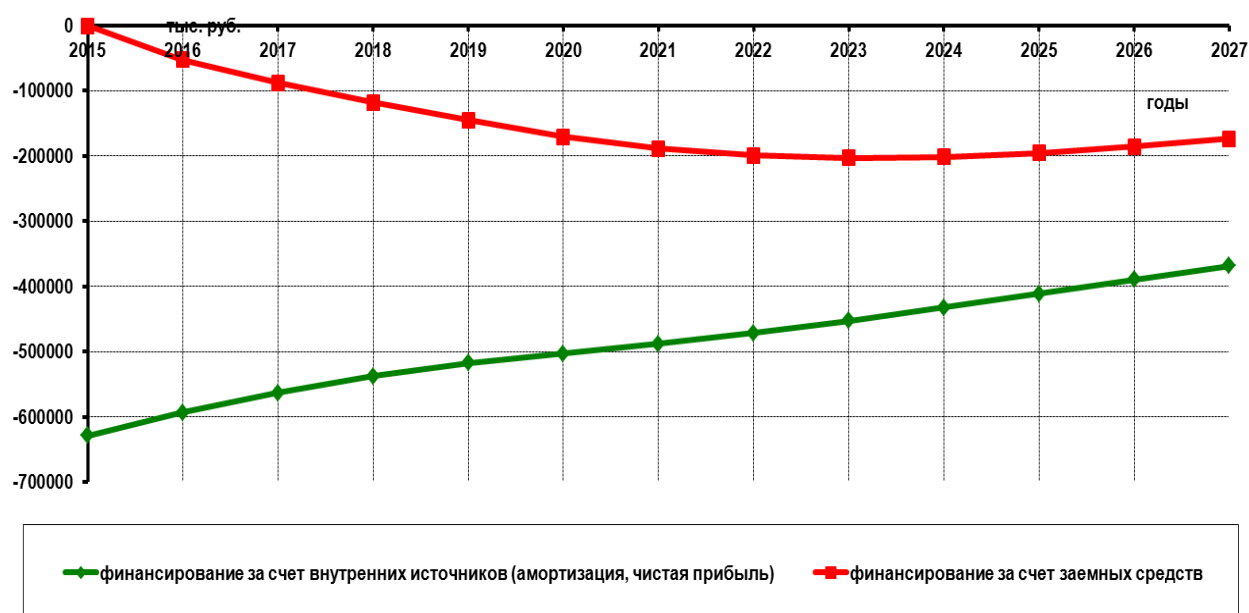


Рис. 10.2. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

5. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации вывода из работы котельной Арбеково и передачи тепловой нагрузки на Пензенскую ТЭЦ-1

В связи с тем, что финансирование мероприятия предполагается осуществить за счет собственного капитала предприятия с привлечением заемных средств, реализация данного мероприятия не окажет ценовых последствий на тариф тепловой энергии для конечного потребителя.

10.3. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства второй нитки газопровода от ГРС-4 до Пензенской ТЭЦ-1 и реконструкция газораспределительной станции ГРС-4

1. Оценка финансовых потребностей строительства второй нитки газопровода от ГРС-4 до Пензенской ТЭЦ-1 и реконструкция газораспределительной станции – ГРС-4

Стоимость строительства газопровода рассчитана на основании Государственных сметных нормативов НЦС 81-02-2012 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2012 (утв. приказом Министерства регионального развития РФ от 30 декабря 2011 г. N 643)

Укрупненные нормативы представляют собой объем денежных средств необходимый и достаточный для строительства 1 километра наружных сетей газоснабжения.

В показателях учтена вся номенклатура затрат, которые предусматриваются действующими нормативными документами в сфере ценообразования для выполнения основных, вспомогательных и сопутствующих этапов работ для строительства наружных сетей газоснабжения в нормальных (стандартных) условиях, не осложненных внешними факторами.

В таблице 10.10. приведена стоимость строительства второй нитки газопровода от ГРС-4 до Пензенской ТЭЦ-1 в ценах 2012 г.

Таблица 10.10

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) газопровода,		Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость единицы, тыс. руб./ /тыс. м	Поправочный коэфф. на увеличение диаметра	ИТОГО по годам, тыс. руб
Диаметр D _y , м	Длина L, м				
0,53	5 994,20	НЦС 81-02-15-2012 Таблица 15-02-001	2 554,01	1,77	27046,34
ИТОГО					27 046,34

Стоимость реконструкции ГРС определена на основании изучения проектов-аналогов. В таблице 10.11. приведена стоимость реконструкции ГРС-4 с разбивкой по статьям затрат.

Таблица 10.11

Стоимость мероприятий по статьям затрат	Ед. изм.	Величина
в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	80 000,00
в том числе:		
проектные работы	тыс. руб.	4 000,00
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	58 639,2
оборудование	тыс. руб.	4 396,80
прочие затраты	тыс. руб.	11 364,00
непредвиденные расходы	тыс. руб.	1 600,00

2. Стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР

Строительство второй нитки газопровода от ГРС-4 до Пензенской ТЭЦ-1 и реконструкция газораспределительной станции – ГРС-4 запланировано на 2018 г. с вводом в действие 01.01.2019 г.

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в таблице 10.12.

Таблица 10.12

Годы	2019 г.
Стоимость мероприятий в ценах 2014 г. без НДС	107 046,34
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР	131 354,69

Итого стоимость реализации мероприятий по строительству второй нитки газопровода от ГРС-4 до Пензенской ТЭЦ-1 и реконструкции газораспределительной станции – ГРС-4 составит **131 354,69** тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

10.4. Общая оценка финансовых потребностей для осуществления строительства ПГУ-240 на Пензенской ТЭЦ-1, вывода из работы котельной Арбеково и передачи тепловой нагрузки на Пензенскую ТЭЦ-1, строительства второй нитки газопровода от ГРС-4 до Пензенской ТЭЦ-1 и реконструкция газораспределительной станции – ГРС-4

1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства ПГУ-240 на Пензенской ТЭЦ-1 вывода из работы котельной Арбеково и передачи тепловой нагрузки на Пензенскую ТЭЦ-1, строительства второй нитки газопровода от ГРС-4 до Пензенской ТЭЦ-1 и реконструкция газораспределительной станции – ГРС-4

В таблице 10.13. приведена стоимость строительства ПГУ-240 в ценах 2012 г.

Таблица 10.13

Стоимость мероприятий по статьям затрат	Ед. изм.	Величина
в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	9 203 389,00
в том числе:		
проектные работы	тыс. руб.	460 169,45
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	6 746 000,39
оборудование	тыс. руб.	505 818,26
прочие затраты	тыс. руб.	1 307 341,41
непредвиденные расходы	тыс. руб.	184 067,78

В таблице 10.14. приведена стоимость строительства первой очереди тепловой магистрали для переключения нагрузки с котельной Арбеково на ТЭЦ-1.

Таблица 10.14

Стоимость мероприятий по статьям затрат	Ед. изм.	Величина
в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	102 142,68
в том числе:		
проектные работы	тыс. руб.	
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	32 220,65
оборудование	тыс. руб.	
прочие затраты	тыс. руб.	17 708,47
непредвиденные расходы	тыс. руб.	45 769,43

В таблице 10.15. приведена стоимость строительства второй очереди тепловой магистрали для переключения нагрузки с котельной Арбеково на ТЭЦ-1.

Таблица 10.15

Стоимость мероприятий по статьям затрат	Ед. изм.	Величина
в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	542 270,85
в том числе:		
проектные работы	тыс. руб.	
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	472 348,82
оборудование	тыс. руб.	17 708,47
прочие затраты	тыс. руб.	45 769,43
непредвиденные расходы	тыс. руб.	6 444,13

В таблице 10.16 приведена стоимость осуществления строительства второй нитки газопровода от ГРС-4 до Пензенской ТЭЦ-1 и реконструкция газораспределительной станции – ГРС-4.

Таблица 10.16

Стоимость мероприятий по статьям затрат	Ед. изм.	Величина
в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	107 046,34
в том числе:		
проектные работы	тыс. руб.	5 352,32
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	78 463,99
оборудование	тыс. руб.	5 883,27
прочие затраты	тыс. руб.	15 205,93
непредвиденные расходы	тыс. руб.	2 140,93

2. Стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР

Вывод из работы котельной Арбеково и передача тепловой нагрузки на Пензенскую ТЭЦ-1 запланированы на 2016 – 2017 гг.

Строительство второй нитки газопровода от ГРС-4 до Пензенской ТЭЦ-1 и реконструкция газораспределительной станции – ГРС-4 запланированы на 2018 г.

Строительство ПГУ-240 запланировано на 2023 г. с вводом в действие 01.01.2024 г.

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в таблице 10.17.

Таблица 10.17

Годы	Стоимость строительства 1-й очереди тепломагистрали для переключения нагрузки с котельной Арбеково на ТЭЦ-1 в 2014 г.	Стоимость строительства 2-й очереди тепломагистрали для переключения нагрузки с котельной Арбеково на ТЭЦ-1 в 2015 г.	Стоимость строительства 2-й нитки газопровода от ГРС-4 до ТЭЦ-1 и реконструкции ГРС-4 в 2017 г.	Стоимость строительства ПГУ-240 в 2021 г.	Итого стоимость всех мероприятий
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г. без НДС, тыс. руб.	102 142,68	542 270,85	107 046,34	9 203 389,0	9 954 848,9
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб.	113 684,80	633 724,83	131 354,7	14 005 549,7	14 884 314,0

Итого стоимость реализации мероприятий составит **14 884 314,0 тыс. руб.** в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

Сводная стоимость мероприятий приведена с учетом строительства газопровода и реконструкции ГРС-4, находящихся на балансе газоснабжающей организации.

3. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности строительства ПГУ-240 на Пензенской ТЭЦ-1 вывода из работы котельной Арбеково и передачи тепловой нагрузки на Пензенскую ТЭЦ-1, строительства второй нитки газопровода от ГРС-4 до Пензенской ТЭЦ-1 и реконструкция газораспределительной станции – ГРС-4

Схема финансирования строительства по программе перспективного развития тепло-снабжения г. Пензы подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока. **Источник финансирования данного мероприятия – собственные средства ПАО «Т Плюс».**

4. Расчеты эффективности инвестиций для строительства ПГУ-240 на Пензенской ТЭЦ-1

В результате проведенных мероприятий будет получена экономия топлива, экономия средств на содержание котельной Арбеково, кроме того, увеличится КИУМ для ТЭЦ-1 Пензенского филиала ПАО «Т Плюс». Сводная таблица полученного экономического эффекта по годам приведена в таблице 10.18.

Таблица 10.18

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода					
		2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		4	5	6	7	8	9
1	Затраты на содержание котельной Арбеково, млн. руб. ежегодно	49,083	51,537	54,114	56,278	58,530	60,871
2	Экономия расходов на топливо (по физическому методу) г у.т./кВт.ч	-	-	-	-	-	-
3	Изменения КИУМ, %	11%	11%	11%	11%	11%	11%

Продолжение таблицы 10.18

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода					
		2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
		10	11	12	13	14	15
1	Затраты на содержание котельной Арбеково, млн. руб. ежегодно	63,306	65,838	67,813	69,847	71,943	74,101
2	Экономия расходов на топливо (по физическому методу) г у.т./кВт.ч	65,3	65,3	65,3	65,3	65,3	65,3
3	Изменения КИУМ, %	11%	11%	11%	11%	11%	11%

Выполнен анализ эффективности инвестиций в проект на основании сравнения двух вариантов финансирования – за счет собственного капитала организации и за счет заемного

капитала. Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в таблице в таблице 10.19.

Таблица 10.19

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-1500991	---	-0,103	Более 15 лет
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	-2733809	----	-0,27	Более 15 лет

На основании данных, полученных при расчетах можно сделать следующие выводы:

В соответствии с планируемой динамикой изменения присоединенной тепловой нагрузки Пензенской ТЭЦ-1, Пензенской ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково», а также учитывая предполагаемые изменения в составе установленного оборудования, ожидаются следующие изменения технико-экономических показателей по Пензенской ТЭЦ-1:

- выработка электроэнергии существующей части ТЭЦ-1 к 2019 году увеличится на 33,8% в связи с увеличением отпуска тепла внешним потребителям с соответствующей нагрузкой турбоагрегатов по теплофикационному циклу – доля выработки электроэнергии по теплофикационному циклу увеличится с 50,6 % в 2011 году до 61,1 % в 2019 году;

- при переходе к режиму 2024 года будет наблюдаться существенное уменьшение выработки электроэнергии существующей частью ТЭЦ, что обусловлено вводом ПГУ-240 и передачей существенной части тепловой нагрузки на эту установку. При этом существующее оборудование разгружается как по тепловой нагрузке, так и по электрической мощности (для сохранения доли выработки электроэнергии по теплофикационному циклу на уровне 60 %);

- с вводом ПГУ-240 выработка электроэнергии увеличится в 1,8 раза (с 1 860,3 млн. кВт.ч в 2019 году до 3 363,5 млн. кВт.ч в 2029 году), что позволит существенно компенсировать дефицит производства электроэнергии в регионе;

- перспективная тепловая нагрузка ТЭЦ не может быть обеспечена без подключения ПВК уже в условиях 2019 года (отпуск тепловой энергии от ПВК на уровне 146,2 тыс. Гкал), но и после ввода ПГУ необходимость в работе ПВК в зимние месяцы сохраняется;

- увеличение отпуска тепловой энергии с частично отработавши паром и ввод ПГУ-240 приведет к существенному улучшению показателей тепловой экономичности ТЭЦ по выработке электроэнергии – удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии в целом по ТЭЦ уменьшается к 2029 году от состояния 2014 года на 65,3 и 90,0 г у.т./кВт.ч при расчете соответственно по физическому и пропорциональному методам; удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии в целом по ТЭЦ-1 уменьшается к 2029 году от состояния 2014 года на 6,7 кг у.т./Гкал при расчете по физическому методу (при расчете по пропорциональному методу удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии к 2029 году будет находиться на уровне 2014 года, что связано с особенностями отнесения сум-

марных затрат топлива к отпуску тепловой и электрической энергии на ПГУ при расчете пропорциональным методом);

– годовой расход топлива Пензенской ТЭЦ-1 к 2029 году увеличится на 542,9 тыс. т у.т. относительно фактического потребления топлива в 2014 году.

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятия отражено на рис. 10.3.



Рис. 10.3. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

Разница между вариантами финансирования объясняется эффектом финансового рычага (левериджем), который базируется на том, что банковская ставка в нормальной экономической среде оказывается ниже доходности инвестиций. Отрицательный эффект (или обратная сторона финансового рычага) проявляется, когда рентабельность активов падает ниже ставки по кредиту, что приводит к ускоренному формированию убытков.

5. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации строительства ПГУ-240 на Пензенской ТЭЦ-1

В связи с тем, что финансирование мероприятия предполагается осуществить за счет собственного капитала филиала «Пензенский» ПАО «Т Плюс» с привлечением заемных средств, реализация данного мероприятия не окажет ценовых последствий на тариф тепловой энергии для конечного потребителя.

10.5. Сравнительный анализ экономической эффективности предлагаемых вариантов развития схемы теплоснабжения г. Пензы

На основании приведенных в настоящей книге данных, а так же на основании данных, приведенных в книгах №№ 2, 9, 11 выполнен анализ прогнозируемых результатов по двум вариантам развития схемы теплоснабжения г. Пензы.

Для сравнения использованы следующие показатели:

- затраты на проведение мероприятий в целом за период, с учетом индексов МЭР, млн. руб. за период 2019 – 2029 гг.;
- установленная электрическая мощность источников МВт*ч;
- установленная тепловая мощность источников, Гкал/ч;
- полученный в результате дефицит (-) / профицит (+);
- отпуск электроэнергии, млн. кВт;
- УРУТ на э/э, г у.т. /кВт*ч;
- отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал
- УРУТ на т/э кг у.т. /Гкал;
- экономия затрат на содержание котельной Арбеково, млн. руб., за период 2019 – 2029 гг.

Сравнение двух вариантов развития схемы теплоснабжения г. Пензы приведено в таблице 10.20.

Таблица 10.20

Наименование	Затраты на проведение мероприятий в целом за период, с учетом индексов МЭР, млн. руб. за период 2015 – 2029 гг.	Установленная электрическая мощность источников	Установленная тепловая мощность источников, Гкал/ч	Полученный в результате дефицит (-)/профицит (+)	Отпуск э/э, млн. кВт	УРУТ на э/э, г у.т. /кВт*ч	Отпуск т/э, тыс. Гкал/год	УРУТ на т/э кг у.т./Гкал	Экономия затрат на содержание котельной Арбеково, млн. руб., за период 2019 – 2029 гг.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вариант 1, в том числе:	8367,76	401	2205,24	548,6	3128,12	269,8	3758,948	161,70	0
Пензенский филиал ПАО «Т Плюс»	4096	401	1671	341,18	3128,12	269,8	2814,998	172	0
МКП «Теплоснабжение г. Пензы»	2522,6								
ООО «СКМ-Энергосервис»	1056,74		259,5	94,66			556,01	156,14	
ООО «ЭСП»	611,99		273,54	112,16			234,97	156,78	
Прочие источники	80,43		1,2	0,6			152,97	155,1	
Вариант 2, в том числе:	23252,07	641	2345,24	688,6	3194,5	203,7	5259,85	159,47	743,261
Пензенский филиал ПАО «Т Плюс»	18 980,31	641	1811	481,18	3194,5	203,7	4315,9	165,7	743,261
МКП «Теплоснабжение г. Пензы»	2522,6								
ООО «СКМ-Энергосервис»	1056,74		259,5	94,66			556,01	156,14	
ООО «ЭСП»	611,99		273,54	112,16			234,97	156,78	
Прочие источники	80,43		1,2	0,6			152,97	155,1	
Разница между показателями по Варианту 1 и Варианту 2	14 884,31	240	140	140	66,38	-66,1	1500,902	-2,23	743,261

10.6. Выводы по разделу 10

На основании данных таблицы 10.20 можно сделать следующие выводы:

1. Затраты на мероприятия по варианту 2 потребуют на 14 884,31 млн. руб. больше финансовых вложений, чем затраты на мероприятия по варианту 1.
2. Установленная мощность источников электрической энергии увеличится на 240 МВт*ч.
3. Установленная тепловая мощность источников увеличится на 140 Гкал/ч.
4. Запас мощности по тепловой энергии составит 688,6 Гкал/ч, что на 140 Гкал/ч больше, чем при реализации варианта № 1.
5. Отпуск электрической энергии за период 2024 – 2029 гг. увеличится на 66,38 млн. кВт ежегодно.
6. УРУТ на электроэнергию за период 2024 – 2029 гг. снизится на 66,1 г у.т./кВт*ч
7. Запас мощности по тепловой энергии составит 688,6 Гкал/ч, что на 140 Гкал/ч больше, чем при реализации варианта № 1.
8. УРУТ на тепловую энергию за период 2024 – 2029 гг. снизится на 2,23 кг у.т. /Гкал.
9. Экономия затрат на содержание котельной Арбеково, в случае ее закрытия составит 743,26 млн. руб., за период 2020 – 2029 гг.

Таким образом, можно сделать вывод, что при реализации Варианта 2 существуют значительные экономические выгоды, позволяющие рассматривать данный Вариант как альтернативный.

Однако, в схеме теплоснабжения г. Пенза данный Вариант не был принят, главным образом из-за значительных финансовых затрат, срока окупаемости более 15 лет, а так же сложностей с заключением договорных отношений с поставщиками топлива (природный газ) и согласованием реконструкций газопроводов и ГРС.

10.7. Альтернативный вариант организации централизованного теплоснабжения на перспективных площадках строительства № 107, 108

10.7.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по строительству нового трубопровода с целью подключения перспективных площадок строительства к тепловым сетям котельной «Арбеково»

Оценка стоимости капитальных вложений в новое строительство тепловых сетей осуществлялась по укрупненным показателям базисных стоимостей по видам строительства (УПР), укрупненным показателям сметной стоимости (УСС), укрупненным показателям базисной стоимости материалов, видов оборудования, услуг и видов работ.

Затраты на реализацию мероприятия включают всю номенклатуру, предусмотренную ГЭСН НЦС 81-02-2014 (см. п. 4.1. настоящего отчета).

Данные о стоимости мероприятия по строительству нового трубопровода с целью подключения перспективных площадок строительства № 107, 108 к тепловым сетям котельной «Арбеково», планируемого в 2015 г. в ценах 2014 г. без НДС приведены в табл. 10.21.

Таблица 10.21

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего
Диаметр условный, м	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении, м			
0,500	Подземная в не-проходных каналах	ППУ	1350	Таблица 13-05-001	58 116,80	78 457,68

В табл. 10.22 приведена стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат в ценах 2014 г. без НДС за 2015 г.

Таблица 10.22

в уровне цен 2014 г. в сумме:	тыс. руб.	78 457,68
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	3922,887
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	57508,76
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	4312,031
прочие затраты	тыс. руб.	11144,91
непредвиденные расходы	тыс. руб.	1569,156

Сводная стоимость мероприятий по перекладкам тепловых сетей по годам с учетом индексов МЭР без НДС приведена в табл. 10.23.

Таблица. 10.23

Годы	2015	Итого
Стоимость мероприятий в ценах 2014 г., тыс. руб	78 457,68	78 457,68
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб	82380,55	82380,55

**10.7.2. Оценка экономической эффективности проекта по строительству
трубопровода между 35-й тепломагистралью и тепломагистралью
в микрорайоны №№ 6, 7, 8 района Аребеково
для повышения надёжности теплоснабжения**

Для реализации данного мероприятия необходимо выполнить прокладку теплотрассы диаметром 500 мм и протяженностью 1300 м от 35-й тепломагистрали и тепломагистрали в микрорайоны №№ 6, 7, 8 района Аребеково. Стоимость мероприятий определена в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-2014 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС 2014 (утв. приказом Министерства регионального развития РФ от 28 августа 2014 г. N 506/пр).

Затраты на реализацию мероприятий включают всю номенклатуру, предусмотренную ГЭСН НЦС 81-02-2014 (см. п. 4.1. настоящей Книги). Данные о стоимости мероприятий планируемых в 2017 гг. в ценах 2014 г. без НДС объединены в табл. 10.24.

Таблица 10.24

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепл. сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость единицы, тыс. руб./ /тыс.м	ИТОГО по годам, тыс. руб. с учетом поправочного коэфф. на диаметр
Диаметр, м	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении, м			
0,500	Подземная в непроходных каналах	ППУ	1300	НЦС 81-02-13-2014 Таблица 13-02-001	31515,98	68421,21
ИТОГО 2017 гг.						68421,21

В табл. 10.25 приведена ежегодная стоимость мероприятий с разбивкой по статьям затрат за 2016 и 2017 гг.

Таблица 10.25

Наименование	Ед. изм.	2017 г.	Всего
в уровне цен 2014 г. в сумме:	тыс. руб.	68421,21	68421,21
в том числе:	-	---	---
проектные работы	тыс. руб.	3 421,06	3 421,06
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	50 152,12	50 152,12
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	3 760,43	3 760,43
прочие затраты	тыс. руб.	9 719,23	9 719,23
непредвиденные расходы	тыс. руб.	1 368,42	1 368,42

Строительство тепломагистрали запланировано на 2017 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР без НДС приведена в табл. 10.26.

Таблица 10.26

Годы	2017 г.
Стоимость мероприятий в ценах 2014 г.	68 421,21
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР	83 958,47

Итого стоимость реализации мероприятий по расширению тепловых сетей с учетом роста тепловых нагрузок составит 83 958,47 тыс. руб. без НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

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 РФ от 22 февраля 2012 г. № 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.
7. 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.
8. 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 – М.: СПО ОРГРЭС, 1998.
9. 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 электрических станций РАО «ЕЭС России», утв. Российским акционерным обществом энергетики и электрификации «ЕЭС России» 27 февраля 1998 г., ввод. в действие с 01.08.99;
10. Положение о нормировании расхода топлива на электростанциях: РД 153-34.0-09.154-99: Разраб. ОАО "Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС" и Департаментом электрических станций РАО "ЕЭС России", согласовано с Российским акционерным обществом энергетики и электрификации "ЕЭС России" 16.07.99 г., ввод в действие 10.12.99;
12. Методика оценки технического состояния паротурбинных установок до и после ремонта и в период между ремонтами. СО 34.20.581-96. М., СПО ОРГРЭС, 1998.
13. Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию Пензенского филиала ОАО «Волжская ТГК» (Пензенской ТЭЦ-1). Срок действия с 2010–2015 гг. – НПП «ЮгОРГРЭС» ОАО «Южный ИЦЭ». – Краснодар, 2010 г.
14. Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию Пензенского филиала ОАО «Волжская ТГК» (Пензенской ТЭЦ-2). Срок действия с 2010–2015 гг. – НПП «ЮгОРГРЭС» ОАО «Южный ИЦЭ». – Краснодар, 2010 г.
15. Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию Пензенского филиала ОАО «Волжская ТГК» (котельная «Арбеково»). Срок действия с 2010–2015 гг. – НПП «ЮгОРГРЭС» ОАО «Южный ИЦЭ». – Краснодар, 2010 г.
16. Каталог энергетического оборудования «Газотурбинные технологии», 2010 г.

17. Эксплуатационные данные и результаты тепловых испытаний энергоблока ПГУ-240 Минской ТЭЦ-3 ОАО «Минскэнерго» / ОАО «ВТИ» Радин Ю.А, Гомболевский В.И к.т.н., инженеры Чертков А.И., Воронов Е.О. – 2010 г.

18. 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.

19. 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).

20. 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).

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