

*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 ГО «Город Кирово-Чепецк»**



**Обосновывающие материалы  
к схеме теплоснабжения:  
Глава 8. Перспективные  
топливные балансы  
Книга 9. Перспективные  
топливные балансы**

**«УТВЕРЖДАЮ»**

Технический директор –  
Главный инженер ОАО «Кировская  
теплоснабжающая компания»

\_\_\_\_\_ В. Г. Тузовский  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2014 г.

# **СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГО «Город Кирово-Чепецк»**

**Обосновывающие материалы  
к схеме теплоснабжения:**

**Глава 8. Перспективные топливные балансы**

**Книга 9. Перспективные топливные балансы**

ЗАО «Ивэнергосервис»

Генеральный директор

\_\_\_\_\_ Е. В. Барочкин  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_ г.

## Содержание

Введение.....	4
Раздел 1. Расчет перспективных технико-экономических показателей работы Кировской ТЭЦ-3 на период 2014 – 2033 годы.....	5
1.1. Исходные данные по базовому периоду.....	6
1.2. Исходные данные по прогнозируемому периоду.....	9
1.3. Расчет перспективных технико-экономических показателей работы, средних и максимальных расходов топлива по Кировской ТЭЦ-3 на период 2014 – 2033 годы.....	11
1.4. Расчет суммарного потребления условного топлива Кировской ТЭЦ-3 на период 2014 – 2033 годы.....	43
1.5. Расчет перспективных технико-экономических показателей работы котельной микрорайона Каринторф.....	51
1.6. Расчет суммарного потребления условного топлива котельной микрорайона Каринторф на период 2014 – 2033 годы.....	55
Раздел 2. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива.....	58
2.1. Методика определения нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях.....	58
2.2. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива Кировской ТЭЦ-3.....	61
Раздел 3. Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива на источниках тепловой мощности г. Кирово-Чепецка на период 2014 – 2033 гг.....	66
3.1. Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива на Кировской ТЭЦ-3 на период 2014 – 2033 гг. ....	66
3.2. Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива котельной микрорайона Каринторф на период 2014 – 2033.....	71
Раздел 4. Выводы.....	79
Список использованных источников.....	82
Приложение. Алгоритм и примеры расчета перспективных технико-экономических показателей Кировской ТЭЦ-3 .....	84

## Введение

Книга 9 «Перспективные топливные балансы» разработана в соответствии с разделом IX «Рекомендации по составлению перспективных топливных балансов источников тепловой энергии» Методических указаний по разработке схем теплоснабжения и включает в себя:

- расчет перспективных технико-экономических показателей работы Кировской ТЭЦ-3 филиала «Кировский» ОАО «ТГК-5» на период 2014 – 2033 гг.;

- расчет перспективных технико-экономических показателей работы котельной микрорайона Каринторф на период 2014 – 2033 гг.;

- расчет перспективных объемов суммарного потребления условного топлива котельной микрорайона Каринторф на период 2014 – 2033 гг. на период 2014 – 2033 гг.;

- расчет перспективных объемов суммарного потребления условного топлива Кировской ТЭЦ-3 филиала «Кировский» ОАО «ТГК-5» на период 2014 – 2033 гг.;

- расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива для Кировской ТЭЦ-3 филиала «Кировский» ОАО «ТГК-5» на период 2014 – 2033 гг.;

- расчет максимальных часовых расходов основного топлива на Кировской ТЭЦ-3 на период 2014 – 2033 гг.

- расчет максимальных часовых расходов основного топлива на котельной микрорайона Каринторф на период 2014 – 2033 гг.

В Книге 9 рассматривается вариант развития схемы теплоснабжения Кировской ТЭЦ-3, предусматривающий ввод в 2014 году теплофикационной парогазовой установки ПГУ-220Т, а также вывод из эксплуатации части основного оборудования существующей части ТЭЦ.

## Раздел 1. Расчет перспективных технико-экономических показателей работы Кировской ТЭЦ-3

На период 2014-2033 гг. в связи перспективами развития потребителей тепловой энергии г. Кирово-Чепецка прогнозируется изменение тепловых и электрических нагрузок генерирующих источников. Рассматриваемым вариантом развития генерирующих мощностей ТЭЦ-3 предусматривается:

- сентябрь 2014 года:
  - ввод ПГУ-220Т с газотурбинной установкой ГТЭ-160 ОАО «Силовые машины», котлом-утилизатором Е-236/41-9,14/1,45-512/298 ОАО «ЭМАльянс» и паротурбинной установкой Т-63/76-8,8 ЗАО «УТЗ»;
  - вывод в консервацию (аварийный резерв) котла ТП-170-1 ст. № 8;
- январь 2015 года – вывод в консервацию турбоагрегатов ПТ-25-30 ст. № 3, Т-25-90 ст. № 4, Т-27-90 ст. № 5, вывод из эксплуатации с последующим демонтажем котлов ТП-170-1 ст. № 5, 6; вывод в консервацию пиковых водогрейных котлов КВГМ-100 ст. № 1, 2;
- июль 2015 года – вывод в консервацию котла ТП-170-1 ст. № 7.

Расчет перспективных технико-экономических показателей работы Кировской ТЭЦ-3 на период 2014-2033 годы выполнен на основе утвержденной нормативно-технической документации по топливоиспользованию [1, 2] (в части показателей работы существующего в настоящее время оборудования), а также проектных материалов [13], эксплуатационных данных и результатов тепловых испытаний парогазовой установки ПГУ-240 Минской ТЭЦ-3 [14].

В расчетах 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 энергообъектом отчетным формам за 2013 год;
  - изменение нагрузки внешних потребителей тепловой энергии; определено с учетом прогнозируемого изменения тепловых нагрузок в рассматриваемом тепловом узле в период 2014-2033 годы;
- 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) [4];

– Методические указания по составлению отчета электростанций и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования РД 34.08.552-95, с Изм. № 1) [5];

– Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций (РД 34.09.155-93, с Изм. № 1) [6];

– Методические указания по прогнозированию удельных расходов топлива (РД 153-34.0-09.115-98) [7];

– Методика расчета минимальной мощности теплоэлектроцентрали (СО 34.09.457-2004) [8];

– 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") [9].

### **1.1. Исходные данные по базовому периоду**

За базовый период принят 2013 год. Исходные данные приняты по представленным энергообъектом 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. 1.1. Полный перечень исходных данных по базовому периоду приведен в Приложении 1.

Таблица 1.1

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя												
	ян- варь	фев- раль	март	ап- рель	май	июнь	июль	август	сен- тябрь	ок- тябрь	но- ябрь	де- кабрь	ГОД
Число часов работы турбоагрегата в базовом периоде, ч/год:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
- ТГ ст. № 3 (ПТ-25-90)	744	672	625	219	744	526	744	697	720	744	720	744	7899
- ТГ ст. № 4 (Т-25-90)	109	188	112	321	647	497	707	428	720	678	457	0	4864
- ТГ ст. № 5 (Т-27-90)	744	672	692	720	552	288	744	744	720	744	463	744	7827
- ТГ ст. № 6 (Т-42-90)	744	635	744	720	606	672	97	591	0	0	393	744	5946
- ТГ ст. № 8 (ПТ-30-90)	724	672	744	720	744	720	744	214	0	178	720	726	6906
Число часов работы энергетических котлов в базовом периоде, ч/год:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
- КА ст. № 5 (ТП-170)	214	41	0	0	0	0	0	67	0	76	45	0	443
- КА ст. № 6 (ТП-170)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- КА ст. № 7 (ТП-170)	744	672	625	104	744	720	127	744	425	744	484	526	6659
- КА ст. № 8 (ТП-170)	641	672	645	720	644	429	623	0	432	605	509	744	6664
- КА ст. № 9 (ПК-14)	744	672	592	434	0	114	744	529	720	285	720	581	6135
- КА ст. № 10 (ПК-14)	744	651	744	500	591	720	744	644	124	0	195	531	6188
- КА ст. № 11 (ПК-14)	744	449	744	720	744	391	0	236	436	604	720	744	6532

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя												
	ян- варь	фев- раль	март	ап- рель	май	июнь	июль	август	сен- тябрь	ок- тябрь	но- ябрь	де- кабрь	ГОД
Число часов работы ПВК в базовом пе- риоде, ч/год:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
- КА ст. № 1 (КВГМ-100)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- КА ст. № 2 (КВГМ-100)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- КА ст. № 3 (КВГМ-100)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- КА ст. № 4 (КВГМ-100)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч	78316	65587	77890	61867	59844	52497	53356	52138	43867	47315	60071	70832	723579
Отпуск электроэнергии, тыс. кВт.ч	67069	56439	67246	53279	51772	45278	45548	44057	36722	38844	51196	60973	618424
Отпуск тепловой энергии, всего, Гкал	214957	161648	195594	127891	55614	34575	30864	36136	48623	121790	130642	175345	1333679
Отпуск тепловой энергии группой ПВК, Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива*:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
- на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт.ч	251,0	226,5	227,8	268,2	453,2	480,9	538,8	493,2	449,0	249,8	281,5	244,8	333,5
- на отпуск тепловой энергии, г у.т./Гкал	180,1	171,7	167,9	173,1	184,1	190,1	198,2	198,9	196,0	177,1	178,2	176,4	177,6

\* Примечание. Здесь отчетные показатели приведены по физическому методу отнесения суммарных затрат топлива по отпуск тепловой и электрической энергии при их комбинированном производстве в соответствии с принятой корпоративной политикой головной организации, в состав которой входит рассматриваемая электростанция.

## 1.2. Исходные данные по прогнозируемому периоду

Определяющими при расчете показателей работы Кировской ТЭЦ-3 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.

Перспективное изменение тепловых нагрузок Кировской ТЭЦ-3 на период 2014-2033 годы показано в табл. 1.2 (значения указаны относительно базового 2013 года, положительное значение указывает на соответствующее увеличение отпуска, отрицательное значение – на уменьшение отпуска относительно базового периода). Значения приростов тепловой нагрузки с горячей водой определены по прогнозируемому увеличению присоединенных тепловых нагрузок с учетом среднемесячных значений температуры наружного воздуха (табл. 1.3).

Таблица 1.2

Изменение отпуска тепла, Гкал	Период							
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.	2029-2033 гг.
Всего	2 127,3	-1 254,4	-5 341,1	-8 825,6	-12838,9	-85 345,2	-80 367,8	-73 696,8
С горячей водой	2 127,3	-1 254,4	-5 341,1	-8 825,6	-12838,9	-85 345,2	-80 367,8	-73 696,8
С паром	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Значения температур наружного воздуха, охлаждающей воды на входе в конденсаторы турбоагрегатов в прогнозируемом периоде приняты на основе статистических данных и приведены в табл. 1.3.

Таблица 1.3

Месяц	Наименование показателя	
	Температура наружного воздуха, °С	Температура охлаждающей воды на входе в конденсаторы турбин, °С
Январь	-12,9	1,0
Февраль	-12,8	1,0
Март	-4,2	1,0
Апрель	4,6	1,2
Май	9,5	10,0
Июнь	15,6	18,8
Июль	17,9	25,0
Август	15,3	21,3
Сентябрь	7,3	14,3
Октябрь	4,3	4,6
Ноябрь	-2,2	2,8
Декабрь	-10,6	1,0

Отпуск электроэнергии в планируемом периоде определен с учетом следующих особенностей. Электрическая нагрузка турбоагрегатов при изменении их тепловых нагрузок определена по условиям обеспечения возможности работы турбоагрегатов с электрической мощностью не меньше, чем они способны развить при работе в теплофикационном режиме по тепловому графику (с минимальным пропуском пара в часть низкого давления), с некоторым запасом (дополнительной конденсационной нагрузкой). При этом, если не наступает ограничений, отпуск электроэнергии принимался неизменным относительно уровня в базовом периоде (2013 год).

Перспективные режимы работы ПГУ-220Т определены по материалам проектной документации: в отопительный период планируется работа в теплофикационном режиме и обеспечение ПГУ отопительной нагрузки в соответствии с температурным графиком теплосети, при этом подпитка теплосети осуществляется от существующей части ТЭЦ; в неотапливаемый период планируется работа в конденсационном режиме.

Полные перечни исходных данных по прогнозируемому периоду приведены в Приложении 1.

### **1.3. Расчет перспективных технико-экономических показателей работы, средних и максимальных расходов топлива по Кировской ТЭЦ-3 на период 2014 – 2033 годы**

#### **1.3.1. Общие сведения об алгоритме расчета**

Алгоритм расчета перспективных технико-экономических показателей работы Кировской ТЭЦ-3 на период 2014-2028 годы составлен на основе следующих основных материалов:

- утвержденной нормативно-технической документации по топливоиспользованию существующей части ТЭЦ [1, 2], включающей энергетические характеристики котлов, турбоагрегатов, затрат тепловой и электрической энергии на собственные нужды, технологических потерь тепла, связанных с отпуском тепла внешним потребителям, а также макет расчета номинальных и нормативных удельных расходов и экономии топлива;

- нормативных и распорядительных документов энергетической отрасли [4–9];

- проектных данных по энергетическому оборудованию [13];

- эксплуатационных данных и результатов тепловых испытаний парогазовой установки ПГУ-240 Минской ТЭЦ-3 [14].

Алгоритм расчета перспективных технико-экономических показателей работы Кировской ТЭЦ-3 приведен в Приложении 1 к настоящему отчету.

Расчеты выполнены ежемесячно по каждому турбоагрегату и котлу. По группе оборудования и энергообъекту в целом показатели определены путем суммирования или взвешивания результатов расчетов показателей турбоагрегатов и котлов, входящих в ее состав.

Перспективные тепловые нагрузки оборудования определялись на основе тепловых балансов, в которых учитывались изменения (относительно нагрузок базового периода) нагрузки внешних потребителей с паром и горячей водой (комментарии по этой части даны выше) и нагрузок потребителей собственных нужд. Последнее имеет место из-за изменения состава работающего оборудования и / или показателей режима его работы. Изменение нагрузки потребителей собственных нужд определялось по утвержденным энергетическим характеристикам оборудования в части затрат тепловой энергии на собственные нужды и технологических потерь тепла, связанных с отпуском тепла внешним потребителям.

При расчете перспективных тепловых нагрузок регулируемых производственных и теплофикационных отборов турбоагрегатов соблюдался принцип приоритетного их использования по сравнению с другими источниками тепловой энергии (включение в работу пиковых водогрейных котлов и редуционно-охладительных установок, редуцирующих свежий пар энергетических котлов, производится преимущественно тогда, когда полностью исчерпаны возможности отпуска тепловой энергии от турбоагрегатов). При этом в первую очередь загружались отборы турбоагрегатов с наибольшей удельной выработкой электроэнергии по теплофикационному циклу.

Количество работающих в прогнозируемом периоде энергетических котлов выбиралось исходя из суммарной потребности группы турбоагрегатов в свежем паре. Регулируемый диапазон нагрузок котлов принимался в соответствии с нормативно-техническими доку-

ментами (утвержденными энергетическими характеристиками) и существующей практикой загрузки оборудования.

Алгоритмы расчета обеспечивают сходимость тепловых, топливных и электрических балансов энергообъектов.

Сведение теплового баланса выработки тепла брутто энергетическими котлами выполняется по каждой группе оборудования и энергообъекту в целом и обеспечивает сбалансированность следующих прогнозируемых расходов тепла:

- выработки тепла брутто группой энергетических котлов;
- выработки тепла брутто соответствующей группой ПВК;
- расхода тепла на выработку электроэнергии;
- расхода тепла на собственные нужды группы энергетических котлов;
- расхода тепла на собственные нужды группы турбоагрегатов;
- потерь теплового потока группы оборудования;
- суммарного отпуска тепла от группы оборудования внешним потребителям;
- технологических потерь тепла, связанных с его отпуском от энергетических котлов;
- технологических потерь тепла, связанных с его отпуском от ПВК;
- отпуском тепла с горячей водой за счет нагрева её в сетевых и перекачивающих насосах.

Сведение теплового баланса отпуска тепла в регулируемые и нерегулируемые (сверх нужд регенерации) отборы турбоагрегатов выполняется по каждой группе оборудования и электростанции в целом и обеспечивает сбалансированность следующих прогнозируемых расходов тепла:

- общего отпуска тепла в регулируемые и нерегулируемые (сверх нужд регенерации) отборы, а также от конденсаторов турбоагрегатов;
- суммарного отпуска тепла от группы оборудования внешним потребителям;
- расхода тепла на собственные нужды группы энергетических котлов;
- расхода тепла на собственные нужды группы турбоагрегатов;
- отпуска тепла от РОУ, подключенных к паропроводам свежего пара;
- расходов тепла с выпарами имеющихся в тепловой схеме расширителей;
- выработки тепла брутто соответствующей группой ПВК;
- технологических потерь тепла, связанных с его отпуском от ПВК;
- отпуском тепла с горячей водой за счет нагрева её в сетевых и перекачивающих насосах;
- технологических потерь тепла, связанных с его отпуском от энергетических котлов;
- расхода тепла на выработку электроэнергии;
- потерь теплового потока группы оборудования.

Сведение электрического баланса выполняется по каждой группе оборудования и электростанции в целом и обеспечивает сбалансированность следующих прогнозируемых расходов электроэнергии:

- выработки электроэнергии турбогенераторами;

- отпуска электроэнергии с шин;
- расхода электроэнергии на собственные нужды группы энергетических котлов;
- расхода электроэнергии на собственные нужды группы турбоагрегатов;
- расхода электроэнергии на нужды теплофикационной установки;
- расхода электроэнергии на собственные нужды, связанного с отпуском тепловой энергии внешним потребителям в виде пара.

Технико-экономические показатели рассчитаны при физическом и пропорциональном методах отнесения суммарных затрат топлива по отпуску тепловой и электрической энергии при их комбинированном производстве в соответствии и принятой корпоративной политикой головной организации, в состав которой входит рассматриваемый энергообъект, а также требованиями к государственной статистической отчетности.

Алгоритмы расчета удельных расходов топлива на отпуск электрической и тепловой энергии при использовании прогнозируемых показателей работы оборудования, включая расчеты по прямому и обратному балансам, соответствуют требованиям РД 34.08.552-93 «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования» [6] (расчет удельных расходов топлива по физическому методу) с учетом некоторых положений РД 34.08.552-95 «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования» [5] (расчет удельных расходов топлива по пропорциональному методу).

В качестве исходных данных к расчету удельных расходов топлива используются следующие основные показатели:

- расход тепла на выработку электроэнергии по прямому балансу (с использованием фактического удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии турбоагрегатами в базовом периоде, а также поправок, учитывающих отклонение значений внешних факторов в прогнозируемом периоде от их значений в плановом периоде);
- расходы тепла на собственные нужды группы энергетических котлов, группы турбоагрегатов, технологические потери тепла, связанные с его отпуском от энергетических котлов, а также технологические потери тепла, связанные с его отпуском от ПВК;
- увеличение расхода тепла на выработку электроэнергии при условном отсутствии отпуска тепла из регулируемых и нерегулируемых (сверх нужд регенерации) отборов и от конденсаторов турбоагрегатов;
  - суммарный отпуск тепла от группы оборудования внешним потребителям;
  - отпуск тепла с горячей водой за счет нагрева её в сетевых насосах;
  - выработка тепла брутто соответствующей группой ПВК;
  - выработка и отпуск электроэнергии группой оборудования, расходы электроэнергии на собственные нужды группы энергетических котлов, группы турбоагрегатов, на нужды теплофикационной установки и дополнительный расход электроэнергии на собственные нужды, связанный с отпуском тепловой энергии внешним потребителям в паре;

– КПД брутто группы паровых энергетических котлов, определенное по прямому балансу (с использованием фактически сожженного количества топлива в базовом периоде; выработки тепла брутто энергетическими котлами в базовом периоде; количества тепла, дополнительно внесенного в топки котлов в базовом периоде; а также поправок к этим показателям, учитывающих отклонение значений внешних факторов в прогнозируемом периоде от их значений в плановом периоде);

– потери теплового потока группы оборудования;

– КПД брутто группы ПВК, определенное по прямому балансу (метод расчета аналогичен расчету по энергетическим котлам).

Подробно алгоритмы и результаты расчетов приведены в **Приложении 1**. Ввиду большого объема расчетов в приложении даны результаты расчетов прогнозируемых технико-экономических показателей работы только за характерные месяцы.

### **1.3.2. Сводные таблицы результатов расчета технико-экономических показателей, средних и максимальных расходов топлива**

Итоговые результаты расчета прогнозируемых технико-экономических показателей на период 2014 – 2033 годы приведены в табл. 1.3.1.

В таблице 1.3.1 отражены также перспективные максимальные часовые расходы основного топлива, необходимого для обеспечения функционирования Кировской ТЭЦ-3 для следующих режимов: максимального зимнего (при расчетной температуре наружного воздуха  $-33\text{ }^{\circ}\text{C}$ ); переходного и летнего.

Таблица 1.3.1

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.
<b>А. Существующее оборудование</b>										
1. Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч		618,424	535,784	310,468	309,482	308,607	307,758	287,122	288,161	289,759
2. Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч		723,579	631,448	381,398	380,154	379,177	378,217	354,694	355,869	357,655
3. Выработка электроэнергии по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	283,411	278,256	124,444	124,483	125,283	125,744	119,001	118,290	117,351
	относительная, %	39,2	44,1	32,6	32,7	33,0	33,2	33,6	33,2	32,8
4. Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	440,168	353,192	256,954	255,671	253,894	252,473	235,693	237,580	240,304
	относительная, %	60,8	55,9	67,4	67,3	67,0	66,8	66,4	66,8	67,2
5. Отпуск электроэнергии, выработанной по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	242,188	235,077	99,774	99,779	100,375	100,703	94,768	94,210	93,490
	относительная, %	39,2	43,9	32,1	32,2	32,5	32,7	33,0	32,7	32,3
6. Отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	376,236	300,707	210,695	209,703	208,232	207,056	192,354	193,951	196,269
	относительная, %	60,8	56,1	67,9	67,8	67,5	67,3	67,0	67,3	67,7
7. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	285,1	288,6	247,6	248,0	248,7	249,4	252,5	251,5	250,3
	пропорциональный метод	346,4	345,3	310,8	311,1	311,6	312,0	314,5	313,9	313,1
8. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	333,5	340,1	304,1	304,6	305,6	306,4	311,9	310,6	308,9
	пропорциональный метод	405,3	406,9	381,8	382,1	382,8	383,4	388,5	387,7	386,5
9. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на от-	физический метод	572,7	545,4	604,2	604,2	603,3	603,0	610,8	611,5	612,3

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.
пуск электроэнергии по конденсационному циклу, г у.т./кВт·ч	пропорциональный метод	436,4	428,1	385,7	385,8	386,0	386,3	390,2	389,8	389,4
10. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу, г у.т./кВт·ч	физический метод	179,6	179,6	162,0	162,0	162,1	162,2	164,6	164,4	164,4
	пропорциональный метод	385,2	390,3	380,0	380,4	381,3	382,0	387,7	386,6	385,1
11. Отпуск тепловой энергии от ПВК, тыс. Гкал		0,000	0,000	20,746	20,397	20,083	19,320	2,520	3,198	4,046
12. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям, всего, тыс. Гкал		1333,679	1128,397	834,573	830,487	827,002	822,989	750,482	755,460	762,131
<b><u>– с горячей водой</u></b>		1067,727	862,445	568,621	564,535	561,050	557,037	484,530	489,508	496,179
– с паром		265,952	265,952	265,952	265,952	265,952	265,952	265,952	265,952	265,952
13. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	физический метод	177,6	178,0	179,7	179,8	179,9	180,1	181,8	181,6	181,4
	пропорциональный метод	144,4	146,3	150,8	150,9	151,1	151,3	152,5	152,2	151,9
14. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		443,136	383,122	244,404	243,577	243,108	242,496	226,011	226,731	227,759
15. Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	206,262	182,234	94,415	94,265	94,316	94,312	89,547	89,503	89,508
	пропорциональный метод	250,619	218,010	118,549	118,253	118,141	117,997	111,556	111,716	111,997
16. Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	236,874	200,888	149,989	149,312	148,792	148,184	136,463	137,228	138,251
	пропорциональный метод	192,517	165,112	125,855	125,324	124,967	124,500	114,455	115,016	115,762
17. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2013 год, тыс. т у.т.		0,000	-60,014	-198,732	-199,559	-200,028	-200,640	-217,125	-216,405	-215,377
18. Изменение расхода условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	0,000	-24,028	-111,847	-111,997	-111,946	-111,950	-116,715	-116,759	-116,754
	пропорциональный метод	0,000	-32,609	-132,070	-132,366	-132,478	-132,623	-139,063	-138,903	-138,622

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.
19. Изменение расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	0,000	-35,986	-86,885	-87,562	-88,082	-88,690	-100,411	-99,646	-98,623
	пропорциональный метод	0,000	-27,405	-66,662	-67,193	-67,550	-68,017	-78,062	-77,501	-76,755
20. Число часов работы турбоагрегатов, ч	- ТГ ст. № 3 (ПТ-25-90)	7899	4971	0	0	0	0	0	0	0
	- ТГ ст. № 4 (Т-25-90)	4864	3009	0	0	0	0	0	0	0
	- ТГ ст. № 5 (Т-27-90)	7827	5156	0	0	0	0	0	0	0
	- ТГ ст. № 6 (Т-42-90)	5946	7467	6282	6282	6282	6282	5112	5112	5112
	- ТГ ст. № 8 (ПТ-30-90)	6906	8210	8016	8016	8016	8016	8016	8016	8016
21. Среднечасовой отпуск тепла из производственного отбора (противодавления), Гкал/ч	- ТГ ст. № 3 (ПТ-25-90)	30,2	28,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 4 (Т-25-90)	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-
	- ТГ ст. № 5 (Т-27-90)	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-
	- ТГ ст. № 6 (Т-42-90)	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-
	- ТГ ст. № 8 (ПТ-30-90)	29,3	30,5	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8
22. Среднечасовой отпуск тепла из теплофикационного отбора, Гкал/ч	- ТГ ст. № 3 (ПТ-25-90)	22,4	18,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 4 (Т-25-90)	15,0	6,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 5 (Т-27-90)	22,1	16,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 6 (Т-42-90)	43,0	41,0	48,7	48,4	48,0	47,7	45,0	45,6	46,2
	- ТГ ст. № 8 (ПТ-30-90)	26,2	23,1	26,6	26,5	26,4	26,2	28,2	28,3	28,7
23. Среднечасовой отпуск тепла от конденсатора, Гкал/ч	- ТГ ст. № 3 (ПТ-25-90)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 4 (Т-25-90)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 5 (Т-27-90)	4,1	5,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 6 (Т-42-90)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 8 (ПТ-30-90)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.
24. Минимально допустимая электрическая мощность при заданном уровне тепловых нагрузок регулируемых отборов, МВт	- ТГ ст. № 3 (ПТ-25-90)	14,8	13,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 4 (Т-25-90)	8,8	6,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 5 (Т-27-90)	11,0	9,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 6 (Т-42-90)	27,2	26,3	28,1	28,0	27,9	27,8	27,7	28,0	28,2
	- ТГ ст. № 8 (ПТ-30-90)	19,7	19,0	21,8	21,7	21,6	21,5	22,6	22,7	22,9
25. Максимально допустимая электрическая мощность при заданном уровне тепловых нагрузок регулируемых отборов, МВт	- ТГ ст. № 3 (ПТ-25-90)	28,0	28,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 4 (Т-25-90)	28,0	28,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 5 (Т-27-90)	28,0	28,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 6 (Т-42-90)	46,6	47,1	46,6	46,7	46,7	46,8	46,8	46,7	46,6
	- ТГ ст. № 8 (ПТ-30-90)	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
26. Планируемая электрическая мощность, МВт	- ТГ ст. № 3 (ПТ-25-90)	19,3	18,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 4 (Т-25-90)	16,8	15,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 5 (Т-27-90)	18,6	18,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- ТГ ст. № 6 (Т-42-90)	29,2	27,9	30,7	30,5	30,4	30,3	30,3	30,5	30,7
	- ТГ ст. № 8 (ПТ-30-90)	24,7	23,5	23,6	23,5	23,5	23,4	24,9	25,0	25,0
27. Число часов работы энергетических котлов, ч	- КА ст. № 5 (ТП-170)	443	322	0	0	0	0	0	0	0
	- КА ст. № 6 (ТП-170)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- КА ст. № 7 (ТП-170)	6659	4480	2880	0	0	0	0	0	0
	- КА ст. № 8 (ТП-170)	6664	4374	0	0	0	0	0	0	0
	- КА ст. № 9 (ПК-14)	6135	5769	3356	4500	4500	4500	4500	4500	4500
	- КА ст. № 10 (ПК-14)	6188	6082	3924	4644	4644	4644	4124	4124	4124
	- КА ст. № 11 (ПК-14)	6532	6536	6204	6690	6690	6690	5484	5484	5484

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.
28. Среднечасовая теплопроизводительность энергетических котлов, Гкал/ч	- КА ст. № 5 (ТП-170)	89,6	90,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- КА ст. № 6 (ТП-170)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- КА ст. № 7 (ТП-170)	82,0	80,2	74,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- КА ст. № 8 (ТП-170)	79,8	78,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- КА ст. № 9 (ПК-14)	94,1	94,9	100,6	102,2	102,3	102,2	107,6	107,7	107,8
	- КА ст. № 10 (ПК-14)	93,0	96,0	103,9	98,0	97,8	97,7	103,1	103,4	103,9
	- КА ст. № 11 (ПК-14)	94,8	97,3	99,1	97,7	97,3	97,0	102,7	103,1	103,7
30. Число часов работы пиковых водогрейных котлов, ч	- КА ст. № 1 (КВГМ-100)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- КА ст. № 2 (КВГМ-100)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- КА ст. № 3 (КВГМ-100)	0	0	200	200	200	180	50	60	70
	- КА ст. № 4 (КВГМ-100)	0	0	200	200	200	200	0	0	0
31. Среднечасовая теплопроизводительность пиковых водогрейных котлов, Гкал/ч	- КА ст. № 1 (КВГМ-100)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- КА ст. № 2 (КВГМ-100)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- КА ст. № 3 (КВГМ-100)	0,0	0,0	50,3	48,5	48,5	52,0	50,4	53,3	57,8
	- КА ст. № 4 (КВГМ-100)	0,0	0,0	53,5	53,5	51,9	49,8	0,0	0,0	0,0
<b>Б. Оборудование ПГУ-220Т</b>										
1. Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч		0,000	622,484	1675,224	1675,224	1675,224	1675,224	1675,224	1675,224	1675,224
2. Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч		0,000	644,160	1732,588	1732,588	1732,588	1732,588	1732,588	1732,588	1732,588
3. Выработка электроэнергии по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	0,000	286,396	874,333	874,333	874,333	874,333	874,333	874,333	874,333
	относительная, %	0,0	44,5	50,5	50,5	50,5	50,5	50,5	50,5	50,5
4. Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	0,000	357,763	858,255	858,255	858,255	858,255	858,255	858,255	858,255
	относительная, %	0,0	55,5	49,5	49,5	49,5	49,5	49,5	49,5	49,5

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.
5. Отпуск электроэнергии, выработанной по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	0,000	278,426	850,409	850,409	850,409	850,409	850,409	850,409	850,409
	относительная, %	0,0	44,7	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8
6. Отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	0,000	344,059	824,815	824,815	824,815	824,815	824,815	824,815	824,815
	относительная, %	0,0	55,3	49,2	49,2	49,2	49,2	49,2	49,2	49,2
7. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	0,0	213,1	217,9	217,9	217,9	217,9	217,9	217,9	217,9
	пропорциональный метод	0,0	220,3	224,4	224,4	224,4	224,4	224,4	224,4	224,4
8. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	0,0	220,5	225,4	225,4	225,4	225,4	225,4	225,4	225,4
	пропорциональный метод	0,0	227,9	232,1	232,1	232,1	232,1	232,1	232,1	232,1
9. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям, всего, тыс. Гкал		0,000	207,409	497,851	497,851	497,851	497,851	497,851	497,851	497,851
<b><u>– с горячей водой</u></b>		0,000	207,409	497,851	497,851	497,851	497,851	497,851	497,851	497,851
– с паром		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	физический метод	0,0	158,2	158,2	158,2	158,2	158,2	158,2	158,2	158,2
	пропорциональный метод	0,0	136,0	135,5	135,5	135,5	135,5	135,5	135,5	135,5
11. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		0,000	170,097	456,289	456,289	456,289	456,289	456,289	456,289	456,289
12. Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	0,000	137,274	377,512	377,512	377,512	377,512	377,512	377,512	377,512
	пропорциональный метод	0,000	141,886	388,815	388,815	388,815	388,815	388,815	388,815	388,815
13. Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	0,000	32,822	78,777	78,777	78,777	78,777	78,777	78,777	78,777
	пропорциональный метод	0,000	28,211	67,474	67,474	67,474	67,474	67,474	67,474	67,474
14. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2013 год, тыс. т у.т.		0,000	170,097	456,289	456,289	456,289	456,289	456,289	456,289	456,289

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.
15. Изменение расхода условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	0,0	137,274	377,512	377,512	377,512	377,512	377,512	377,512	377,512
	пропорциональный метод	0,0	141,886	388,815	388,815	388,815	388,815	388,815	388,815	388,815
16. Изменение расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	0,0	32,822	78,777	78,777	78,777	78,777	78,777	78,777	78,777
	пропорциональный метод	0,0	28,211	67,474	67,474	67,474	67,474	67,474	67,474	67,474
17. Число часов работы турбоагрегатов, ч	- ГТУ ГТ-160	0	2928	8040	8040	8040	8040	8040	8040	8040
	- котла-утилизатора Е-236/41-9,14/1,45-512/298	0	2928	8040	8040	8040	8040	8040	8040	8040
	- ПТУ Т-63/76-8,8	0	2928	8040	8040	8040	8040	8040	8040	8040
18. Среднечасовой отпуск тепла из производственного отбора ПТУ Т-63/76-8,8, Гкал/ч		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19. Среднечасовой отпуск тепла из теплофикационного отбора ПТУ Т-63/76-8,8, Гкал/ч		0,0	75,0	66,2	66,2	66,2	66,2	66,2	66,2	66,2
20. Среднечасовой отпуск тепла от конденсатора ПТУ Т-63/76-8,8, Гкал/ч		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21. Минимально допустимая электрическая мощность ПТУ Т-63/76-8,8 при заданном уровне тепловых нагрузок регулируемых отборов, МВт		0,0	32,5	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1
24. Максимально допустимая электрическая мощность ПТУ Т-63/76-8,8 при заданном уровне тепловых нагрузок регулируемых отборов, МВт		0,0	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0	76,0
23. Планируемая электрическая мощность, МВт	- ГТУ ГТ-160	0,0	151,0	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3
	- ПТУ Т-63/76-8,8	0,0	69,0	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2
24. Среднечасовая теплопроизводительность котла-утилизатора, Гкал/ч		0,0	242,4	237,7	237,7	237,7	237,7	237,7	237,7	237,7

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам									
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.	
<b>В. ТЭЦ в целом</b>										
1. Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч	618,424	1158,268	1985,693	1984,706	1983,831	1982,983	1962,346	1963,386	1964,983	
2. Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	723,579	1275,608	2113,986	2112,742	2111,764	2110,805	2087,282	2088,457	2090,243	
3. Выработка электроэнергии по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	283,411	564,652	998,777	998,816	999,616	1000,077	993,334	992,623	991,684
	относительная, %	39,2	44,3	47,2	47,3	47,3	47,4	47,6	47,5	47,4
4. Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	440,168	710,956	1115,209	1113,926	1112,149	1110,728	1093,948	1095,835	1098,558
	относительная, %	60,8	55,7	52,8	52,7	52,7	52,6	52,4	52,5	52,6
5. Отпуск электроэнергии, выработанной по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	242,188	513,502	950,183	950,188	950,784	951,112	945,178	944,620	943,899
	относительная, %	39,2	44,3	47,9	47,9	47,9	48,0	48,2	48,1	48,0
6. Отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	376,236	644,766	1035,510	1034,518	1033,047	1031,871	1017,169	1018,766	1021,084
	относительная, %	60,8	55,7	52,1	52,1	52,1	52,0	51,8	51,9	52,0
7. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	285,1	250,5	223,2	223,3	223,4	223,5	223,8	223,6	223,4
	пропорциональный метод	346,4	282,1	240,0	240,0	240,1	240,1	239,7	239,7	239,6
8. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	333,5	275,9	237,7	237,7	237,8	237,9	238,0	237,9	237,7
	пропорциональный метод	405,3	310,7	255,5	255,5	255,5	255,6	255,0	254,9	254,9
9. Отпуск тепловой энергии от ПВК, тыс. Гкал	0,000	0,000	20,746	20,397	20,083	19,320	2,520	3,198	4,046	

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.
10. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям, всего, тыс. Гкал		1333,679	1335,806	1332,425	1328,338	1324,853	1320,840	1248,334	1253,311	1259,982
<b>– с горячей водой</b>		1067,727	1069,854	1066,473	1062,386	1058,901	1054,888	982,382	987,359	994,030
– с паром		265,952	265,952	265,952	265,952	265,952	265,952	265,952	265,952	265,952
11. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	физический метод	177,6	175,0	171,7	171,7	171,8	171,8	172,4	172,3	172,2
	пропорциональный метод	144,4	144,7	145,1	145,1	145,3	145,3	145,7	145,6	145,4
12. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		443,136	553,219	700,693	699,865	699,397	698,785	682,299	683,020	684,047
13. Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	206,262	319,509	471,927	471,776	471,828	471,824	467,059	467,015	467,020
	пропорциональный метод	250,619	359,896	507,363	507,068	506,956	506,811	500,370	500,530	500,811
14. Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	236,874	233,710	228,766	228,089	227,569	226,961	215,240	216,005	217,027
	пропорциональный метод	192,517	193,323	193,329	192,798	192,441	191,974	181,929	182,490	183,236
15. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2013 год, тыс. т у.т.		0,000	110,083	257,557	256,729	256,261	255,649	239,163	239,884	240,911
16. Изменение расхода условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	0,000	113,247	265,665	265,514	265,566	265,562	260,797	260,753	260,758
	пропорциональный метод	0,000	109,277	256,744	256,449	256,336	256,192	249,751	249,911	250,192
17. Изменение расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	0,000	-3,164	-8,108	-8,785	-9,305	-9,914	-21,634	-20,869	-19,847
	пропорциональный метод	0,000	0,806	0,812	0,281	-0,076	-0,543	-10,588	-10,027	-9,281

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.
<b>Г. Максимальные часовые расходы основного топлива по существующей части ТЭЦ</b>										
18. Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период при температуре наружного воздуха (-33 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч	63,21	24,81	24,75	24,67	24,62	24,55	22,79	23,00	23,26
	кузнецкого угля, т н.т./ч	21,42	21,42	21,42	21,42	21,42	21,42	21,42	21,42	21,42
	фрезерного торфа, т н.т./ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18. Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч	44,07	23,01	22,99	22,98	22,97	22,95	15,98	16,01	16,04
	кузнецкого угля, т н.т./ч	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86
	фрезерного торфа, т н.т./ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19. Максимальный часовой расход натурального топлива в неотапливаемый период при температуре наружного воздуха (+20 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч	32,01	32,01	11,98	11,87	11,95	11,94	11,75	11,75	11,75
	кузнецкого угля, т н.т./ч	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50
	фрезерного торфа, т н.т./ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Д. Максимальные часовые расходы основного топлива по ПГУ-220Т</b>										
18. Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период при температуре наружного воздуха (-33 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч	0,00	53,69	53,69	53,69	53,69	53,69	53,69	53,69	53,69
18. Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч	0,00	51,29	51,29	51,29	51,29	51,29	51,29	51,29	51,29
19. Максимальный часовой расход натурального топлива в неотапливаемый период при температуре наружного воздуха (+20 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч	0,00	0,00	44,45	44,45	44,45	44,45	44,45	44,45	44,45

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам									
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.	
<b>Д. Максимальные часовые расходы основного топлива по ТЭЦ в целом</b>										
18. Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период при температуре наружного воздуха (-33 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч	63,21	78,50	78,43	78,36	78,31	78,24	76,48	76,69	76,95
	кузнецкого угля, т н.т./ч	21,42	21,42	21,42	21,42	21,42	21,42	21,42	21,42	21,42
	фрезерного торфа, т н.т./ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18. Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч	44,07	74,29	74,28	74,27	74,26	74,24	67,26	67,29	67,33
	кузнецкого угля, т н.т./ч	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86
	фрезерного торфа, т н.т./ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19. Максимальный часовой расход натурального топлива в неотапительный период при температуре наружного воздуха (+20 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч	32,01	32,01	56,43	56,32	56,40	56,39	56,20	56,20	56,20
	кузнецкого угля, т н.т./ч	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50
	фрезерного торфа, т н.т./ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

### **1.3.3. Анализ результатов расчета технико-экономических показателей по Кировской ТЭЦ-3**

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей Кировской ТЭЦ-3 на период 2014 – 2033 годы приведены в табл. 1.3.1 и на рис. 1.3.1–1.3.28.

На рис. 1.3.1 –1.3.9 представлены результаты расчета перспективной выработки и отпуска электроэнергии по Кировской ТЭЦ-3. Необходимо отметить следующее:

– прогнозируемая величина отпуска электроэнергии ТЭЦ в период 2014-2033 годы не может быть принята на уровне базового 2013 года, что связано с вводом в эксплуатацию в сентябре 2014 года ПГУ-220Т. При этом загрузка оборудования ПГУ выполнена в соответствии с проектными материалами: в отопительный период планируется работа в теплофикационной режиме и обеспечение ПГУ отопительной нагрузки в соответствии с температурным графиком теплосети, при этом подпитка теплосети осуществляется от существующей части ТЭЦ; в неотапливаемый период планируется работа ПГУ в конденсационном режиме.

После ввода ПГУ работа турбоагрегатов существующей части ТЭЦ запланирована максимально экономичной, то есть в режимах, близких к режимам теплового графика нагрузки (при минимальном пропуске пара в ЧНД) с некоторым запасом по конденсационной мощности. В целом по ТЭЦ отпуск электроэнергии к 2033 году увеличится до 1 965 млн. кВт./ч в год, то есть в 3,18 раза относительно уровня 2013 года;

– некоторые изменения выработки и отпуска электроэнергии существующей части ТЭЦ в течение 2015–2033 годов отражают изменение отпуска тепла от ТЭЦ в целом, а также изменение расхода электроэнергии на собственные нужды при изменении режимных параметров оборудования;

– в связи перераспределением нагрузок между существующими турбоагрегатами и ПГУ-220Т доля выработки электроэнергии по конденсационному циклу существующими турбоагрегатами уменьшится с 39,2 % в 2013 году до 32,8 % в 2033 году. В целом по ТЭЦ к 2033 году доля выработки электроэнергии по конденсационному циклу увеличится до 47,4 % в связи с работой ПГУ-220Т в неотапливаемый период в конденсационном режиме.

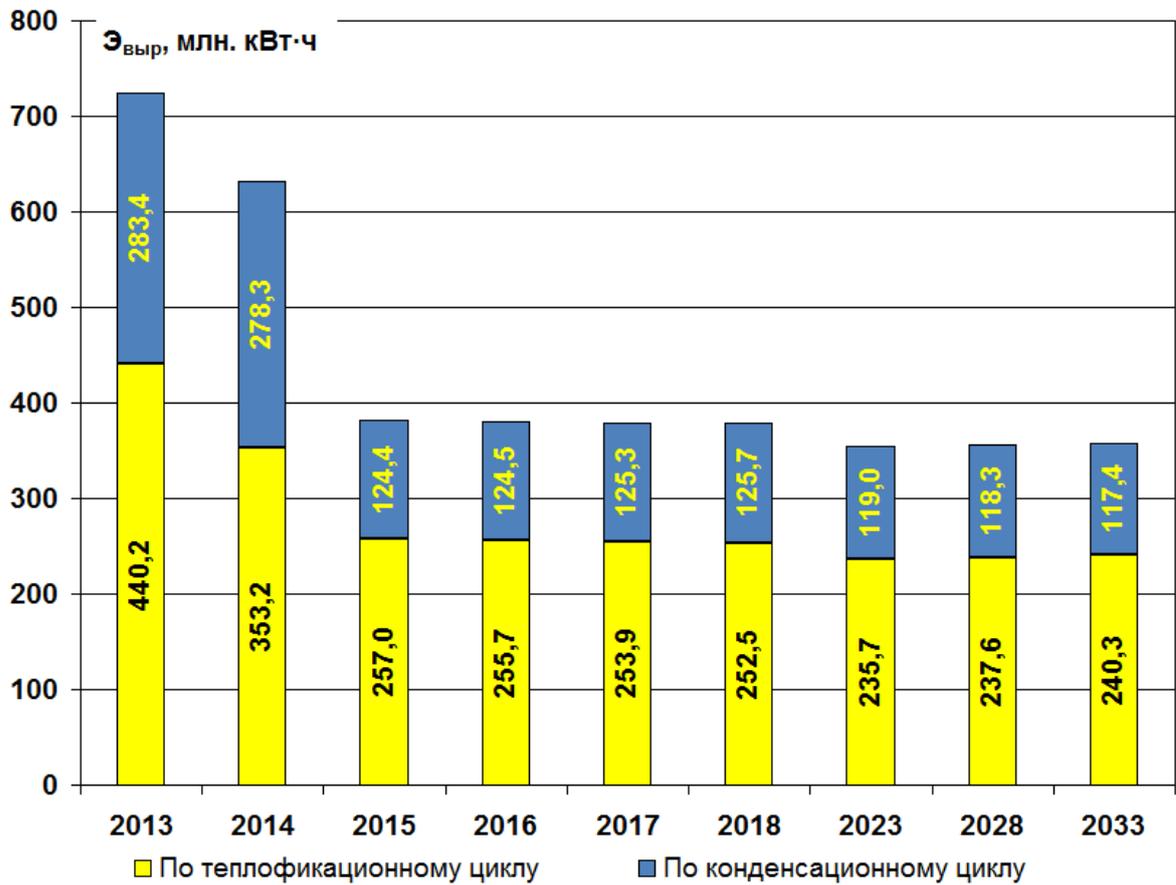


Рис.1.3.1. Перспективная выработка электроэнергии по теплофикационному и конденсационному циклам на 2014 - 2033 годы по Кировской ТЭЦ-3 (существующее оборудование)

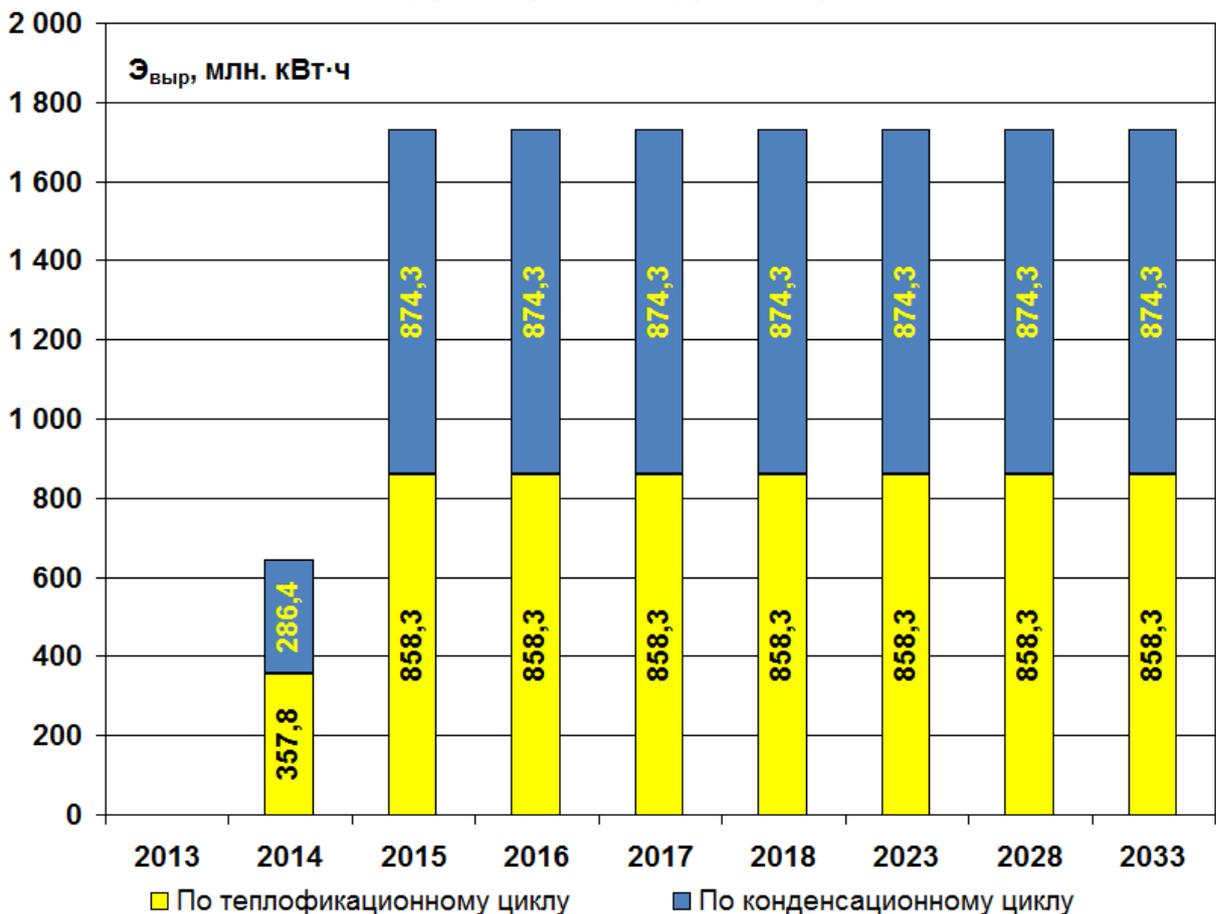
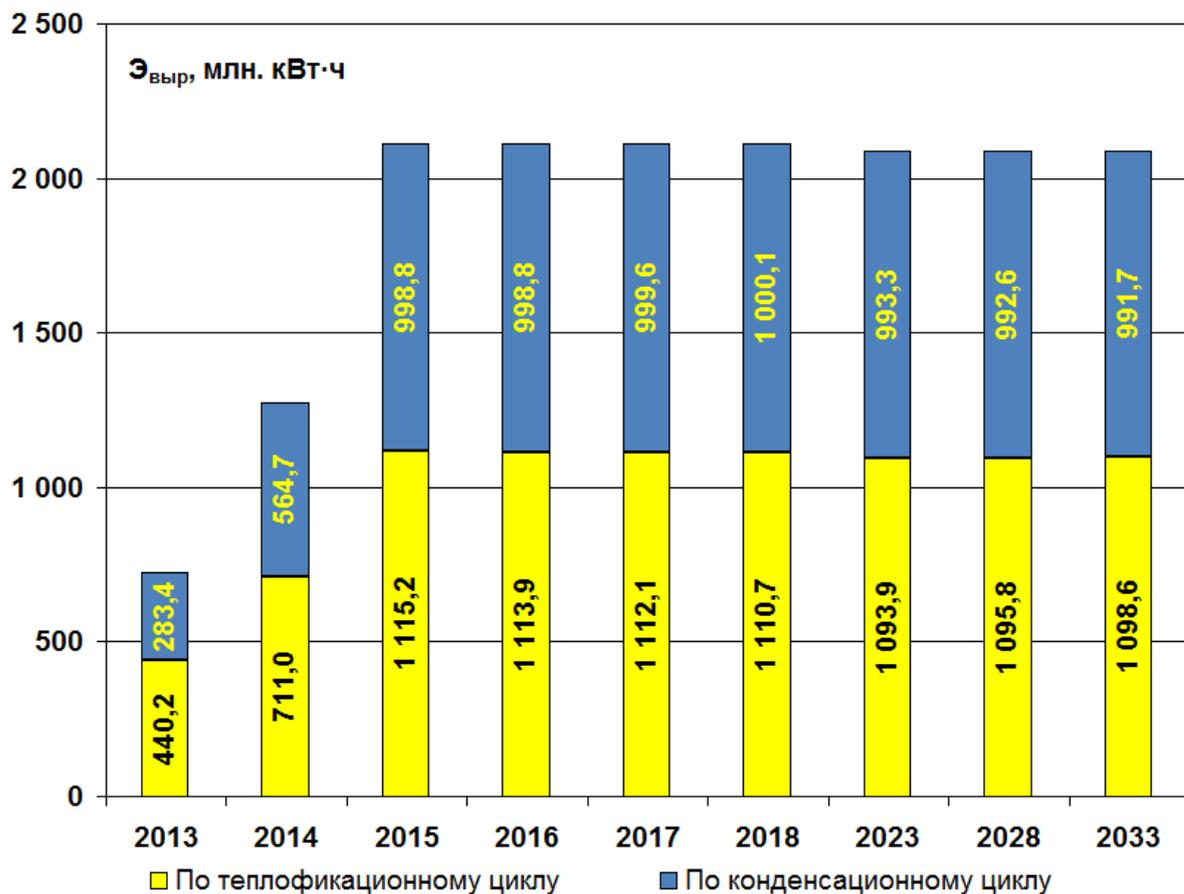
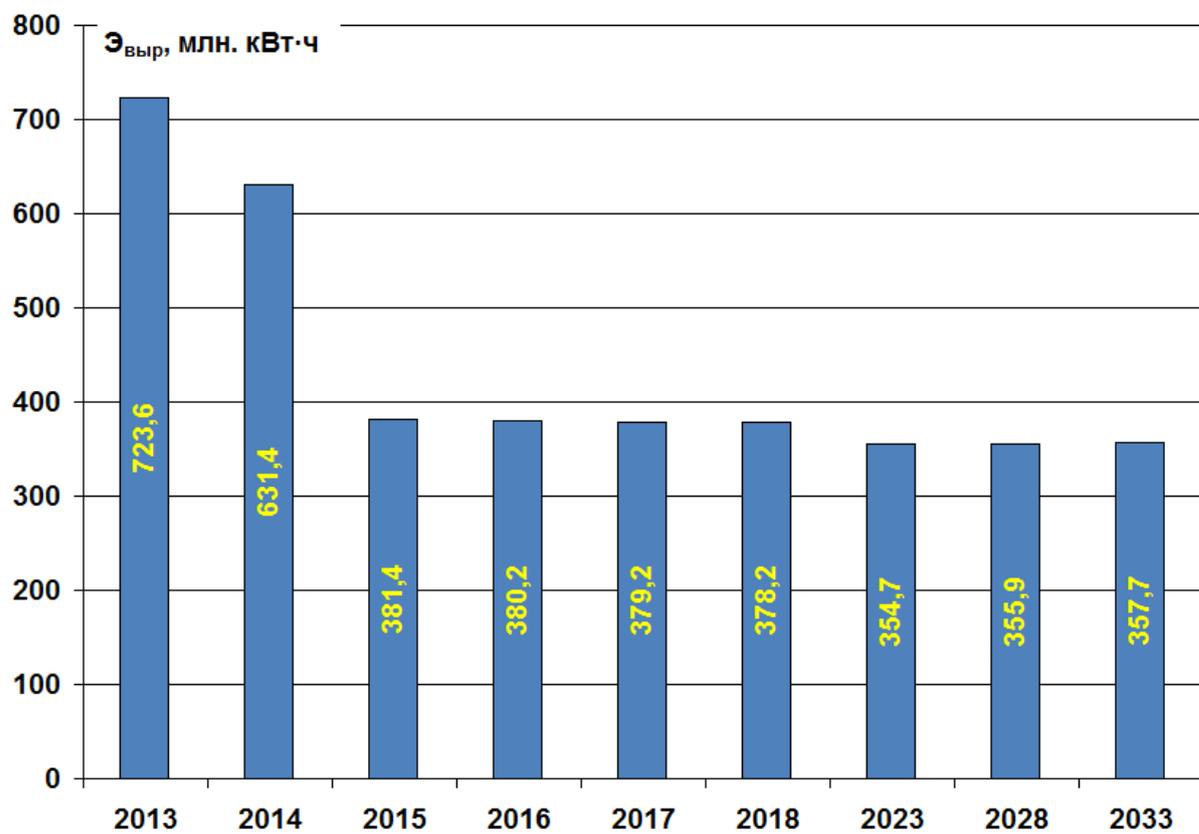


Рис.1.3.2. Перспективная выработка электроэнергии по теплофикационному и конденсационному циклам на 2014 - 2033 годы по Кировской ТЭЦ-3 (вновь вводимая ПГУ-220Т)



**Рис.1.3.3. Перспективная выработка электроэнергии по теплофикационному и конденсационному циклам на 2014 - 2033 годы по Кировской ТЭЦ-3 (ТЭЦ в целом)**



**Рис.1.3.4. Перспективная выработка электроэнергии Кировской ТЭЦ-3 на 2014 - 2033 годы (существующее оборудование)**

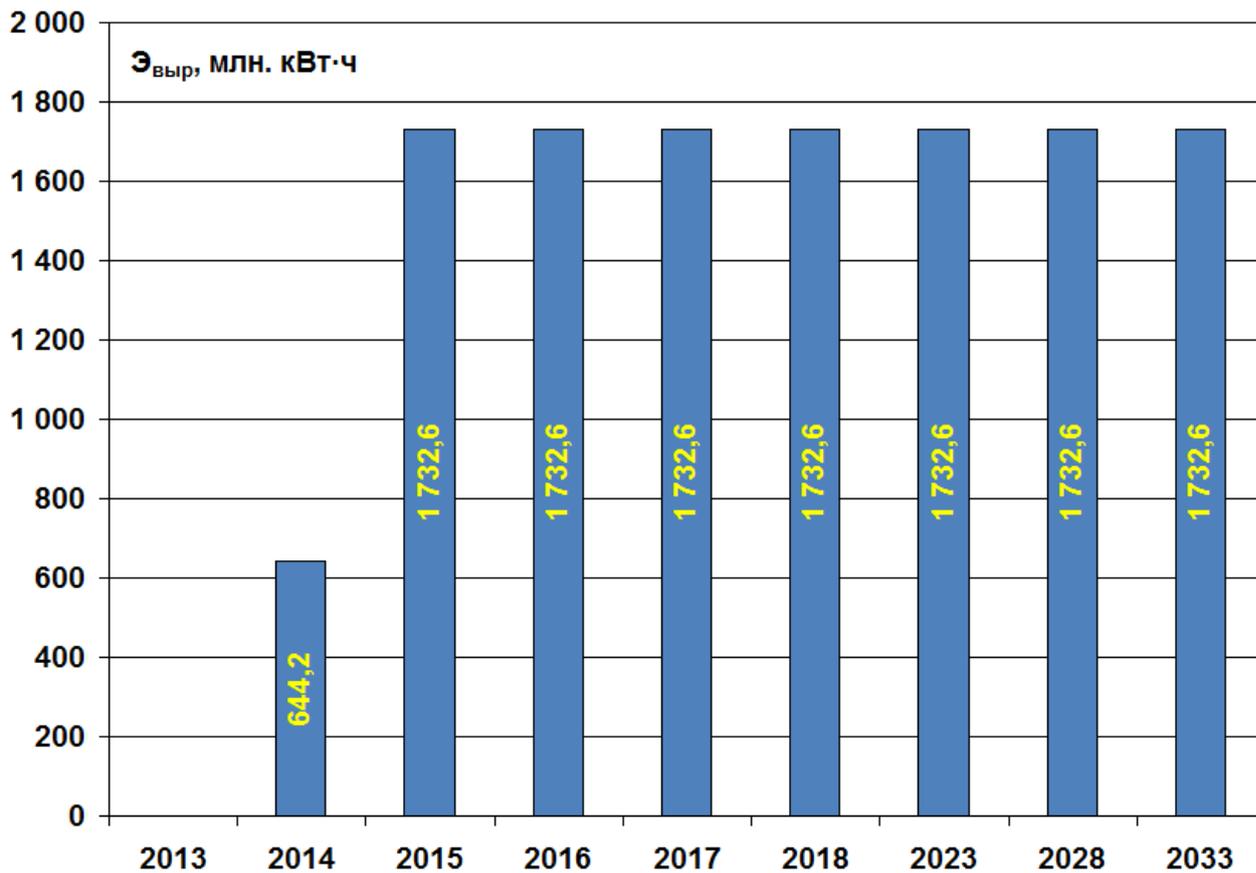


Рис.1.3.5. Перспективная выработка электроэнергии Кировской ТЭЦ-3 на 2014 - 2033 годы (вновь вводимая ПГУ-220Т)

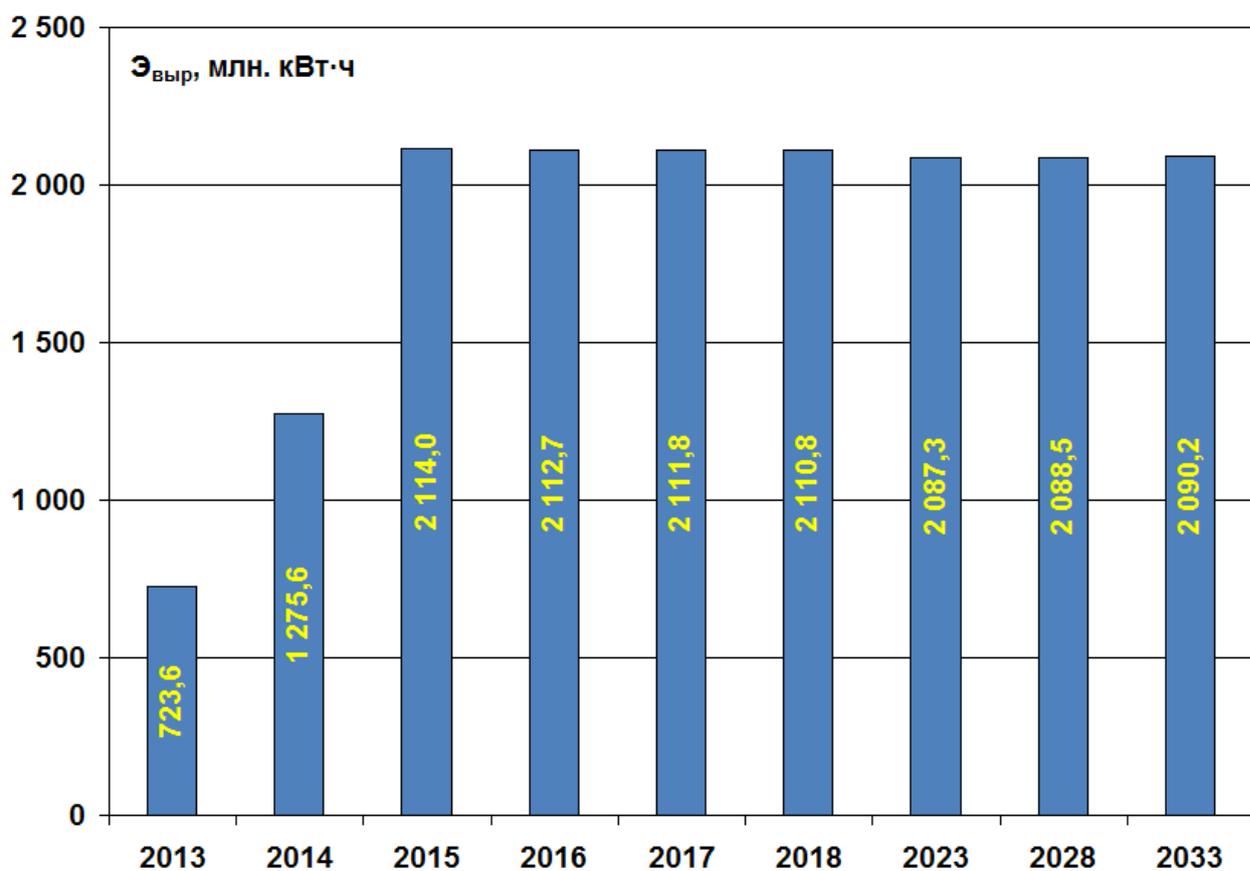


Рис.1.3.6. Перспективная выработка электроэнергии Кировской ТЭЦ-3 на 2014 - 2033 годы (ТЭЦ в целом)

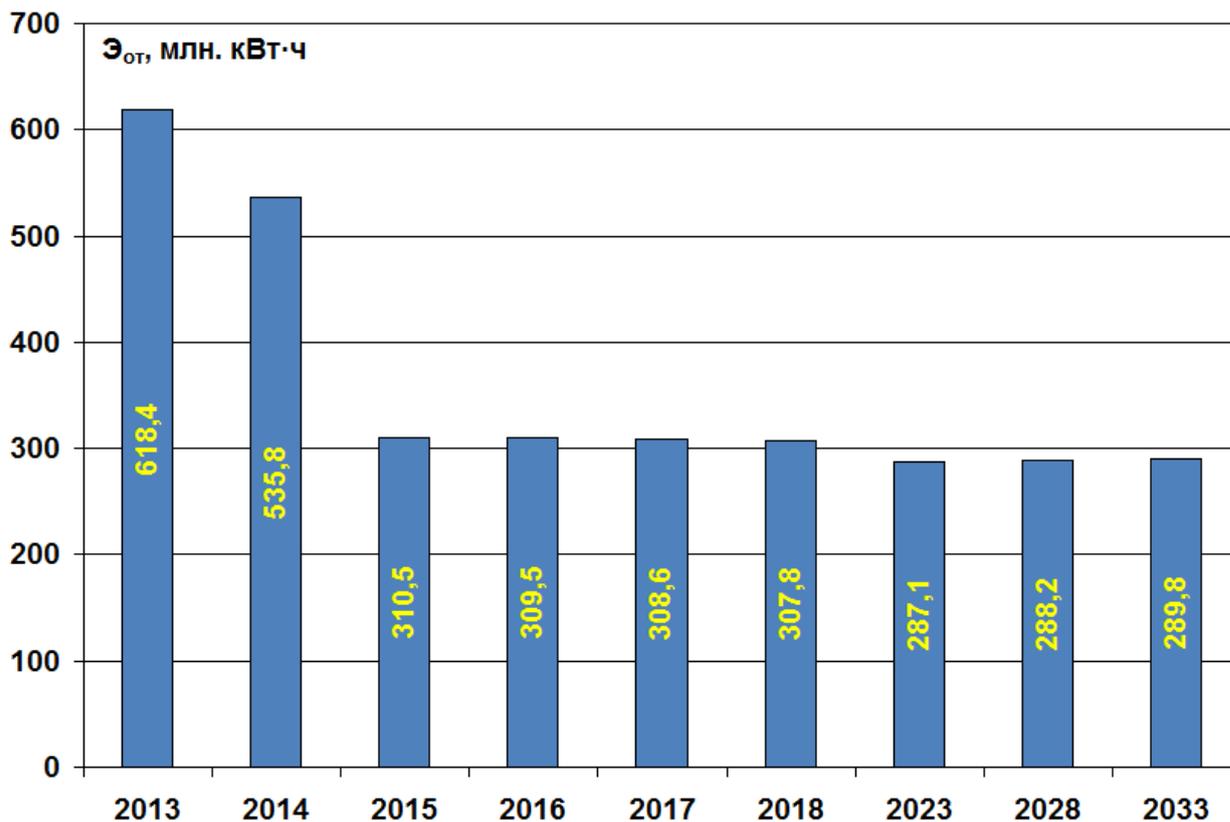


Рис.1.3.7. Перспективный отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-3 на 2014 - 2033 годы (существующее оборудование)

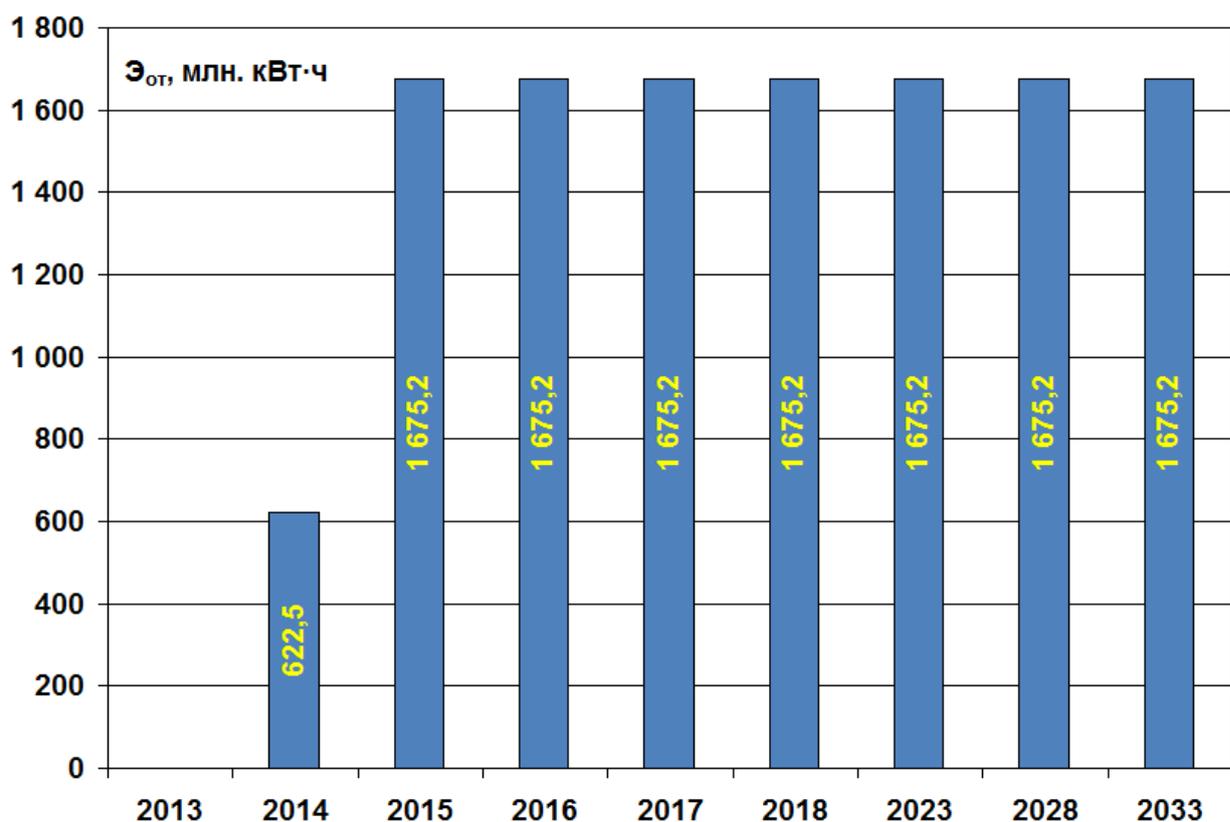


Рис.1.3.8. Перспективный отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-3 на 2014 - 2033 годы (вновь вводимая ПГУ-220Т)

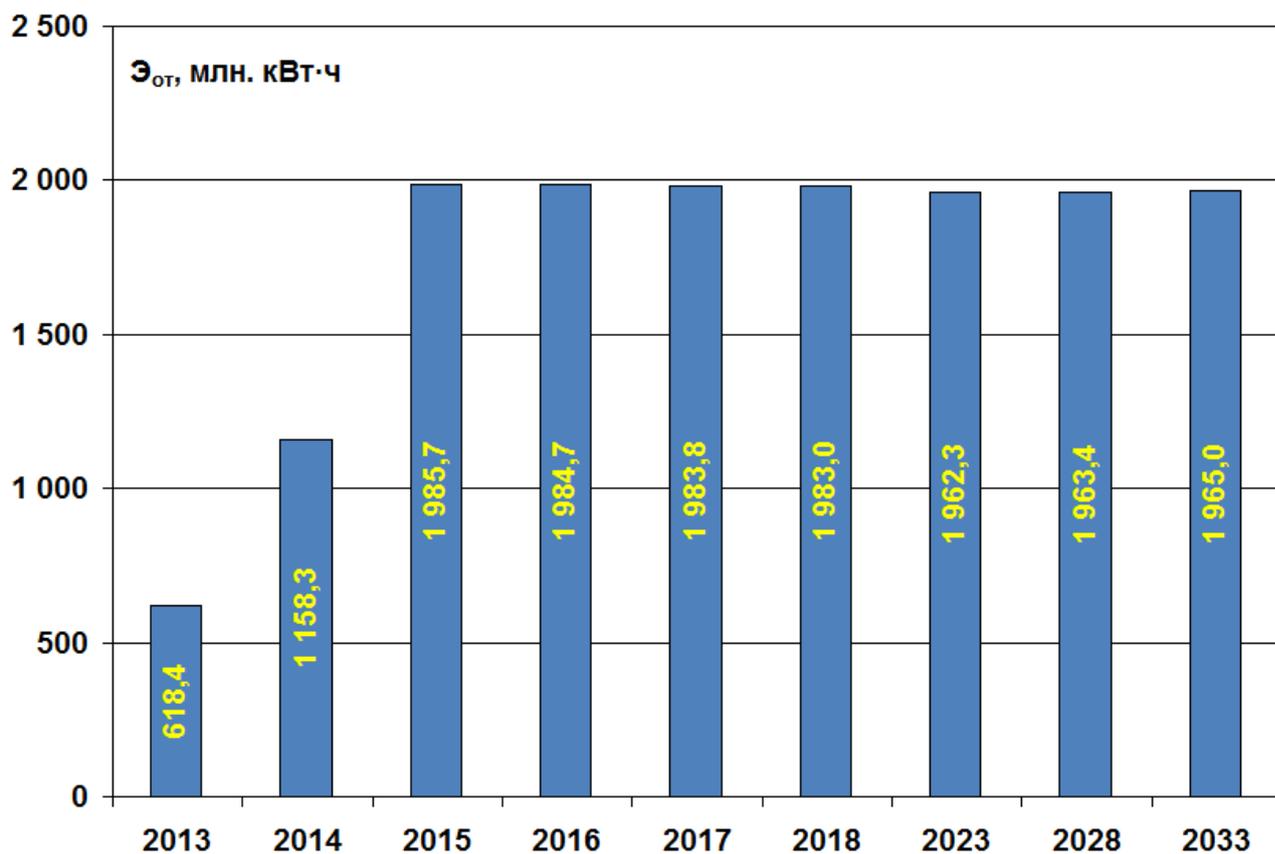


Рис.1.3.9. Перспективный отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-3 на 2014 - 2033 годы (ТЭЦ в целом)

Перспективная динамика изменения удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии отражена на рис. 1.3.10 –1.3.15.

Анализ представленных данных позволяет заключить следующее:

- уменьшение доли конденсационной выработки электроэнергии по существующей части ТЭЦ приведет к уменьшению среднегодовых удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии существующим оборудованием на 24,6 и 18,7 г у.т./кВт.ч соответственно при расчете по физическому и пропорциональному методам относительно уровня 2013 года;

- ввод экономичного оборудования – ПГУ-220Т – даже при его работе в неотапливаемый период в конденсационном режиме обеспечит уменьшение среднегодовых удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии по ТЭЦ в целом на 95,9 и 150,4 г у.т./кВт.ч соответственно при расчете по физическому и пропорциональному методам относительно уровня 2013 года.

- сравнительно малые отличия удельных расходов топлива по физическому и пропорциональному методам по ПГУ обусловлены относительно малым влиянием паровой турбины на показатели ПГУ при расчете по пропорциональному методу.

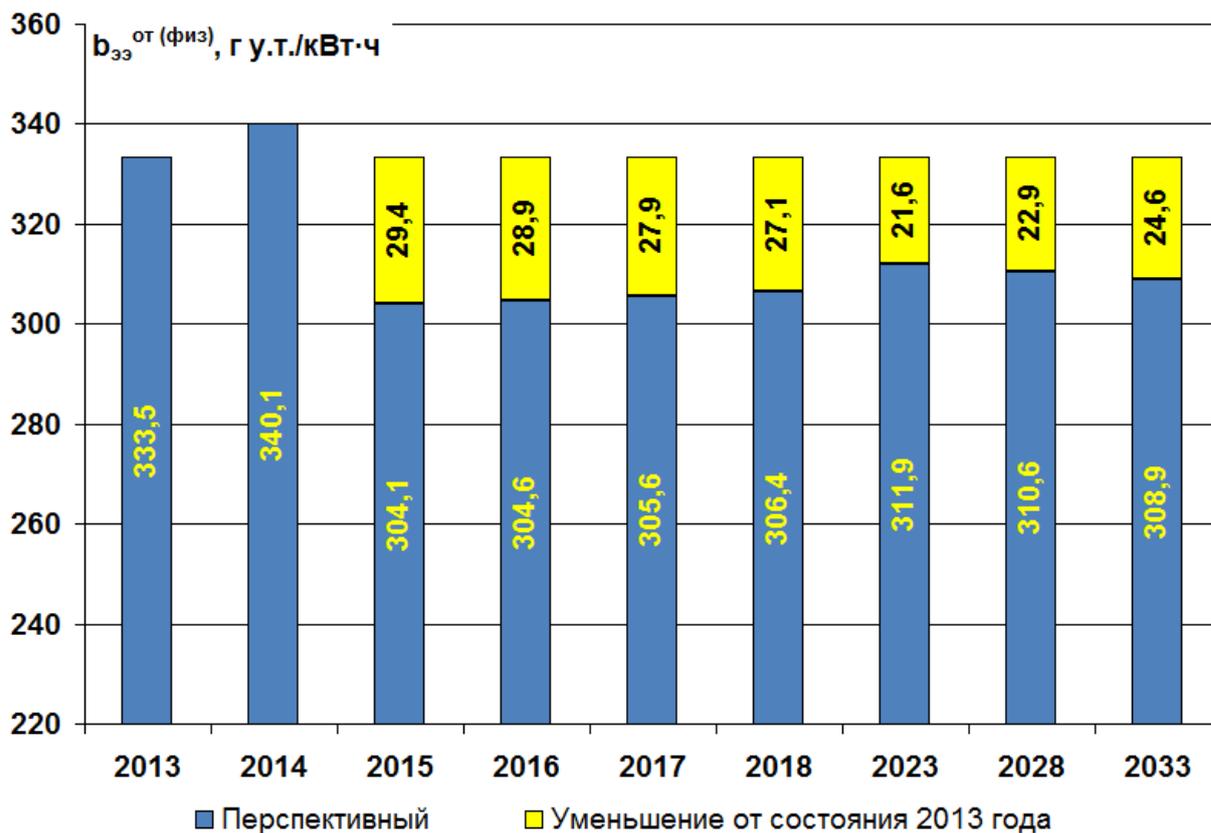


Рис.1.3.10. Прогноз на 2014 - 2033 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-3 (физический метод) (существующее оборудование)

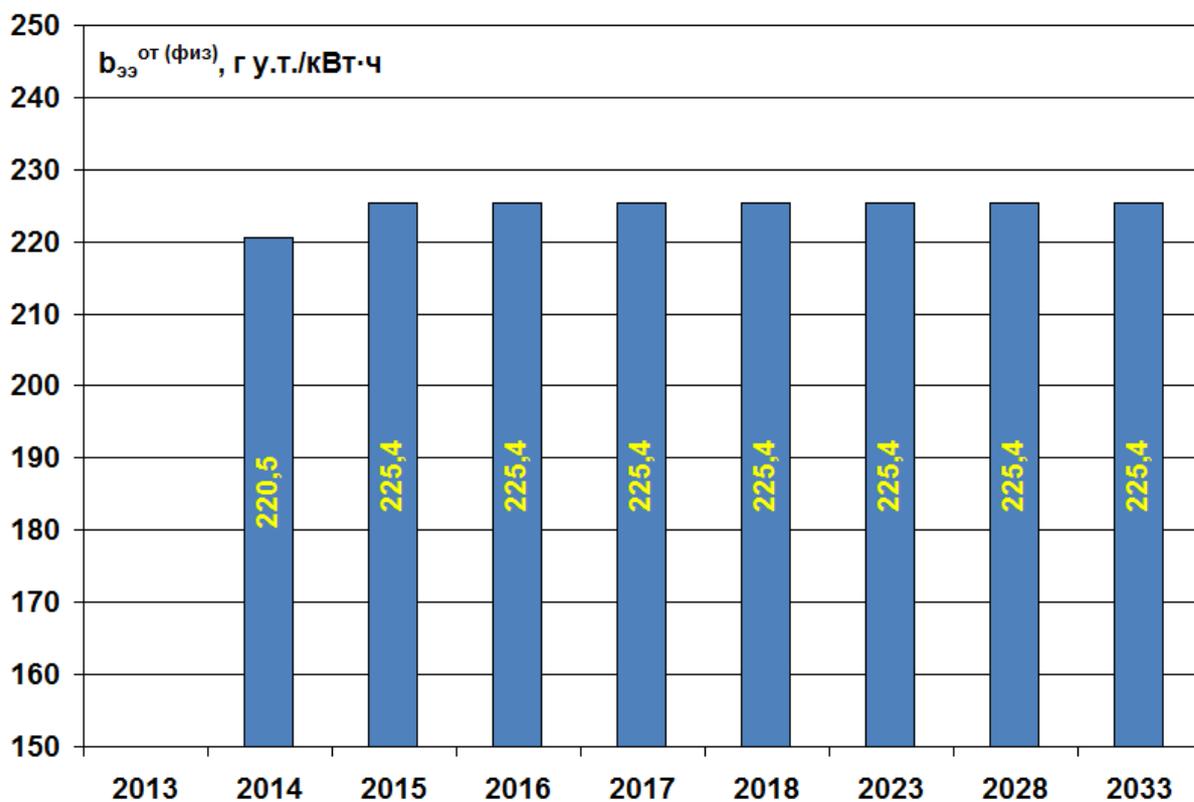


Рис.1.3.11. Прогноз на 2014 - 2033 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-3 (физический метод) (вновь вводимая ПГУ-220Т)

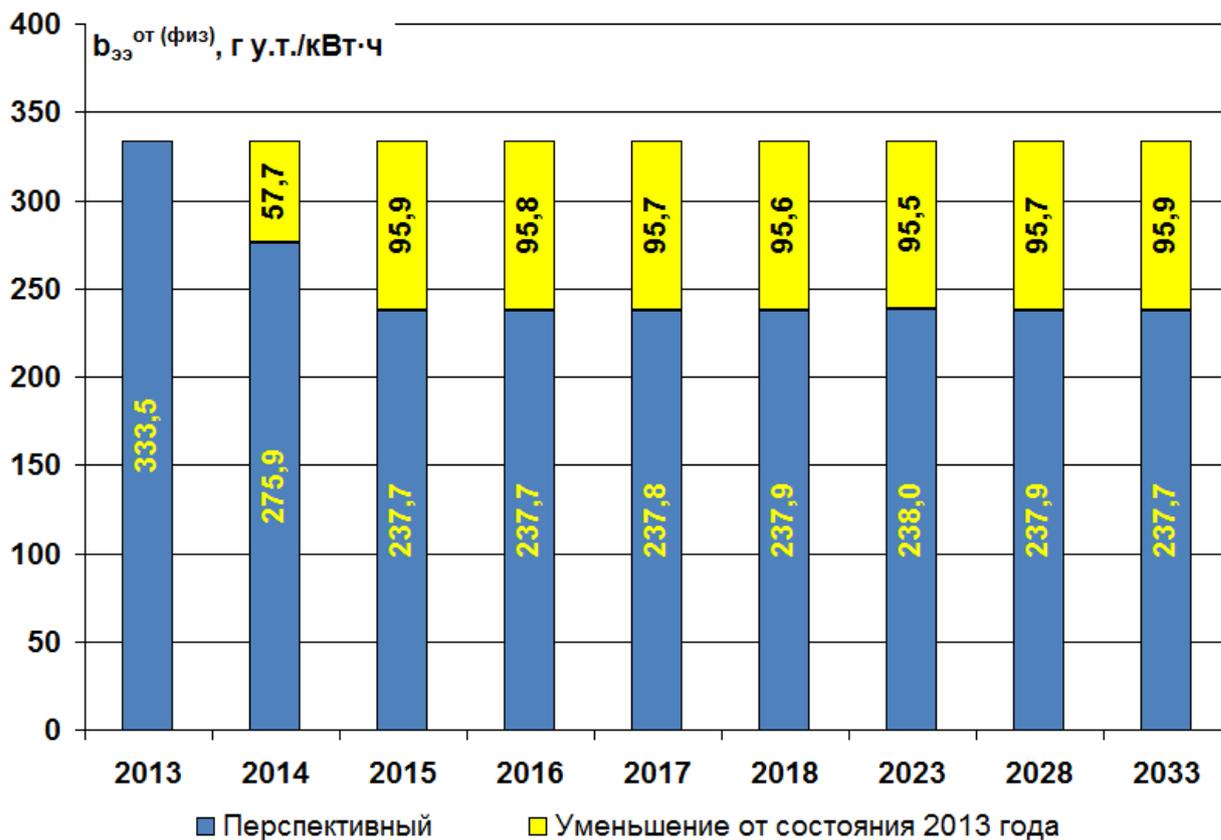


Рис.1.3.12. Прогноз на 2014 - 2033 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-3 (физический метод) (ТЭЦ в целом)

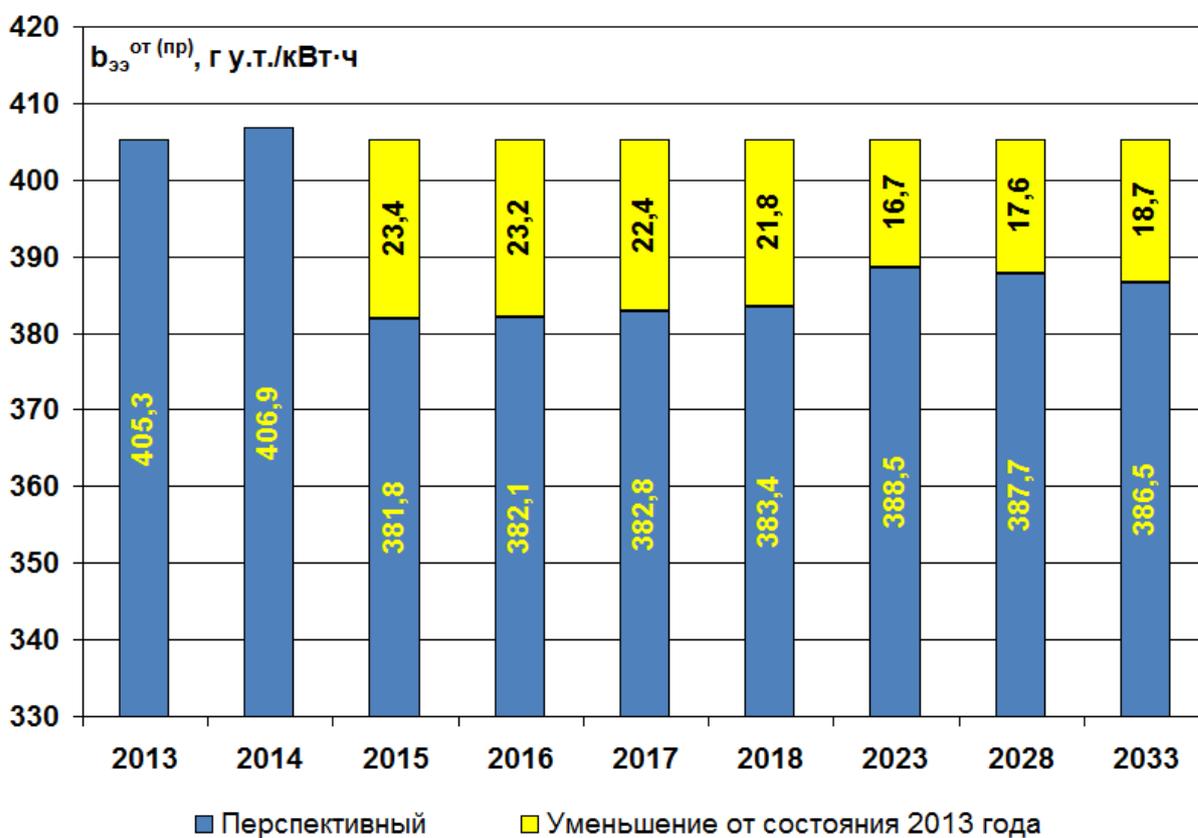


Рис.1.3.13. Прогноз на 2014 - 2033 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-3 (пропорциональный метод) (существующее оборудование)

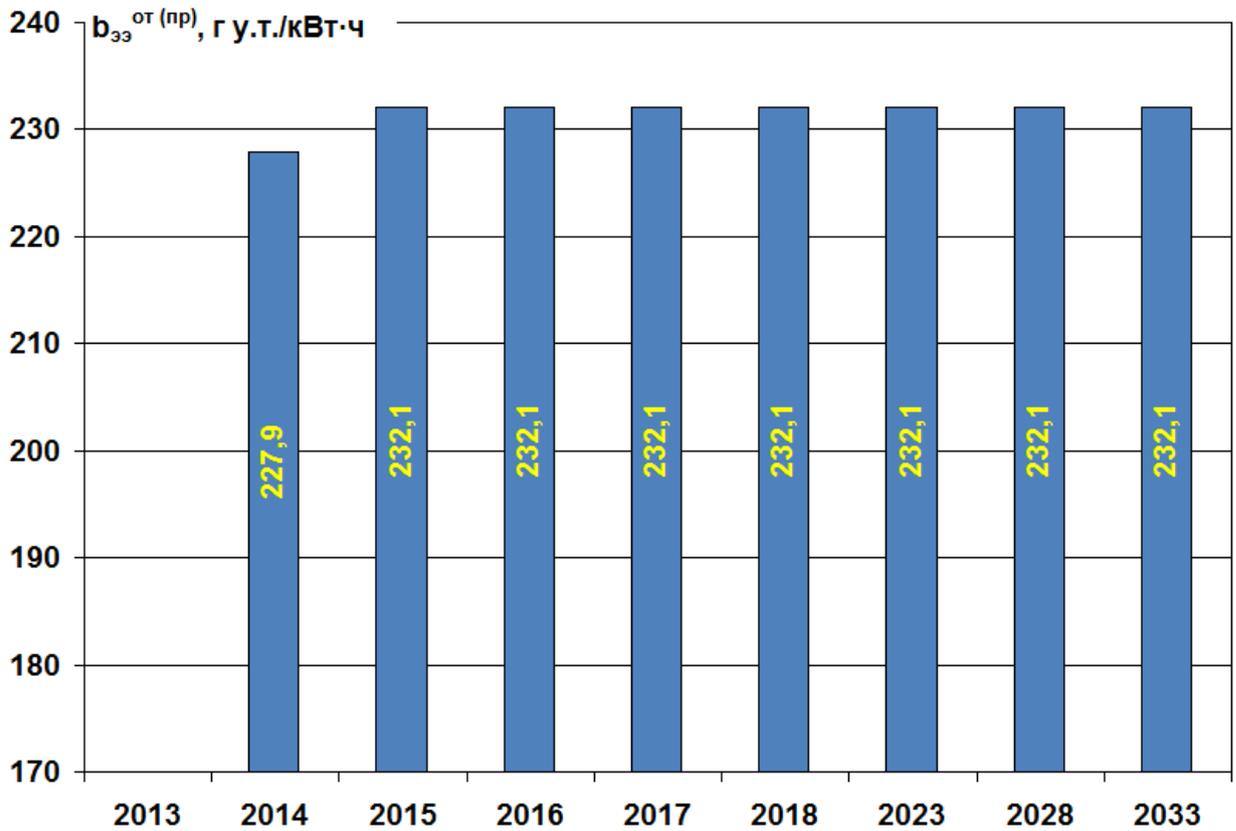


Рис.1.3.14. Прогноз на 2014 - 2033 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-3 (пропорциональный метод) (вновь вводимая ПГУ-220Т)

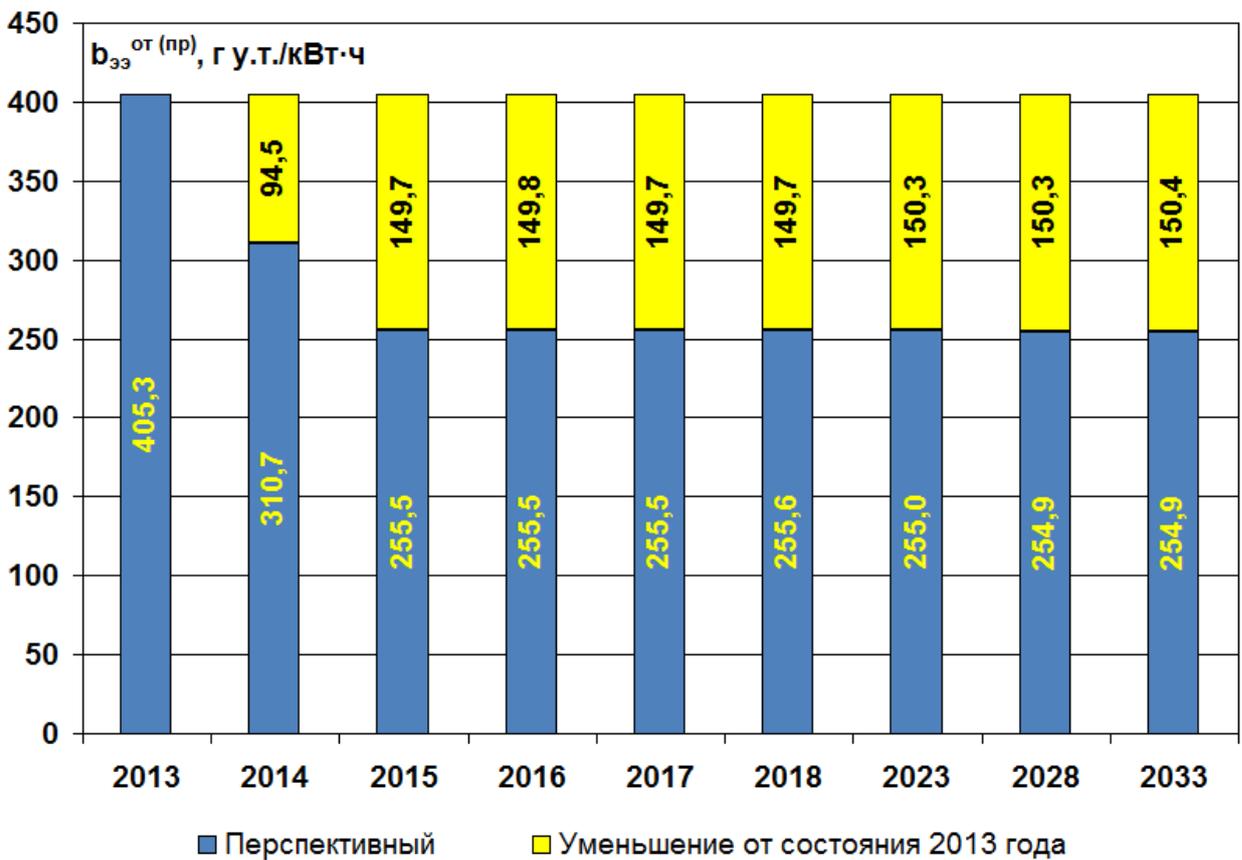


Рис.1.3.15. Прогноз на 2014 - 2033 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-3 (пропорциональный метод), (ТЭЦ в целом)

Перспективная динамика изменения отпуска тепловой энергии внешним потребителям и тепловой нагрузки источников тепла на ТЭЦ показана на рис. 1.3.16 – 1.3.22.

Общее уменьшение отпуска тепловой энергии ТЭЦ к 2033 году составит 73 697 Гкал, в т.ч.: 73 697 Гкал с горячей водой; 0 Гкал с паром.

Видно, что тепловая нагрузка ТЭЦ не может быть обеспечена без подключения ПВК в зимние месяцы вплоть до условий 2033 года. Однако доля отпуска тепла ПВК незначительна – около 0,5 % при условиях 2033 года.

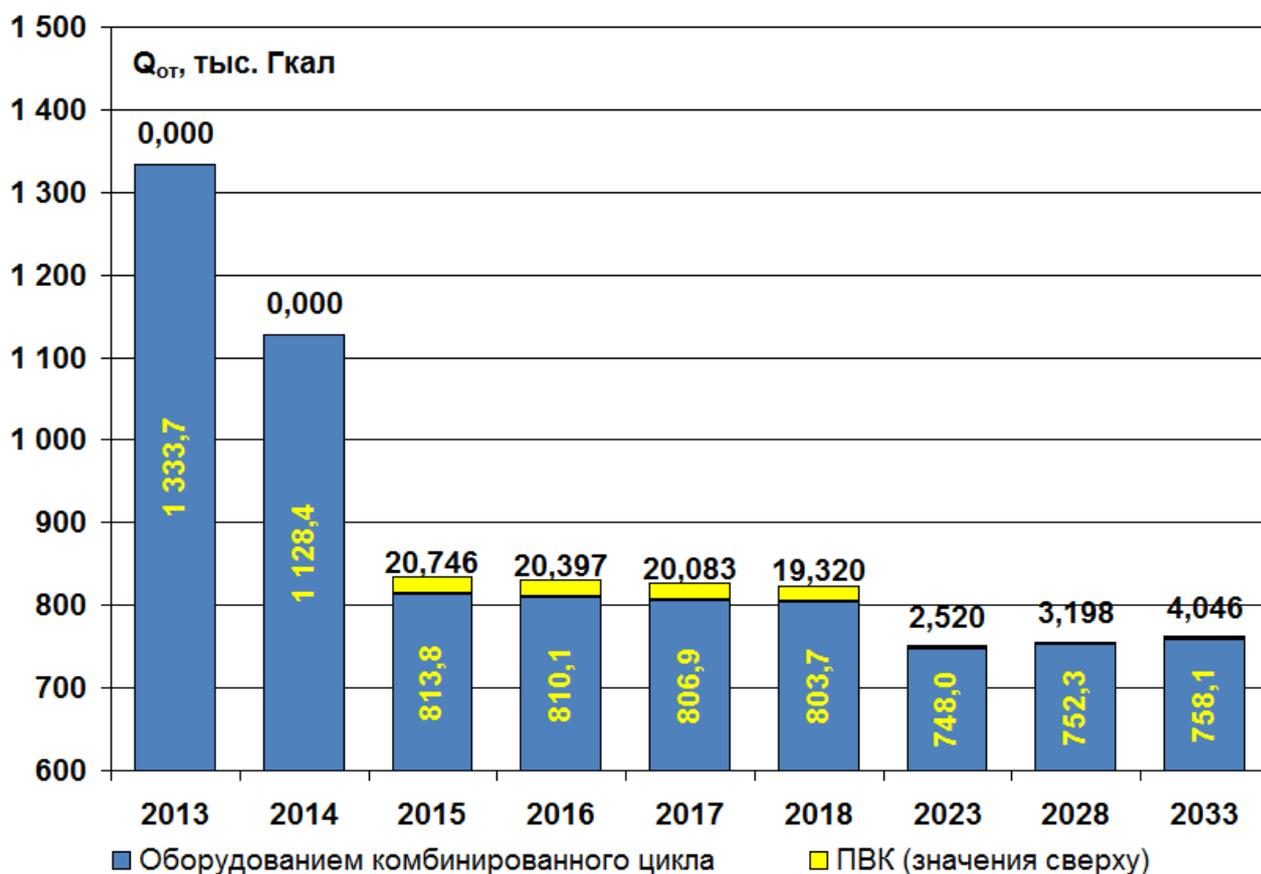


Рис. 1.3.16. Прогноз на 2014 - 2033 годы отпуска Кировской ТЭЦ-3 тепловой энергии в целом (включая отпуск с паром) внешним потребителям (существующее оборудование)

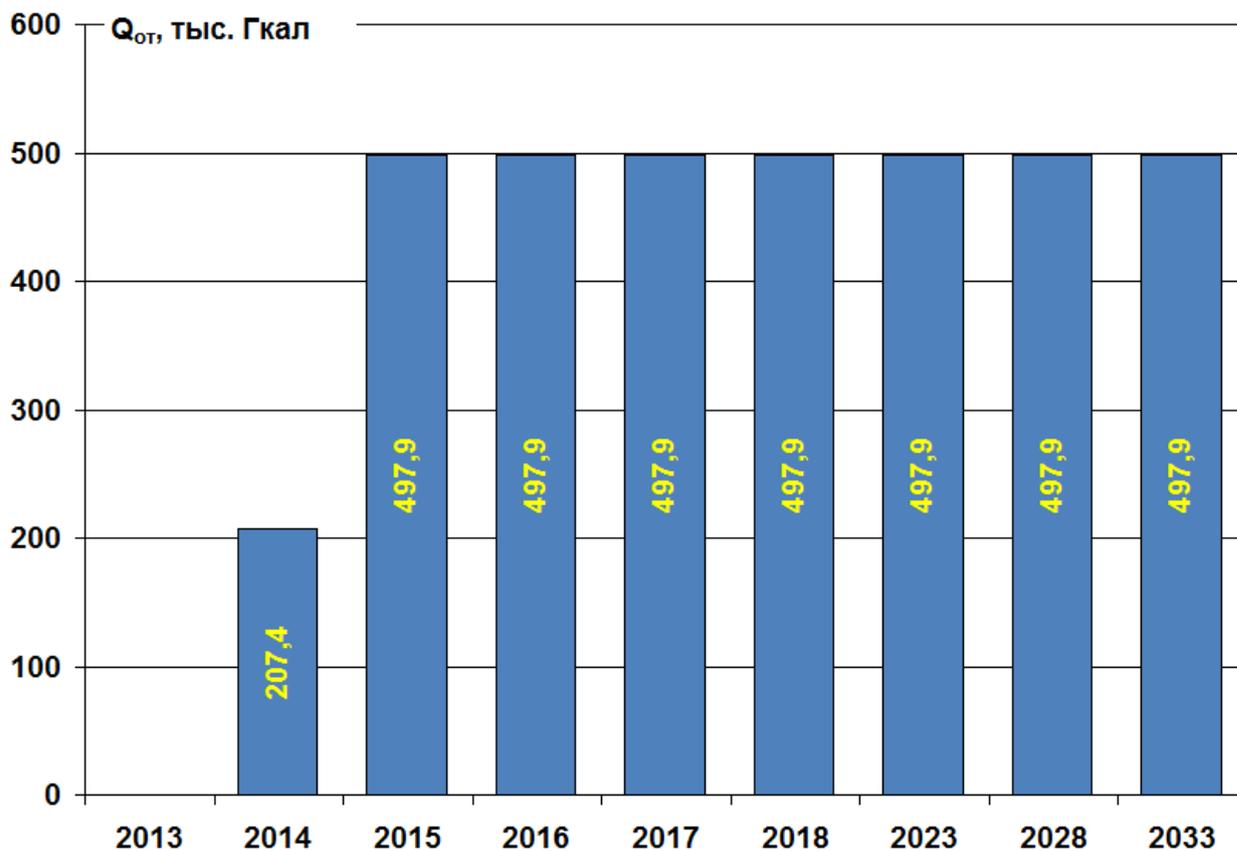


Рис. 1.3.17. Прогноз на 2014 - 2033 годы отпуски Кировской ТЭЦ-3 тепловой энергии в целом внешним потребителям (вновь вводимая ПГУ-220Т)

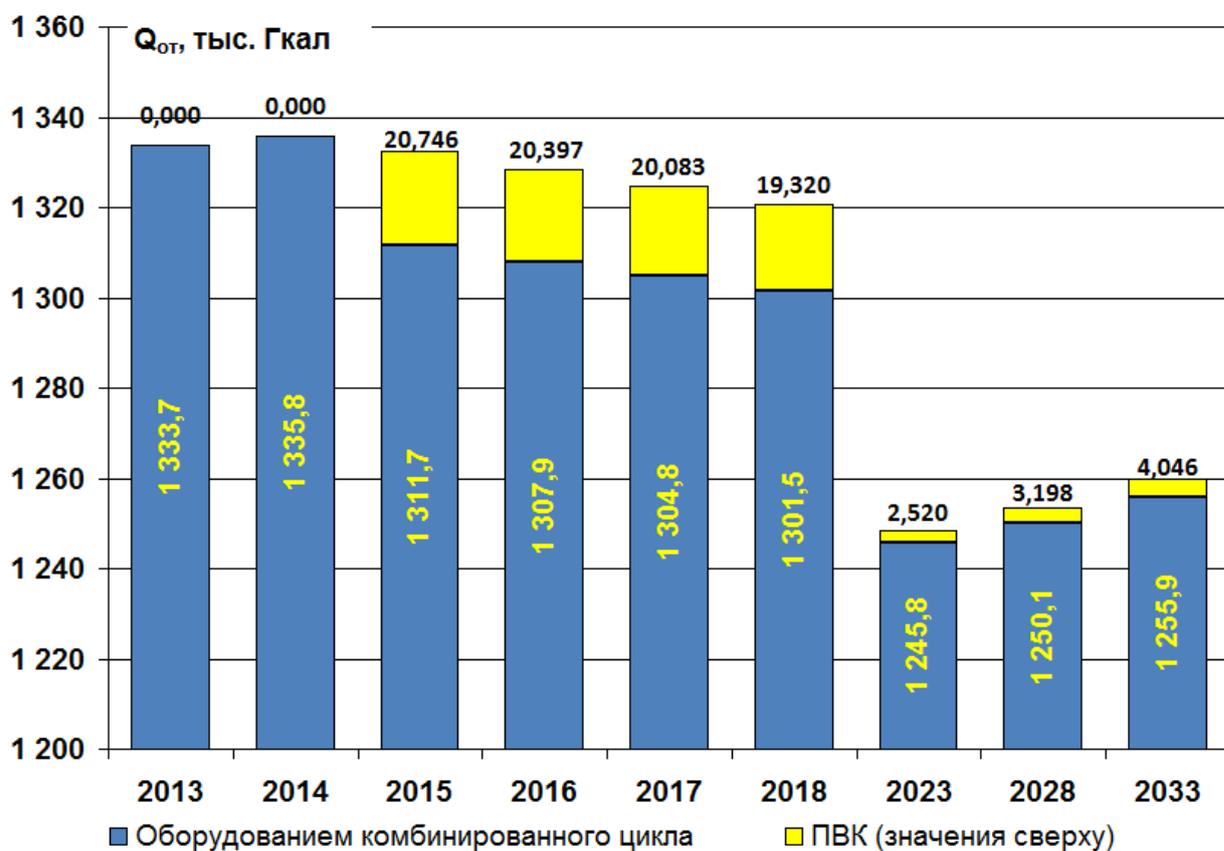


Рис. 1.3.18. Прогноз на 2014 - 2033 годы отпуски Кировской ТЭЦ-3 тепловой энергии в целом (включая отпуск с паром) внешним потребителям (ТЭЦ в целом)

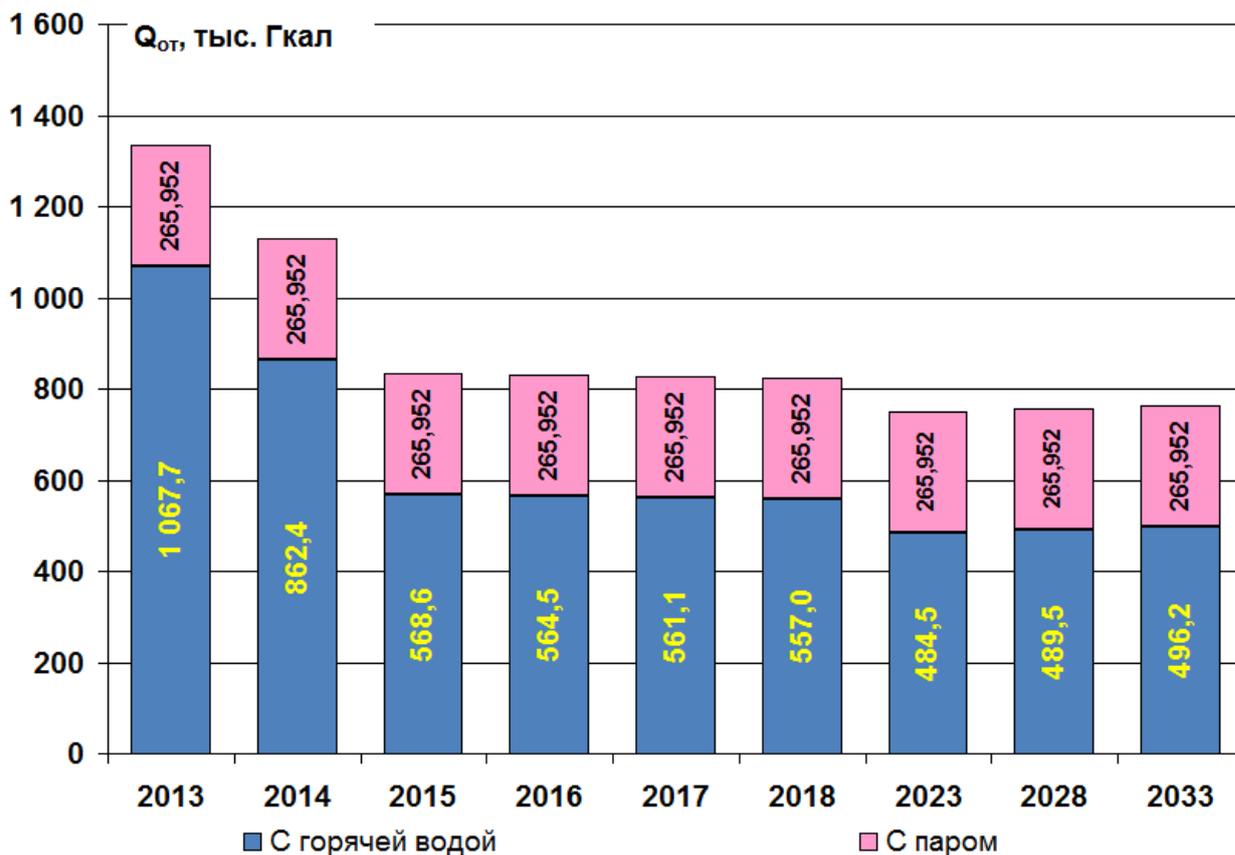


Рис. 1.3.19. Прогноз на 2014 - 2033 годы отпуска Кировской ТЭЦ-3 тепловой энергии внешним потребителям по видам теплоносителя (существующее оборудование)

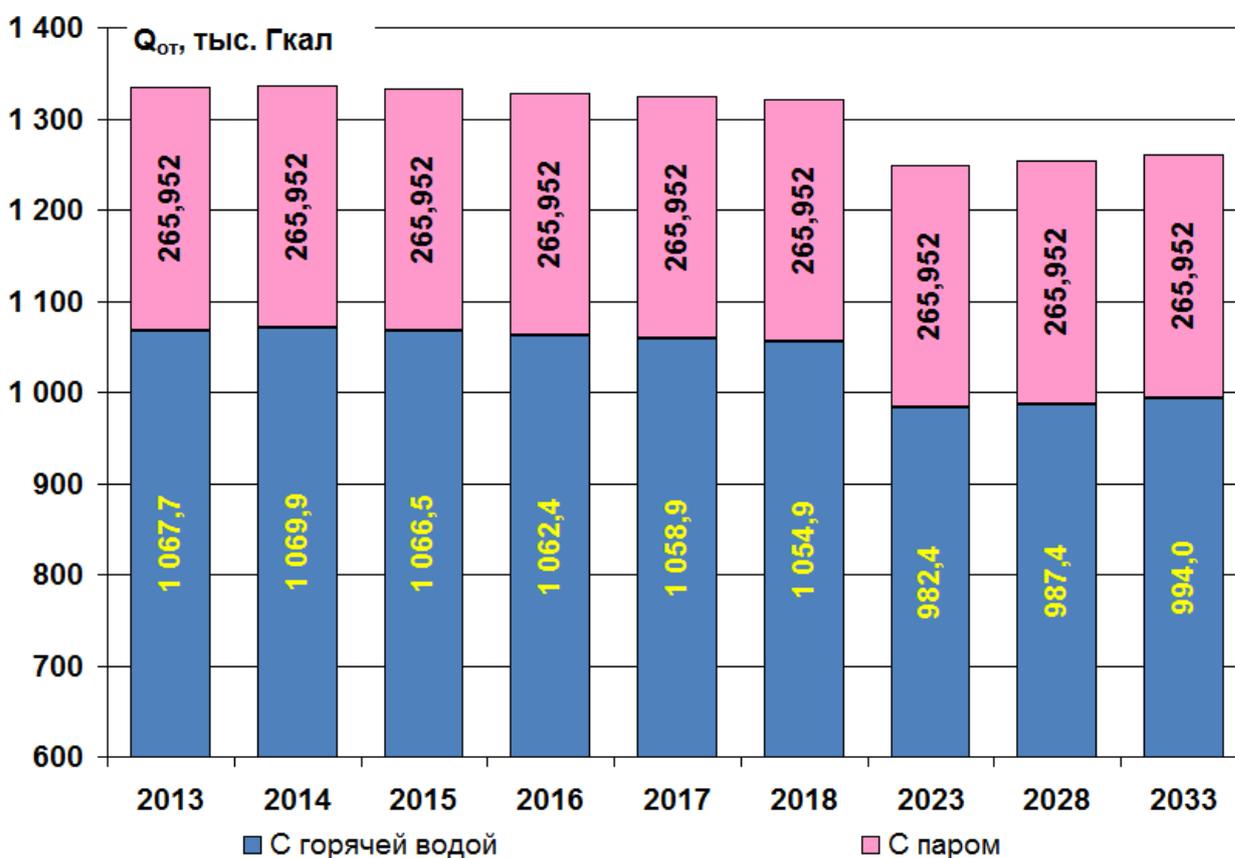


Рис. 1.3.20. Прогноз на 2014 - 2033 годы отпуска Кировской ТЭЦ-3 тепловой энергии внешним потребителям по видам теплоносителя (ТЭЦ в целом)

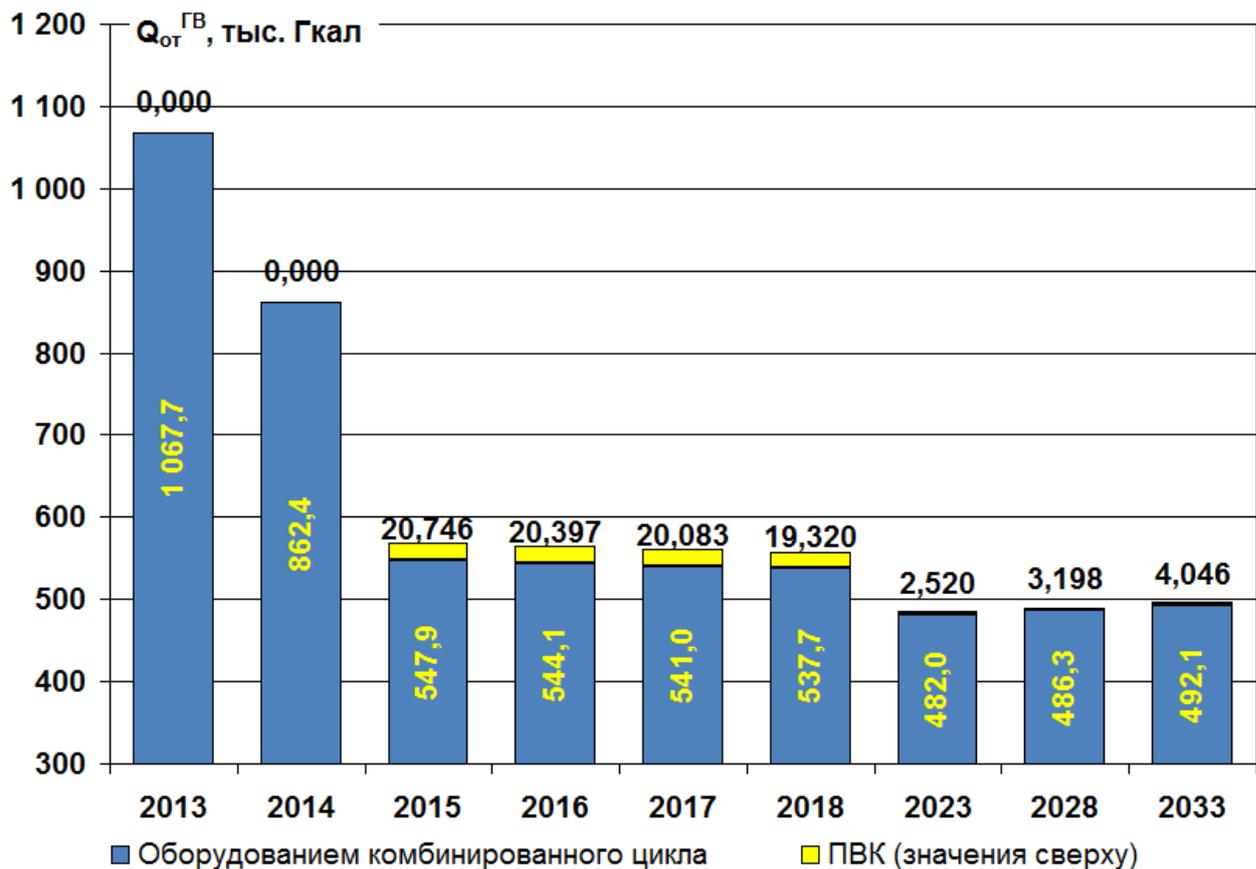


Рис. 1.21. Прогноз на 2014 - 2033 годы отпуска тепловой энергии внешним потребителям с горячей водой Кировской ТЭЦ-3 (существующее оборудование)

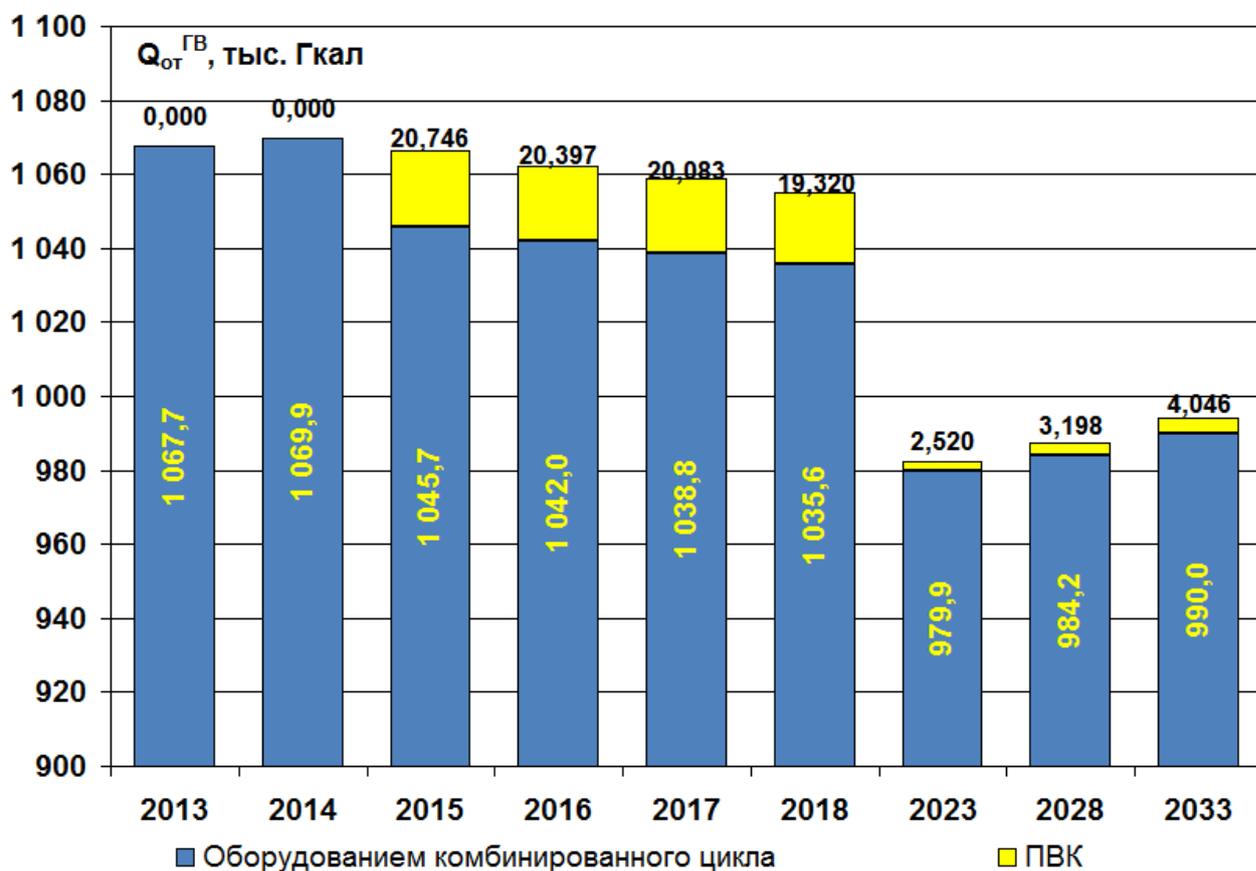


Рис. 1.3.22. Прогноз на 2014 - 2033 годы отпуска тепловой энергии внешним потребителям с горячей водой Кировской ТЭЦ-3 (ТЭЦ в целом)

Перспективная динамика изменения удельных расходов условного топлива на отпуск тепловой энергии отражена на рис. 1.3.23 –1.3.28. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы:

– существенно уменьшение отпуска тепла от существующей части ТЭЦ с увеличением доли отпуска тепла с паром (из-за передачи части нагрузки в сетевой водой на ПГУ-220Т), а также соответствующее увеличение доли технологических потерь тепла, связанных с отпуском тепла внешним потребителям, обуславливает увеличение удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии существующим оборудованием при расчете по физическому методу на 3,8 кг у.т./Гкал относительно уровня 2013 года. При расчете по пропорциональному методу это увеличение еще более существенно (из-за увеличения доли выработки электроэнергии на тепловом потреблении) – на 7,5 кг у.т./Гкал;

– удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии ПГУ-220Т практически не изменяется с момента ввода её в эксплуатацию и существенно меньше, чем базовые показатели тепловой экономичности ТЭЦ до ввода ПГУ;

– несмотря на некоторое уменьшение отпуска тепла ТЭЦ в целом в прогнозируемом периоде с соответствующим увеличением доли технологических потерь тепла, наблюдается общее увеличение тепловой экономичности ТЭЦ по отпуску тепла, обусловленное вводом ПГУ: удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии по ТЭЦ в целом при расчете по физическому методу уменьшится к 2033 году на 5,4 кг у.т./Гкал относительно уровня 2013 года;

– некоторое увеличение удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии в целом по ТЭЦ при расчете по пропорциональному методу относительно уровня 2013 года обусловлено особенностями расчета по этому методу показателей тепловой экономичности ПГУ и не отражает реального изменения экономичности оборудования.

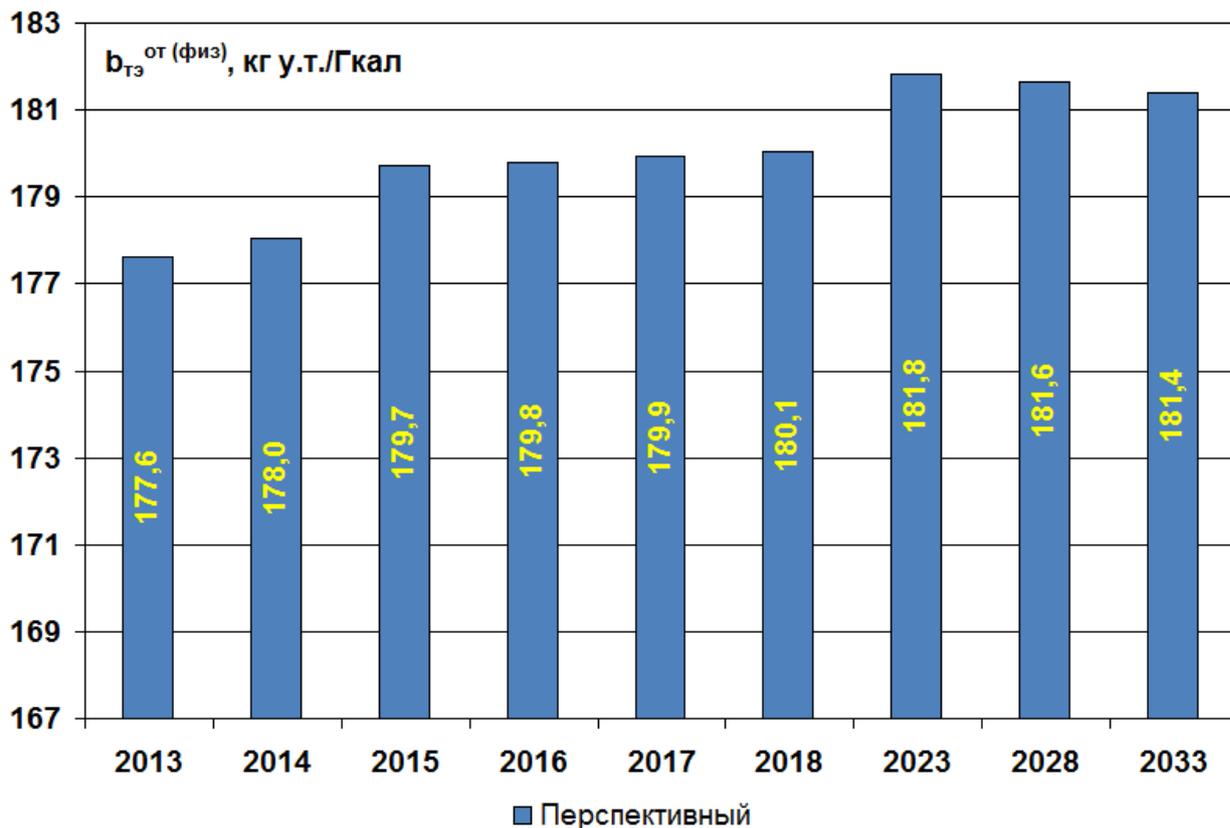


Рис. 1.3.23. Прогноз на 2014 - 2033 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Кировской ТЭЦ-3 (физический метод) (существующее оборудование)

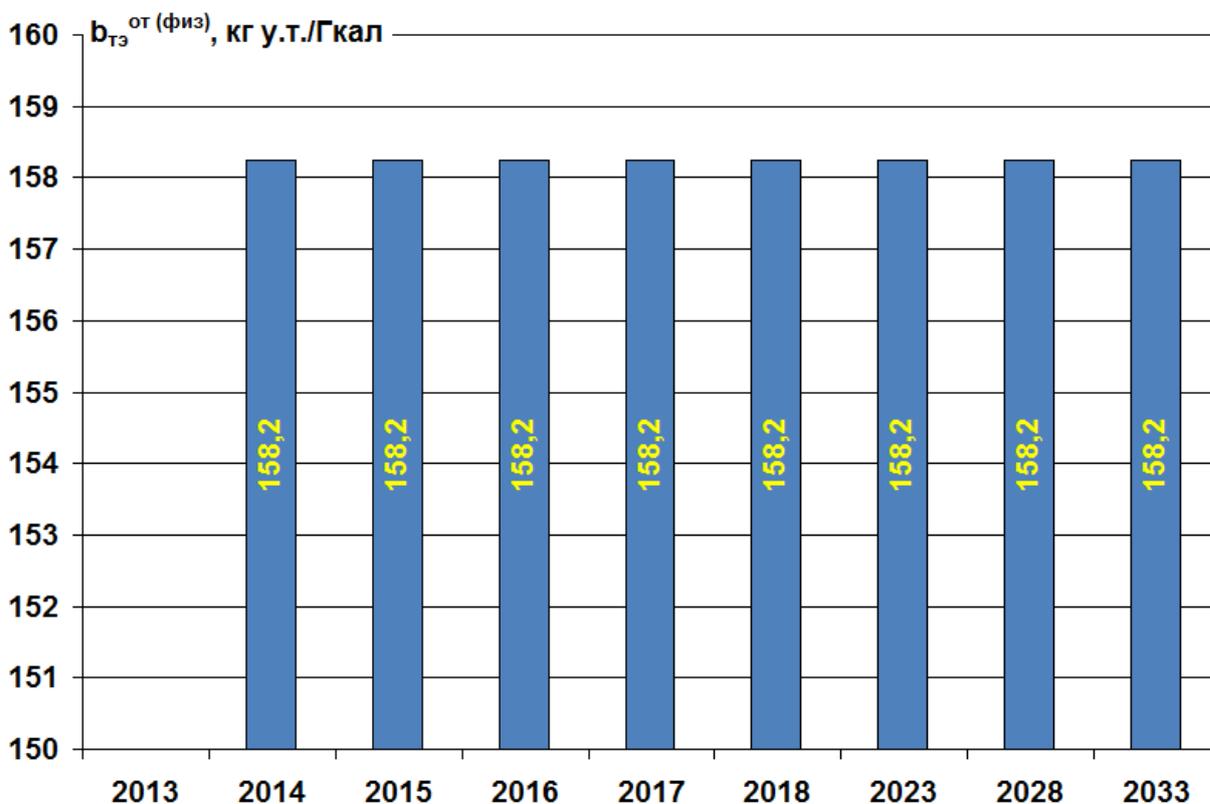


Рис. 1.3.24. Прогноз на 2014 - 2033 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Кировской ТЭЦ-3 (физический метод) (вновь вводимая ПГУ-220Т)

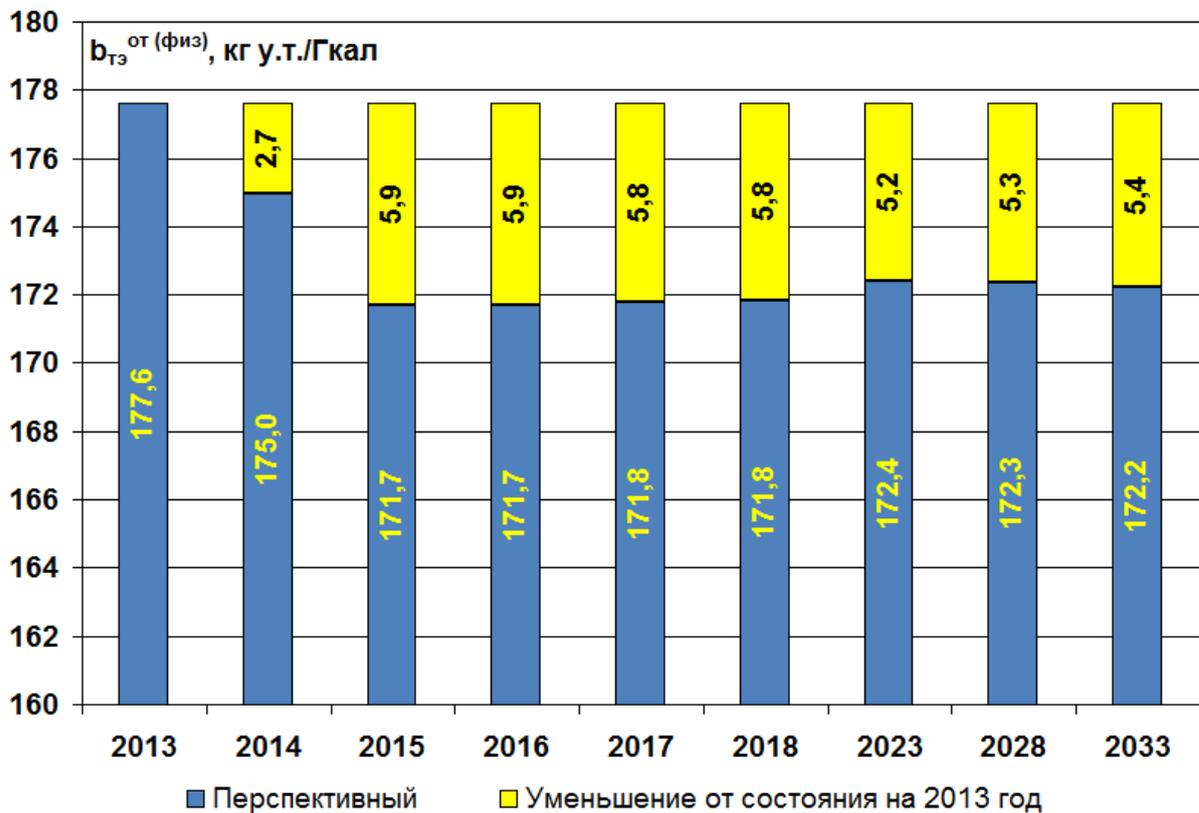


Рис. 1.3.25. Прогноз на 2014 - 2033 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Кировской ТЭЦ-3 (физический метод) (ТЭЦ в целом)

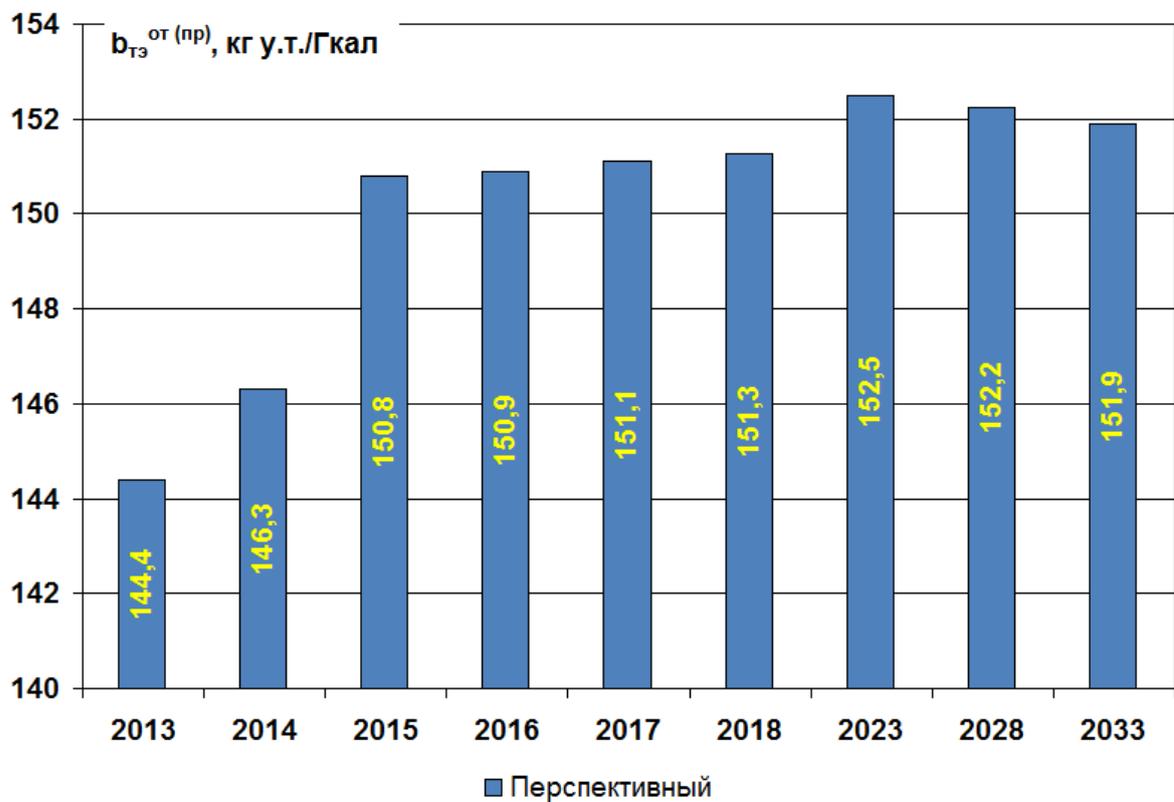


Рис. 1.3.26. Прогноз на 2014 - 2033 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Кировской ТЭЦ-3 (пропорциональный метод) (существующее оборудование)

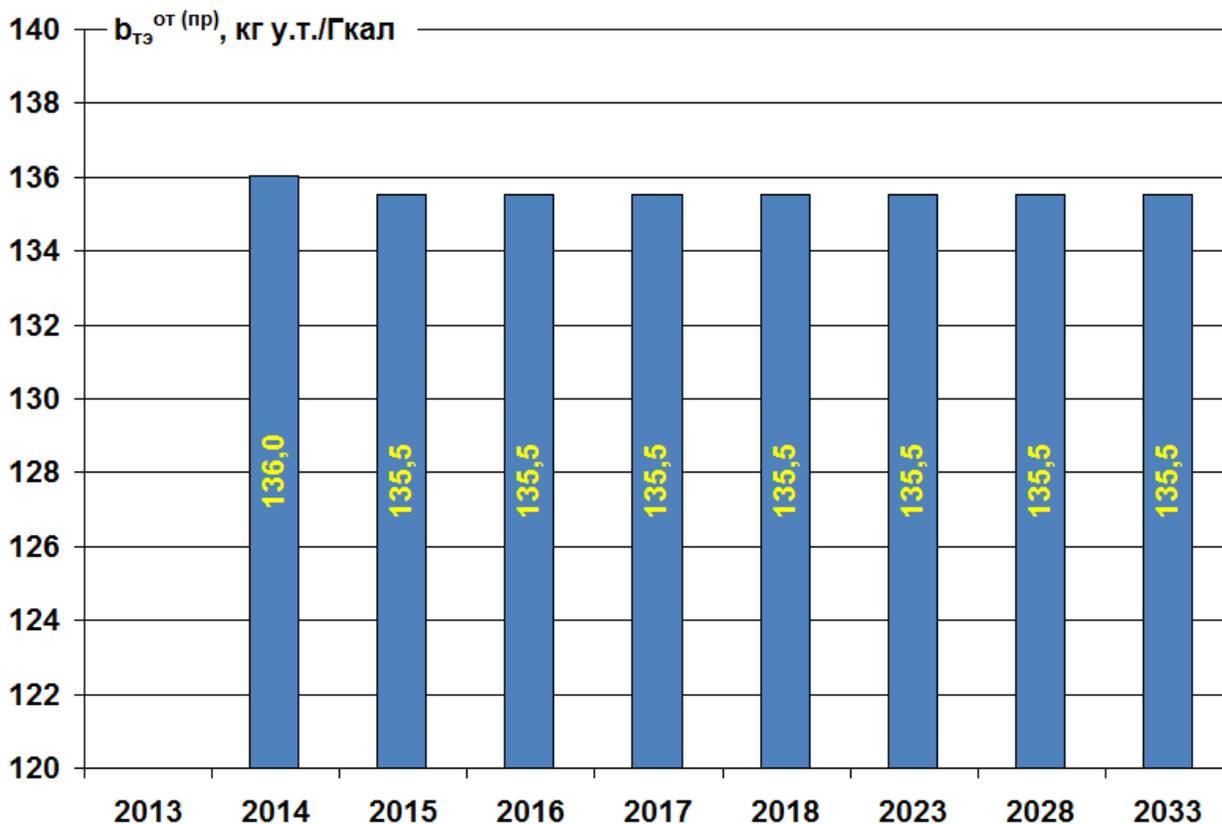


Рис. 1.3.27. Прогноз на 2014 - 2033 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Кировской ТЭЦ-3 (пропорциональный метод) (вновь вводимая ПГУ-220Т)

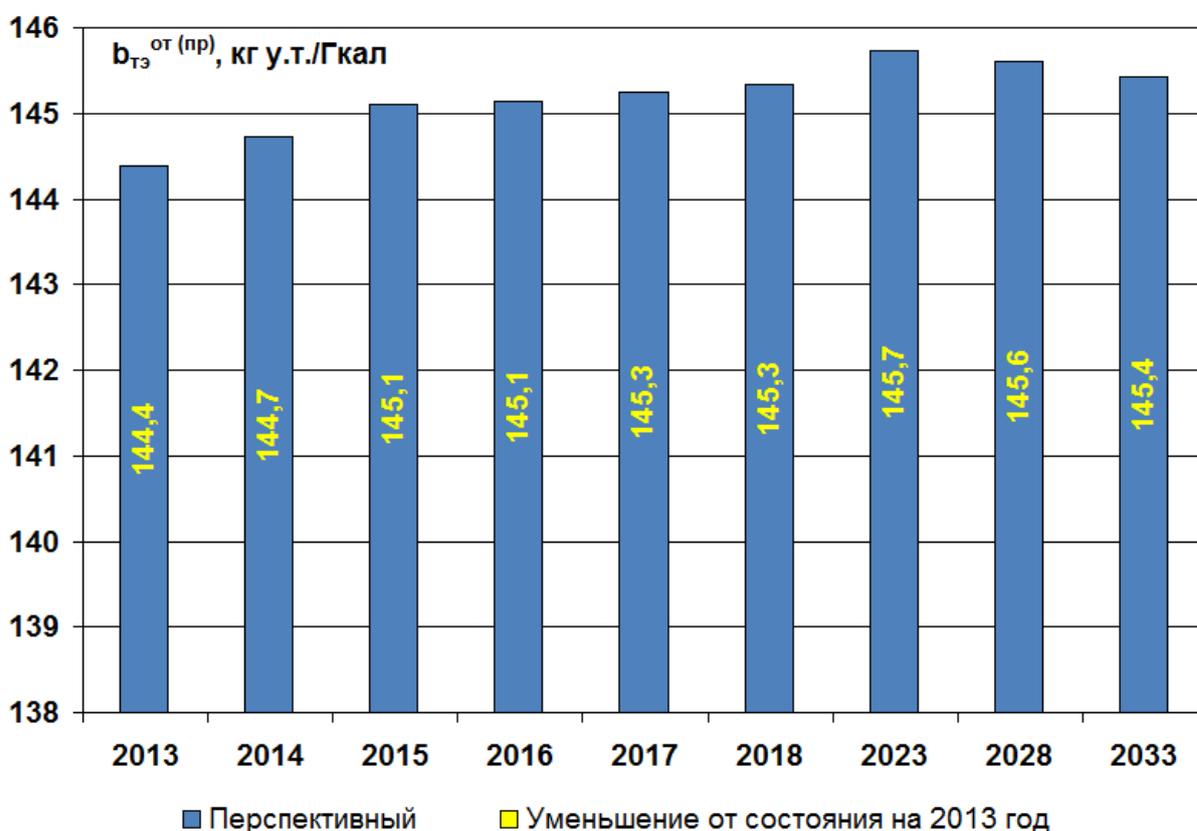


Рис. 1.3.28. Прогноз на 2014 - 2033 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Кировской ТЭЦ-3 (пропорциональный метод) (ТЭЦ в целом)

## 1.4. Расчет суммарного потребления условного топлива Кировской ТЭЦ-3 на период 2014 – 2033 годы

Динамика изменения расхода условного топлива по Кировской ТЭЦ-3 в прогнозируемом периоде 2014 – 2033 гг. от состояния 2013 г. приведена на рис. 1.4.1, динамика изменения полного расхода топлива – на рис. 1.4.2 – 1.4.14.

Видно, что изменения годового расхода топлива Кировской ТЭЦ-3 в период до 2014 года в целом соответствуют динамике изменения отпуска тепла внешним потребителям от ТЭЦ.

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

К 2033 году годовой расход топлива Кировской ТЭЦ-3 увеличится на 240,9 тыс. т у.т. относительно фактического потребления топлива в 2013 году. Коэффициент использования топлива также несколько увеличивается с 60,1 % в 2013 году до 61,6 % в 2033 году, главным образом, из-за уменьшения выработки электроэнергии по конденсационному циклу существующим оборудованием ТЭЦ и вводов ПГУ.

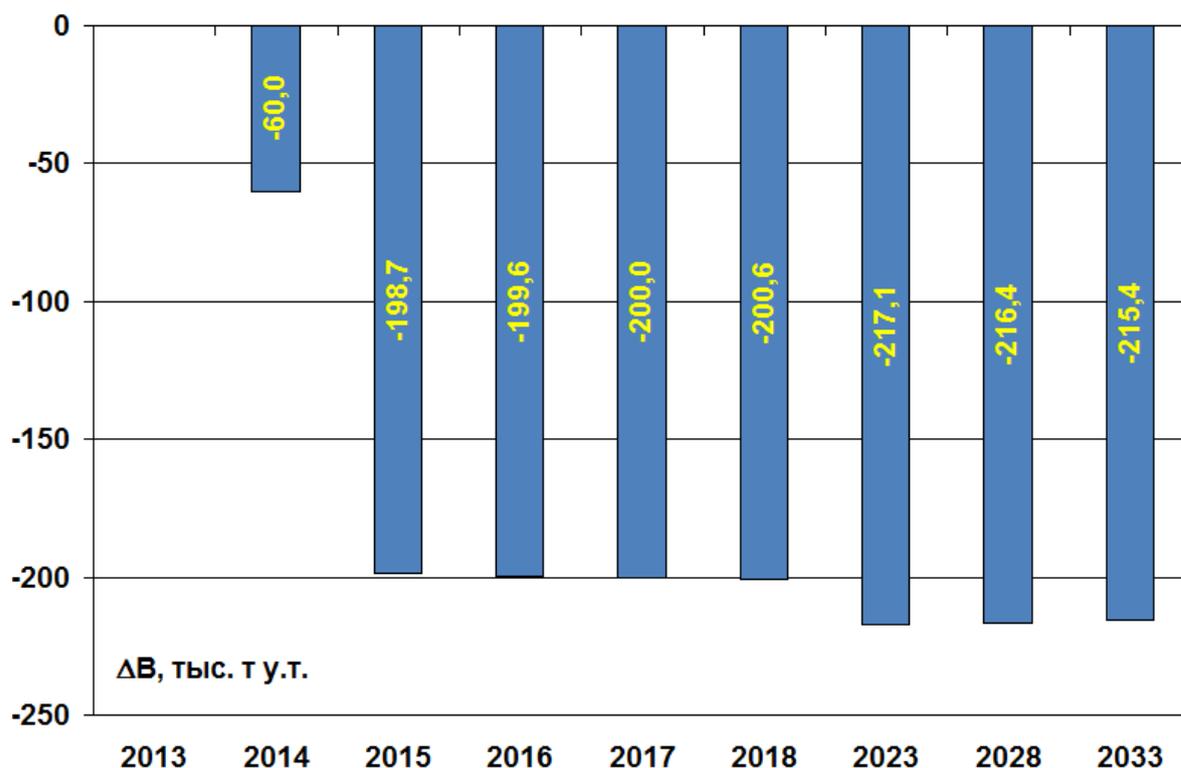


Рис.1.4.1. Прогноз на 2014 - 2033 годы изменения расхода условного топлива Кировской ТЭЦ-3 от состояния на 2013 год (существующее оборудование)

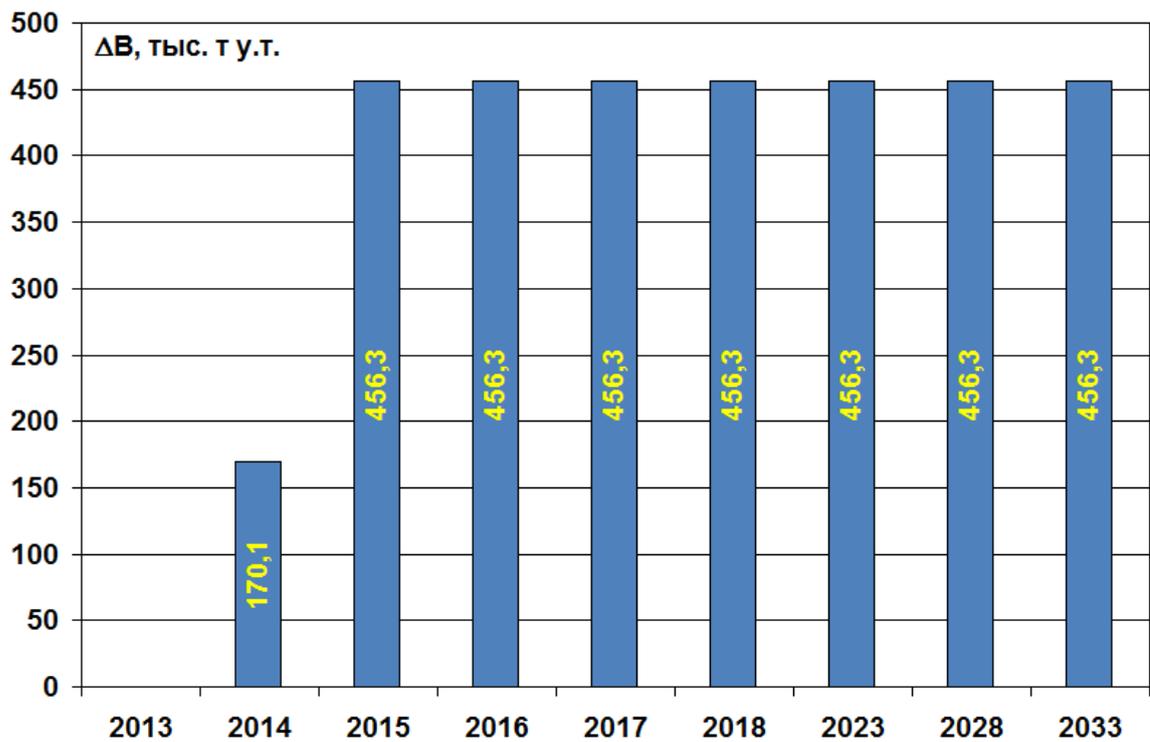


Рис.1.4.2. Прогноз на 2014 - 2033 годы изменения расхода условного топлива Кировской ТЭС-3 от состояния на 2013 год (вновь вводимая ПГУ-220Т)

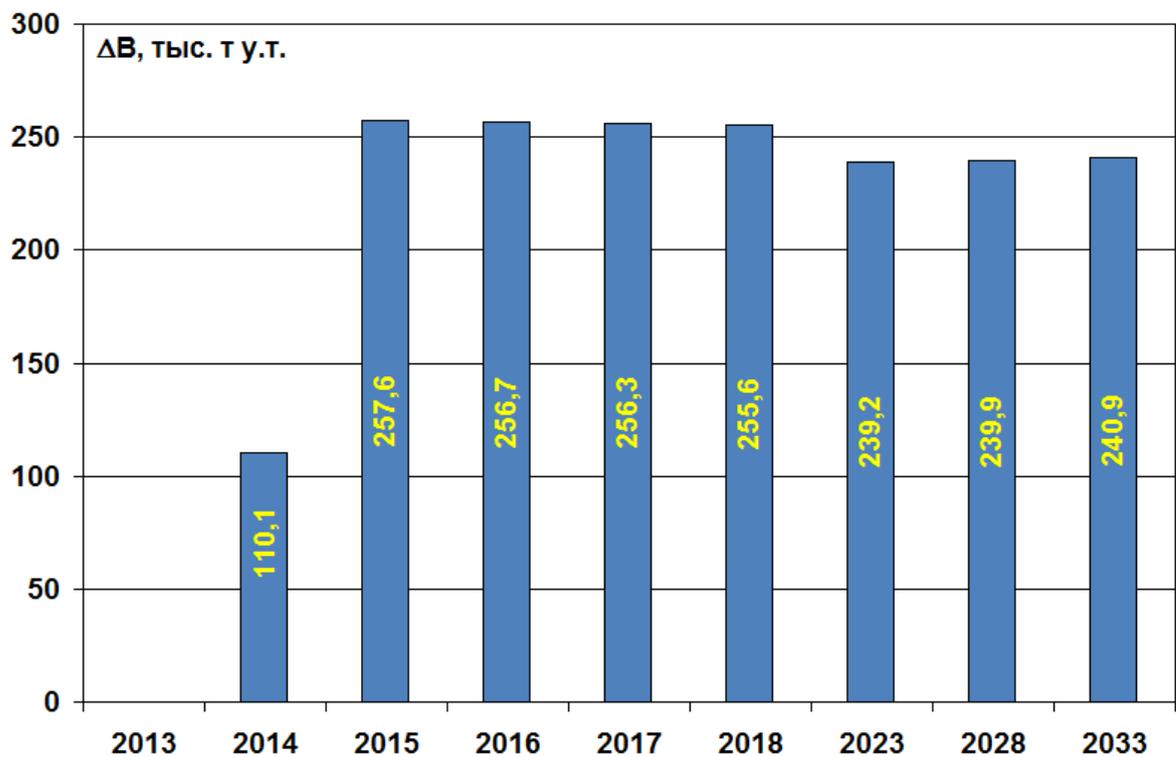


Рис.1.4.3. Прогноз на 2014 - 2033 годы изменения расхода условного топлива Кировской ТЭС-3 от состояния на 2013 год (ТЭС в целом)

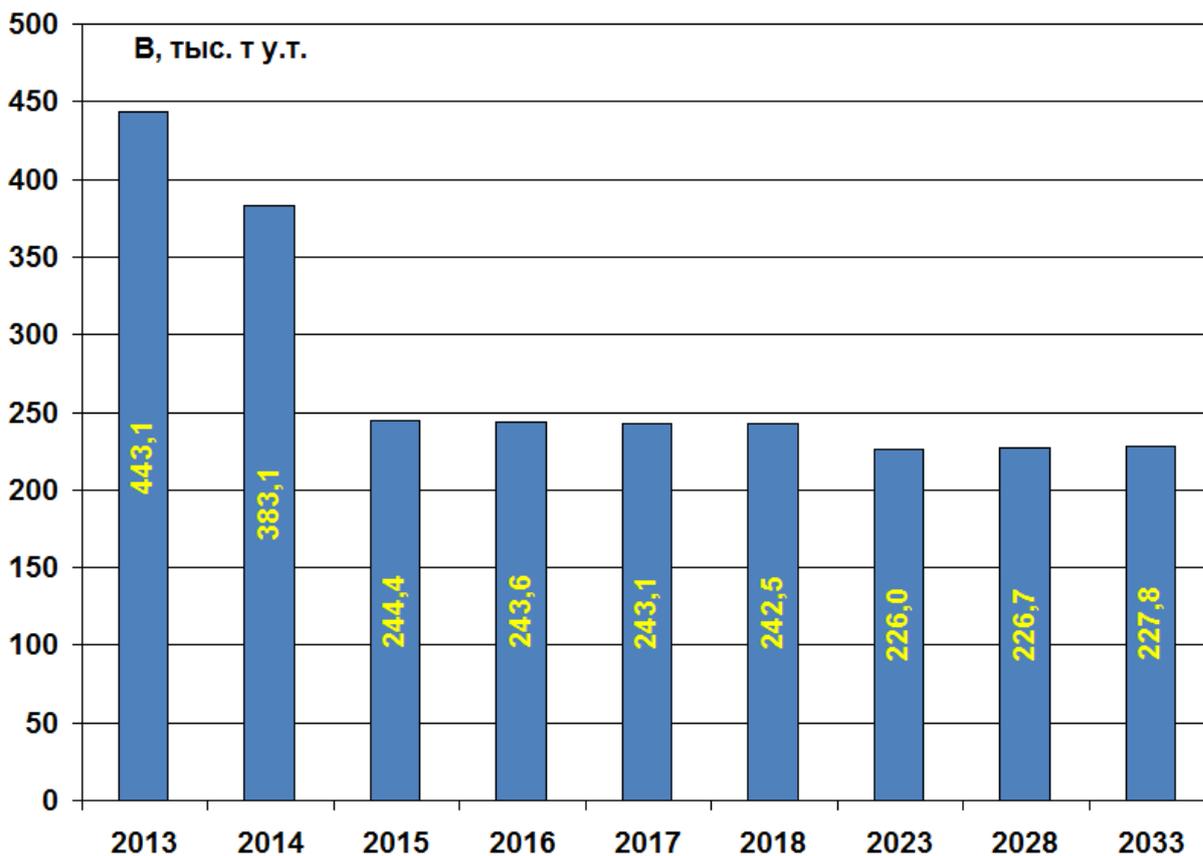


Рис. 1.18а. Перспективный суммарный расход условного топлива по Кировской ТЭЦ-3 (существующее оборудование)

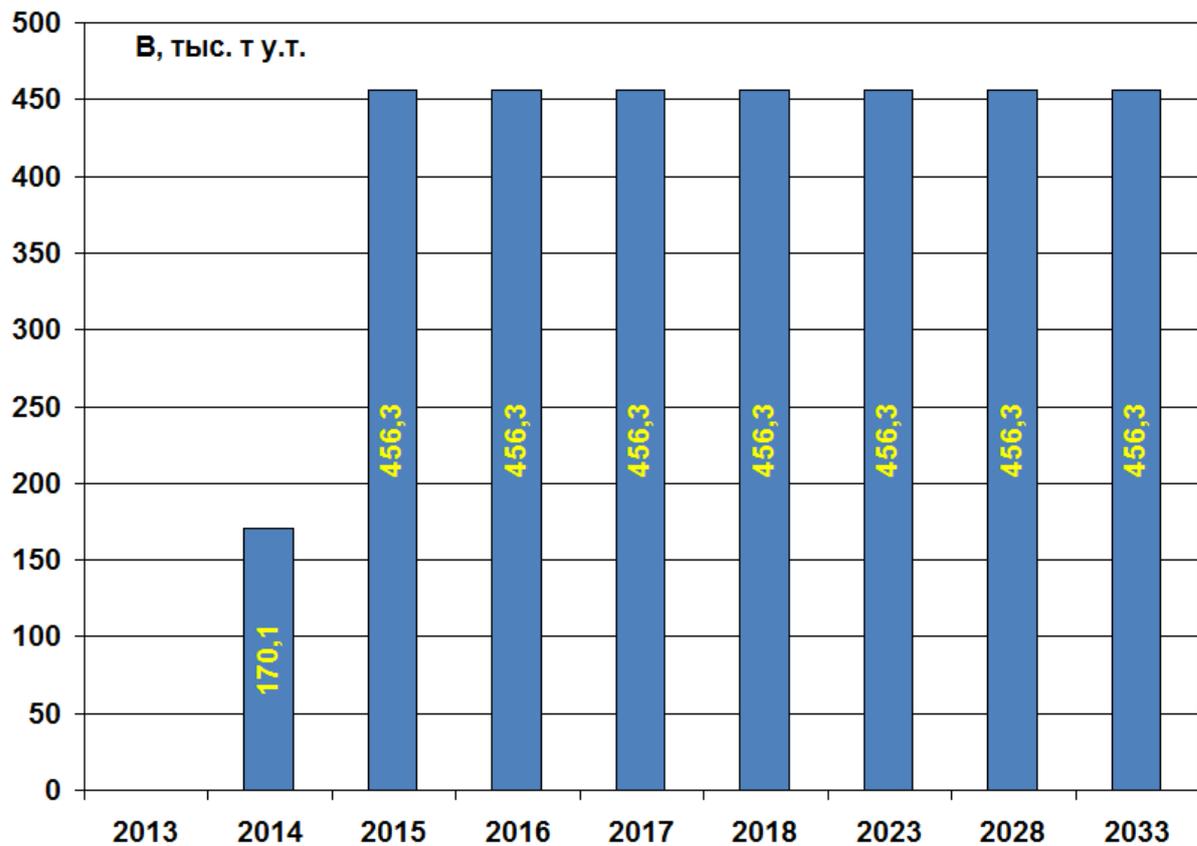


Рис. 1.4.4. Перспективный суммарный расход условного топлива по Кировской ТЭЦ-3 (вновь вводимая ПГУ-220Т)

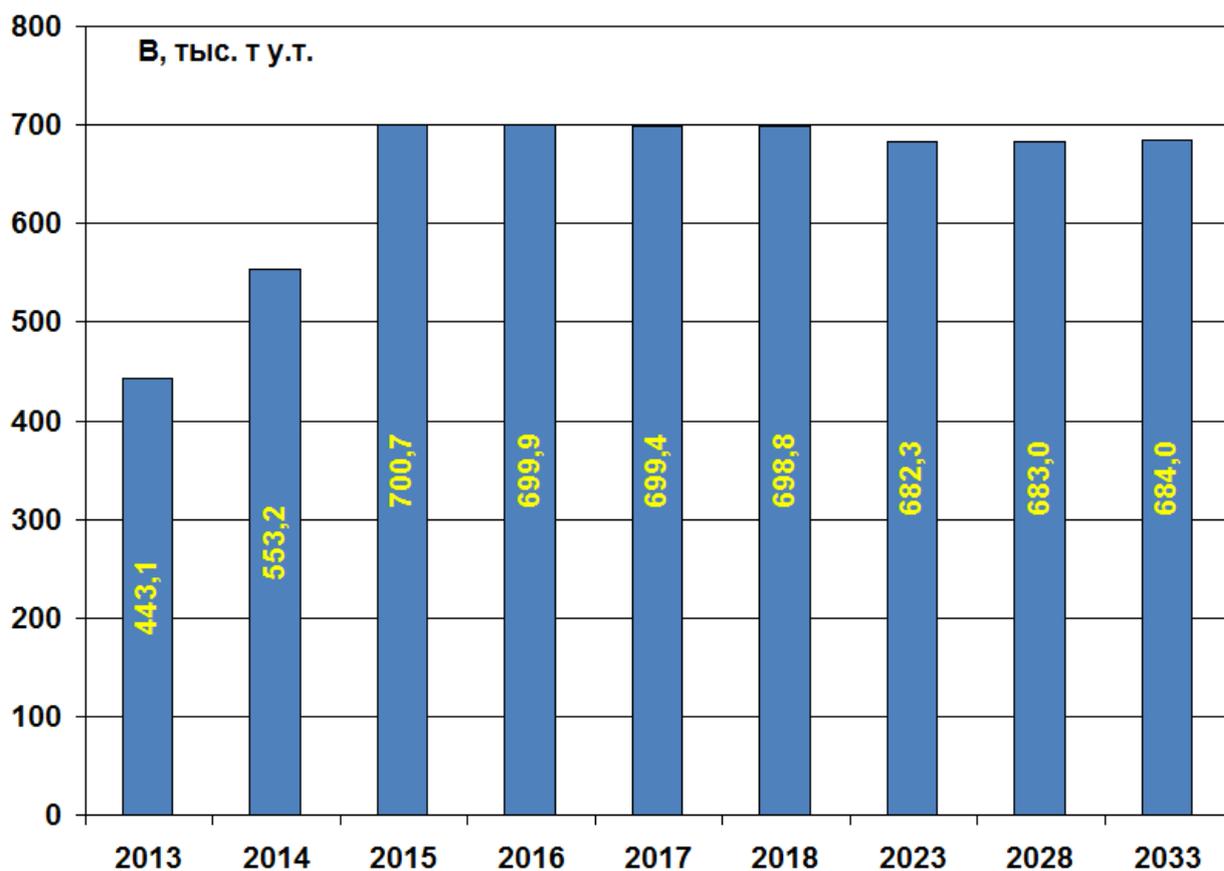


Рис. 1.4.5. Перспективный суммарный расход условного топлива по Кировской ТЭЦ-3 (ТЭЦ в целом)

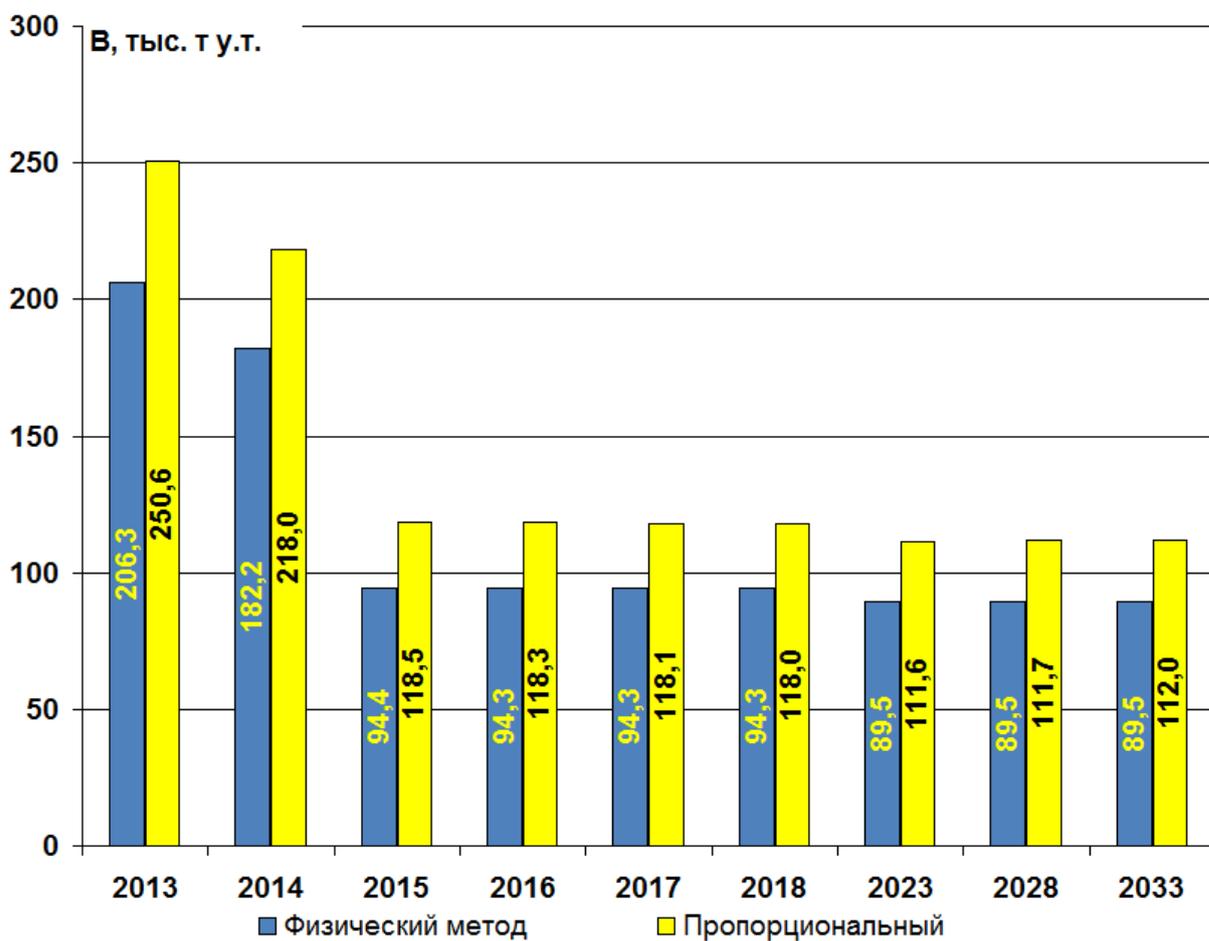


Рис.1.4.6. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по Кировской ТЭЦ-3 (существующее оборудование)

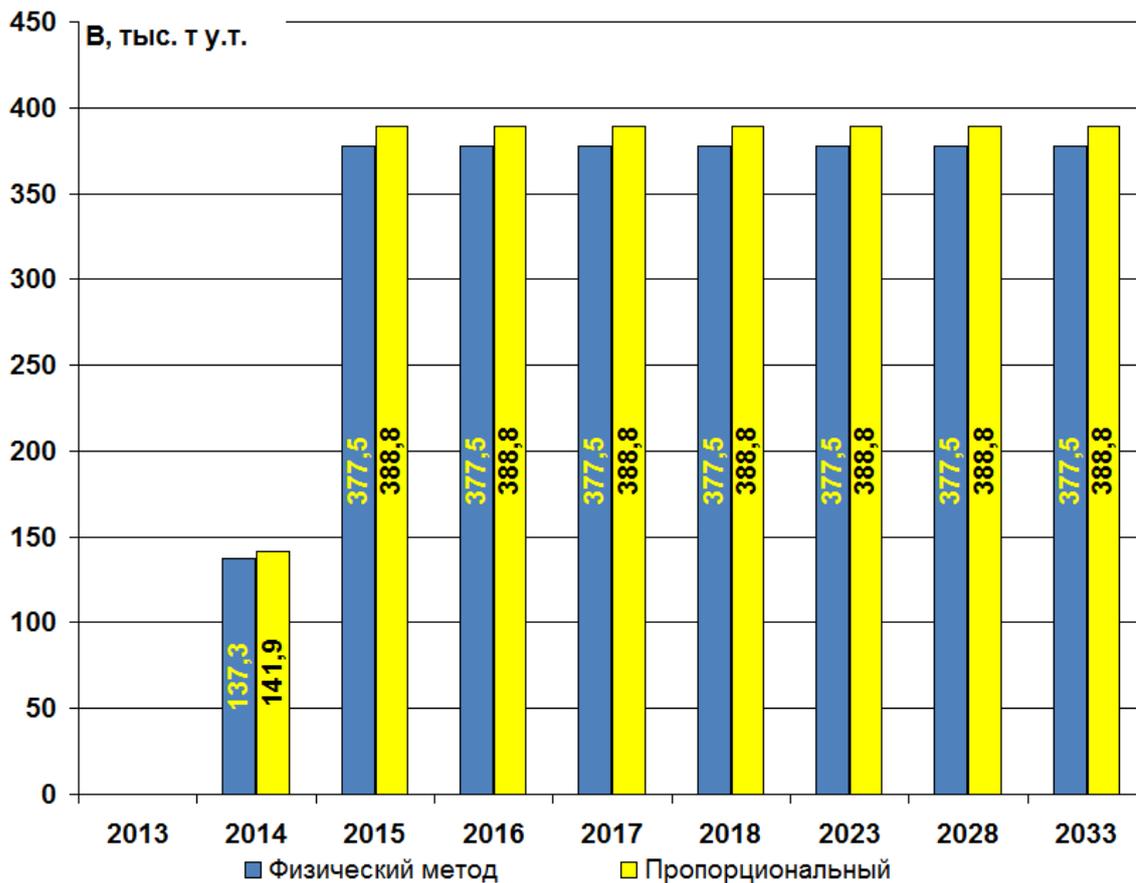


Рис.1.4.7. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по Кировской ТЭЦ-3 (вновь вводимая ПГУ-220Т)

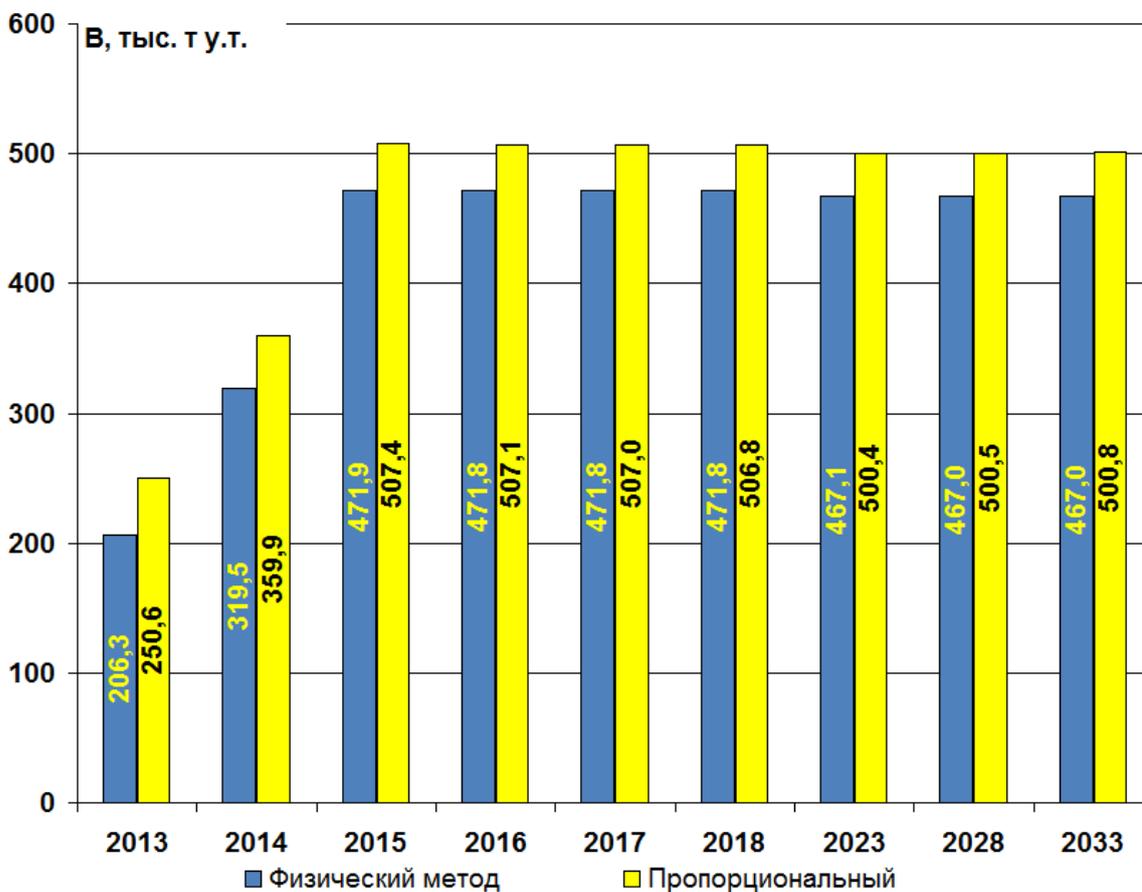


Рис.1.4.8. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по Кировской ТЭЦ-3 (ТЭЦ в целом)

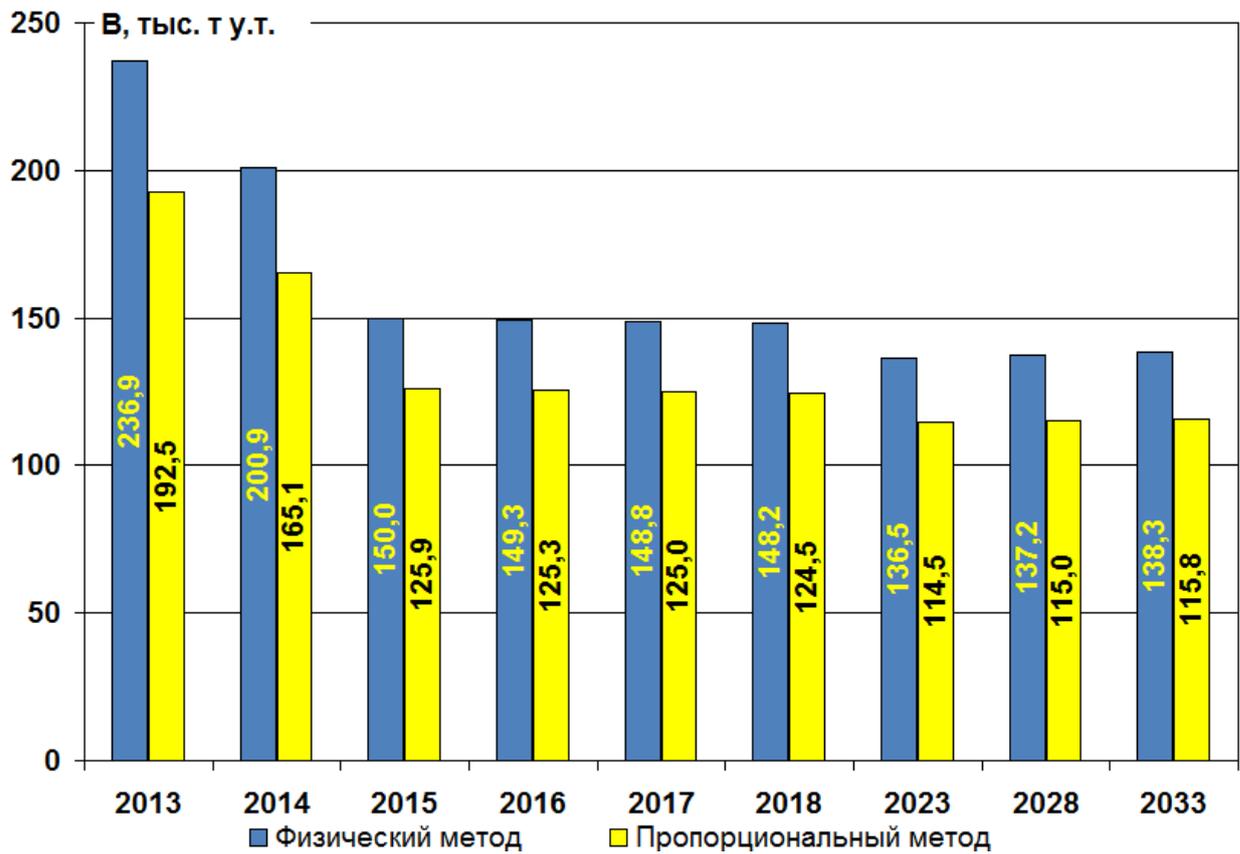


Рис.1.4.9. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии по Кировской ТЭС-3 (существующее оборудование)

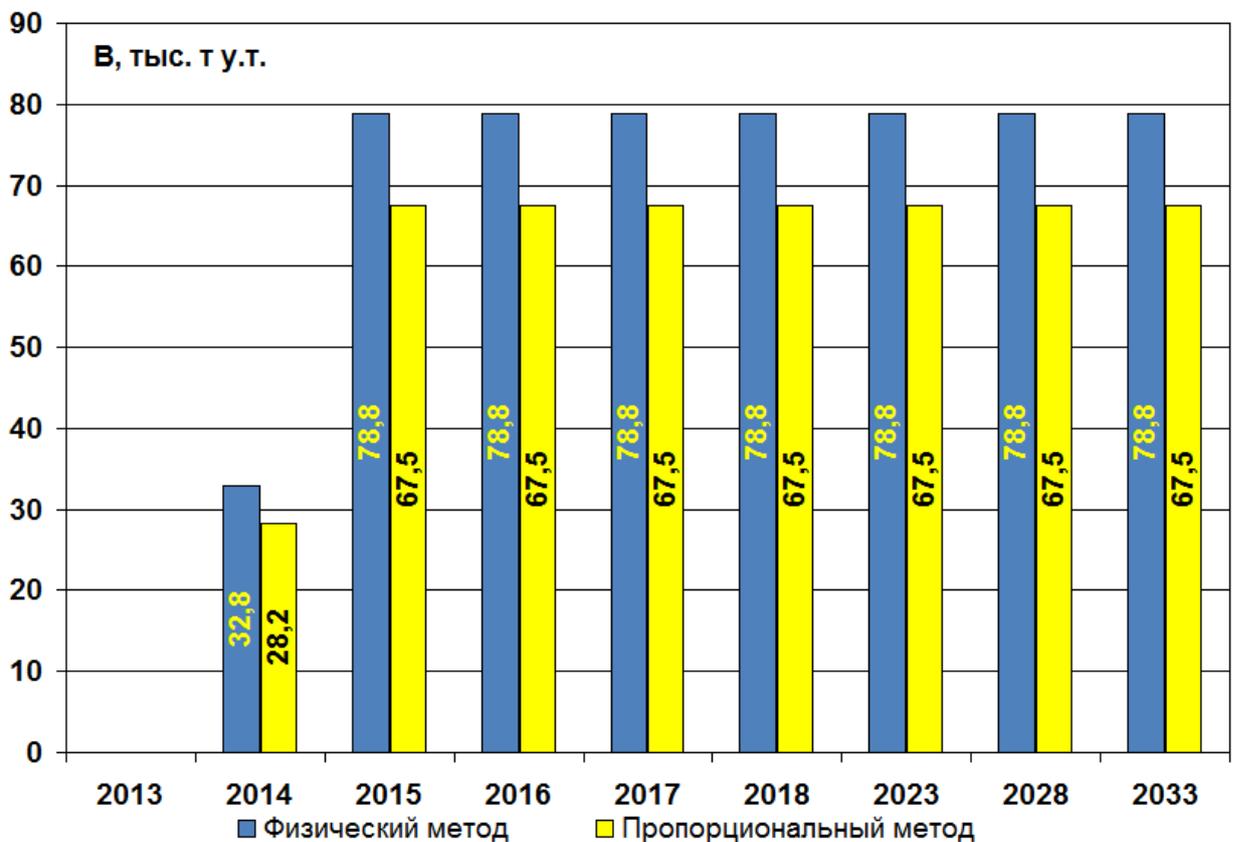


Рис.1.4.10. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии по Кировской ТЭС-3 (вновь вводимая ПГУ-220Т)

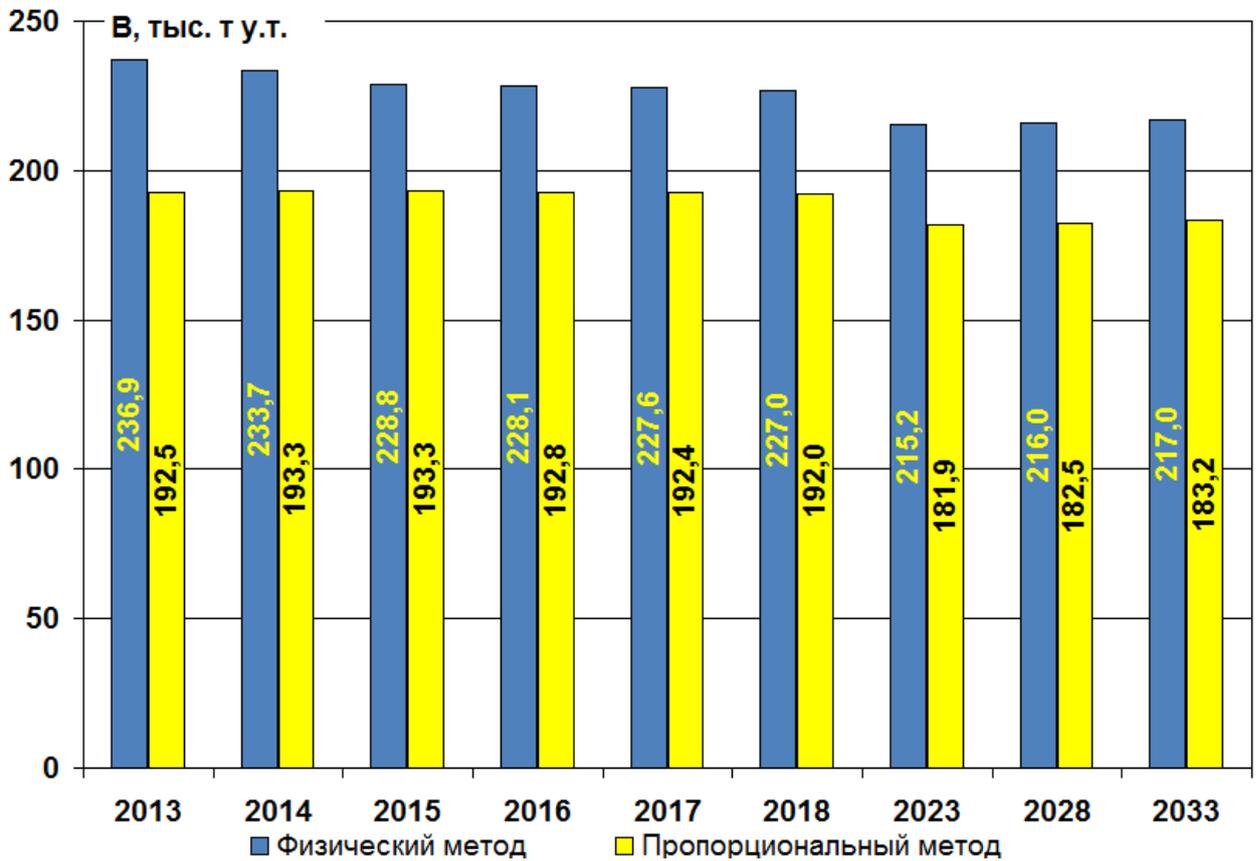


Рис.1.4.11. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии по Кировской ТЭЦ-3 (ТЭЦ в целом)

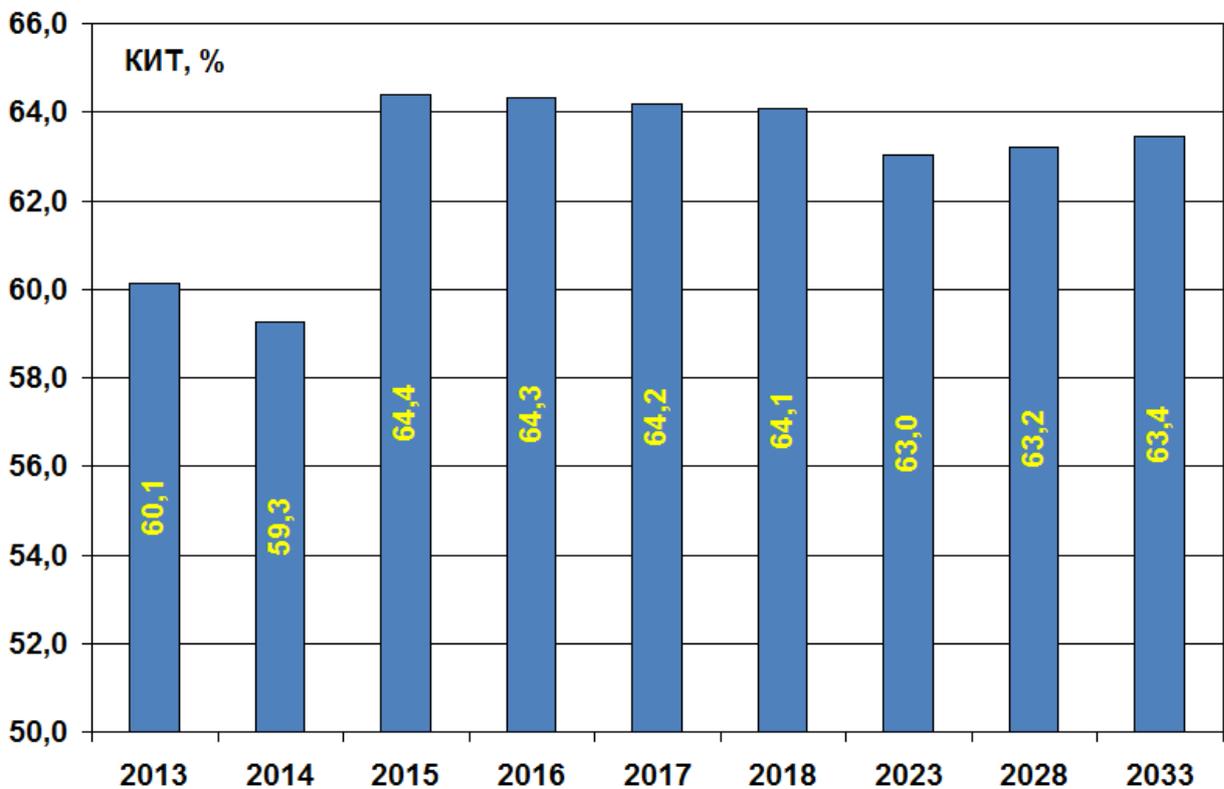


Рис.1.4.12. Прогноз на 2014 - 2033 годы изменения коэффициента использования топлива Кировской ТЭЦ-3 (существующее оборудование)

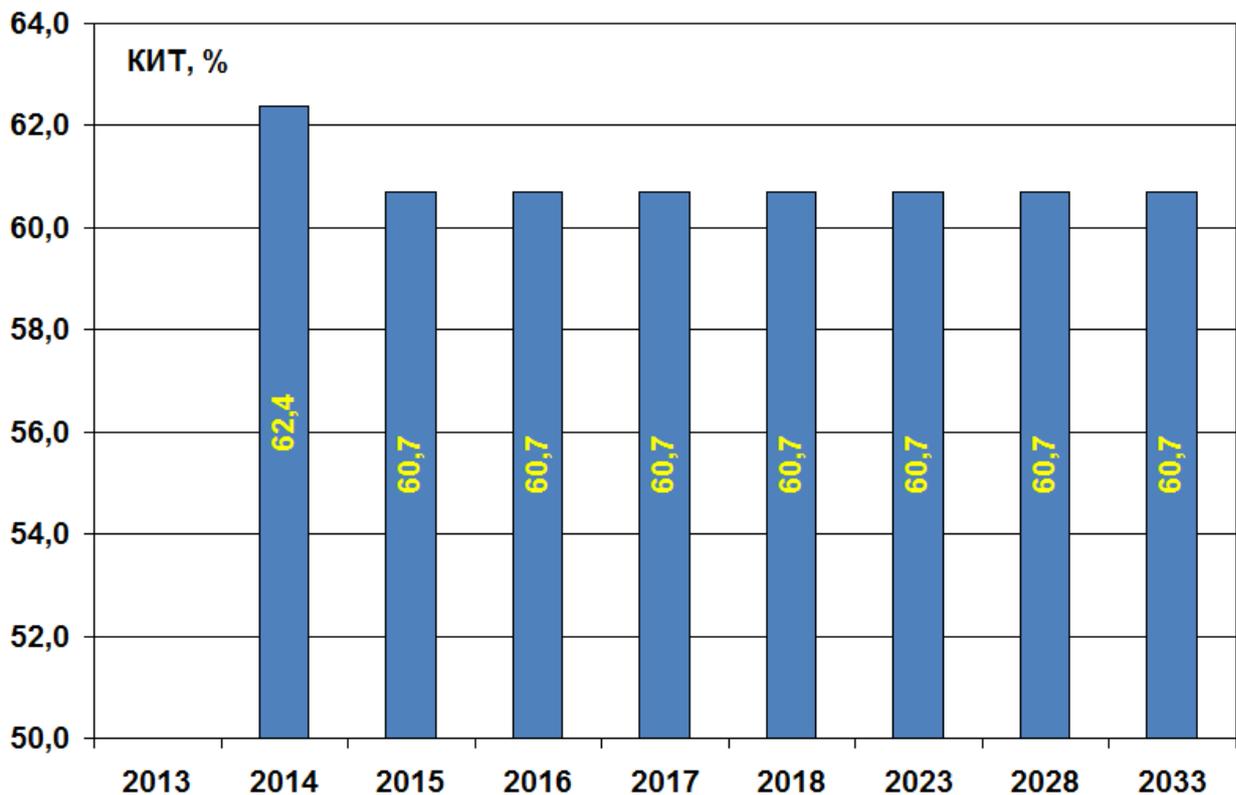


Рис. 1.4.13. Прогноз на 2014 - 2033 годы изменения коэффициента использования топлива Кировской ТЭЦ-3 (вновь вводимая ПГУ-220Т)

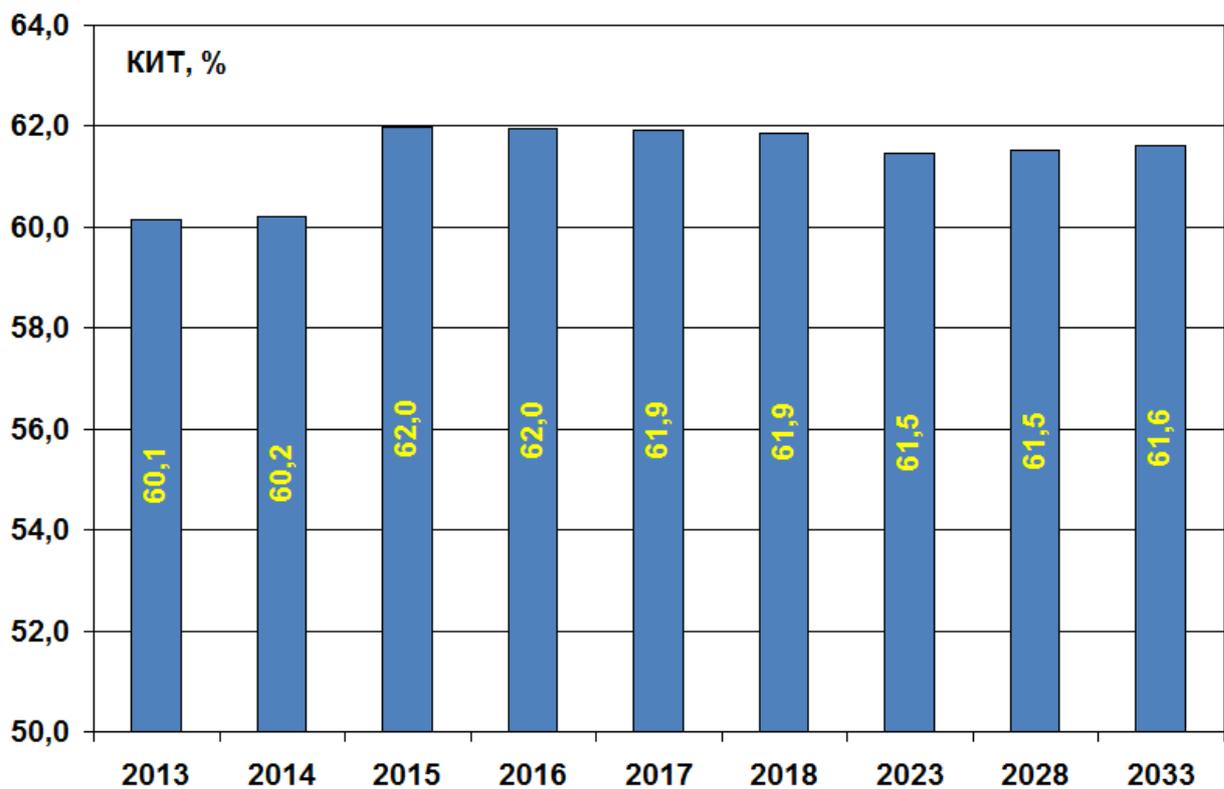


Рис.1.4.14. Прогноз на 2014 - 2033 годы изменения коэффициента использования топлива Кировской ТЭЦ-3 (ТЭЦ в целом)

## 1.5. Расчет перспективных технико-экономических показателей работы котельной микрорайона Каринторф

### 1.5.1. Исходные данные по базовому периоду

За базовый период принят 2013 год. Исходные данные приняты по представленным энергообъектами формам корпоративной 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, установок и механизмов собственных нужд;
- технико-экономические показатели работы котельных единиц оборудования и котельной в целом.

Основные показатели, принятые в качестве исходных данных, сведены в табл. 1.1.

#### Исходные данные для расчета топливных балансов котельной микрорайона Каринторф

Наименование источника	Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя
Котельная №1	Число часов работы котлов в базовом периоде, ч/год:	5 544
	Выработка тепловой энергии брутто котлами, Гкал	15 118
	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	14 756
	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т./Гкал	155,2
	Полный годовой расход топлива, т у.т.	1 935
	Затраты тепловой энергии на собственные нужды котельной, Гкал	362,0
	То же, % (от выработки тепловой энергии брутто котлами)	2,39 %

### 1.5.2. Исходные данные по прогнозируемому периоду

Определяющими при расчете показателей работы котельных в перспективном периоде являются изменения отпуска тепловой энергии с коллекторов в сравнении с фактическим отпуском тепловой энергии в базовом периоде (помесечно).

Перспективное увеличение тепловых нагрузок котельных котельной микрорайона Каринторф на период 2014 – 2028 гг. показан в табл. 1.5.1.

Таблица 1.5.1.

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Рассматриваемый период, год							
			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 – 2023 гг.	2024 - 2028 гг.	2029 - 2033 гг.
5	Тепловая нагрузка ГВС потребителей	Гкал/ч	0,0	0,0	0,136	0,304	0,447	0,61	0,61	0,61
6	Подключенная тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	4,0	4,0	4,136	4,304	4,447	4,61	4,61	4,61
7	Резерв/дефицит тепловой энергии	Гкал/ч	1,32	1,32	1,22	1,12	1,02	0,72	0,72	0,72

Результаты расчета прогнозируемых технико-экономических показателей котельной микрорайона Каринторф на период 2014–2028 гг. приведен в табл. 1.5.2.

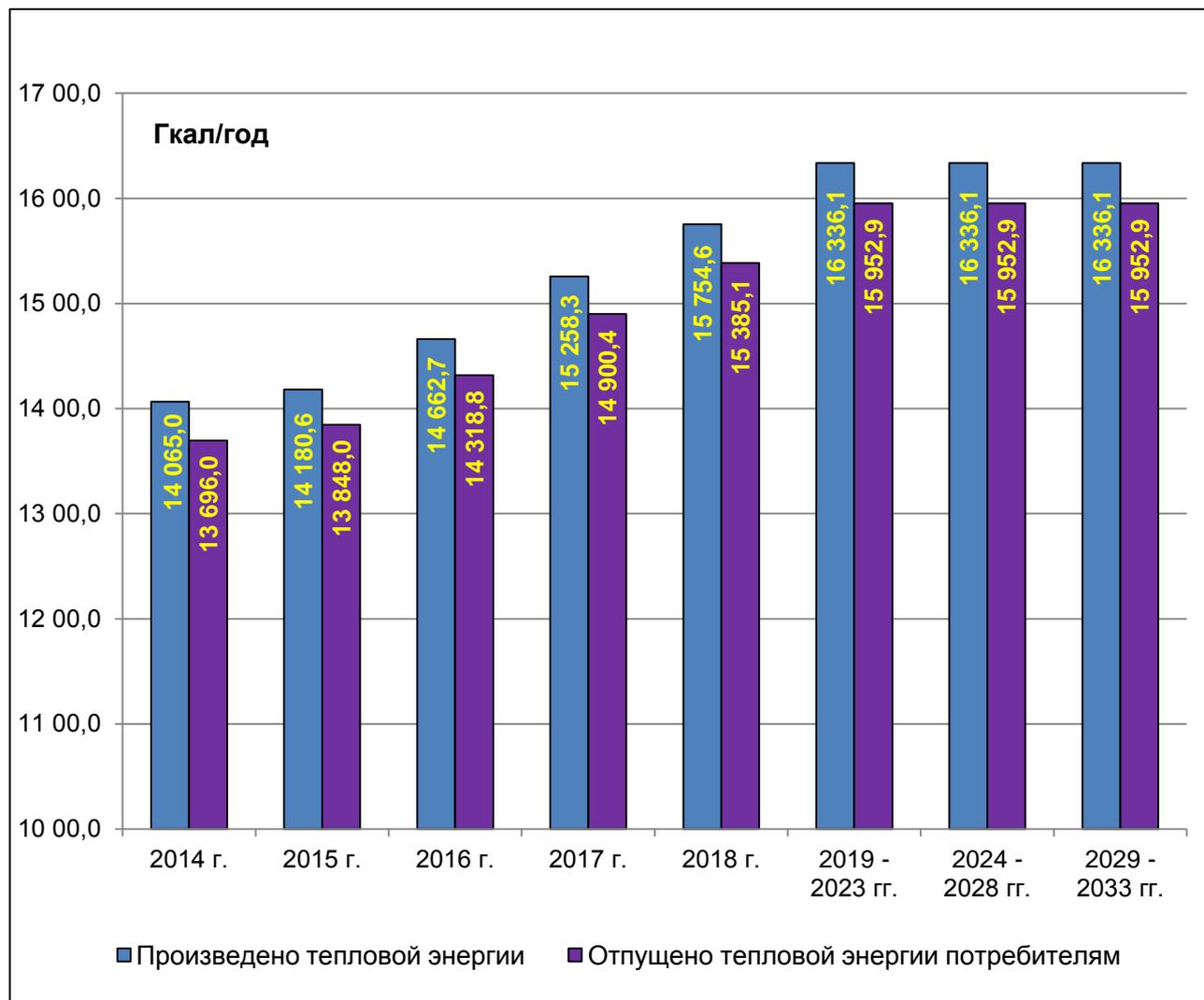
Таблица 1.5.2

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Рассматриваемый период, год							
			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 – 2023 гг.	2024 - 2028 гг.	2029 - 2033 гг.
1	Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	4,0	4,0	4,136	4,304	4,447	4,61	4,61	4,61
2	Выработка тепловой энергии брутто	Гкал/год	14 065	14 181	14 663	15 258	15 755	16 336	16 345	16 354
3	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной	Гкал/год	13 696	13 848	14 319	14 900	15 385	15 953	15 959	15 958
4	Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов,	кг у.т. / Гкал	159,5	159,6	159,7	159,7	159,7	159,8	159,8	159,9
5	Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии,	кг у.т./ Гкал	155,5	155,6	155,7	155,7	155,7	155,8	155,8	155,9
6	Суммарный расход условного топлива за год,	тыс. т у.т.	2130,3	2208,8	2283,9	2376,6	2453,9	2544,5	2544,5	2544,5
7	Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2014 год,	тыс. т у.т.	0,0	65,5	140,6	233,3	310,6	401,2	401,9	403,5
8	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной	тыс. Гкал	33,1	34,3	35,6	37,1	38,3	39,9	39,9	40,0
9	То же, % (от выработки тепла брутто котлами)	%	2,4	2,42	2,43	2,43	2,43	2,44	2,44	2,45

### 1.5.3. Анализ результатов расчета по котельной мкр. Каринторф

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей котельной мкр. Каринторф на период 2014 – 2033 гг. приведены в табл. 1.5.2 и на рис. 1.5.1 – 1.5.4.

Перспективная годовая выработка тепловой энергии и отпуск тепловой энергии внешним потребителям от котельной мкр. Каринторф в период 2014 - 2033 гг. показаны на графике рис. 1.5.1.



**Рис. 1.5.1. Перспективная годовая выработка тепловой энергии и отпуск тепловой энергии внешним потребителям от котельной мкр. Каринторф в период 2014 - 2033 гг.**

Прогноз удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии от котельной мкр. Каринторф на 2014 - 2033 гг. приведен на графике рис. 1.5.2.

Прогноз группового КПД котлов брутто и КПД котлов нетто котельной мкр. Каринторф на 2014 - 2033 гг. приведен на графике рис. 1.5.3.

Прогноз расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной мкр. Каринторф на 2014 - 2033 гг. представлен на графике рис. 1.5.4.

Прогноз относительного расхода тепла на собственные нужды котельной мкр. Каринторф на 2014 - 2033 гг. представлен на графике рис. 1.5.5.

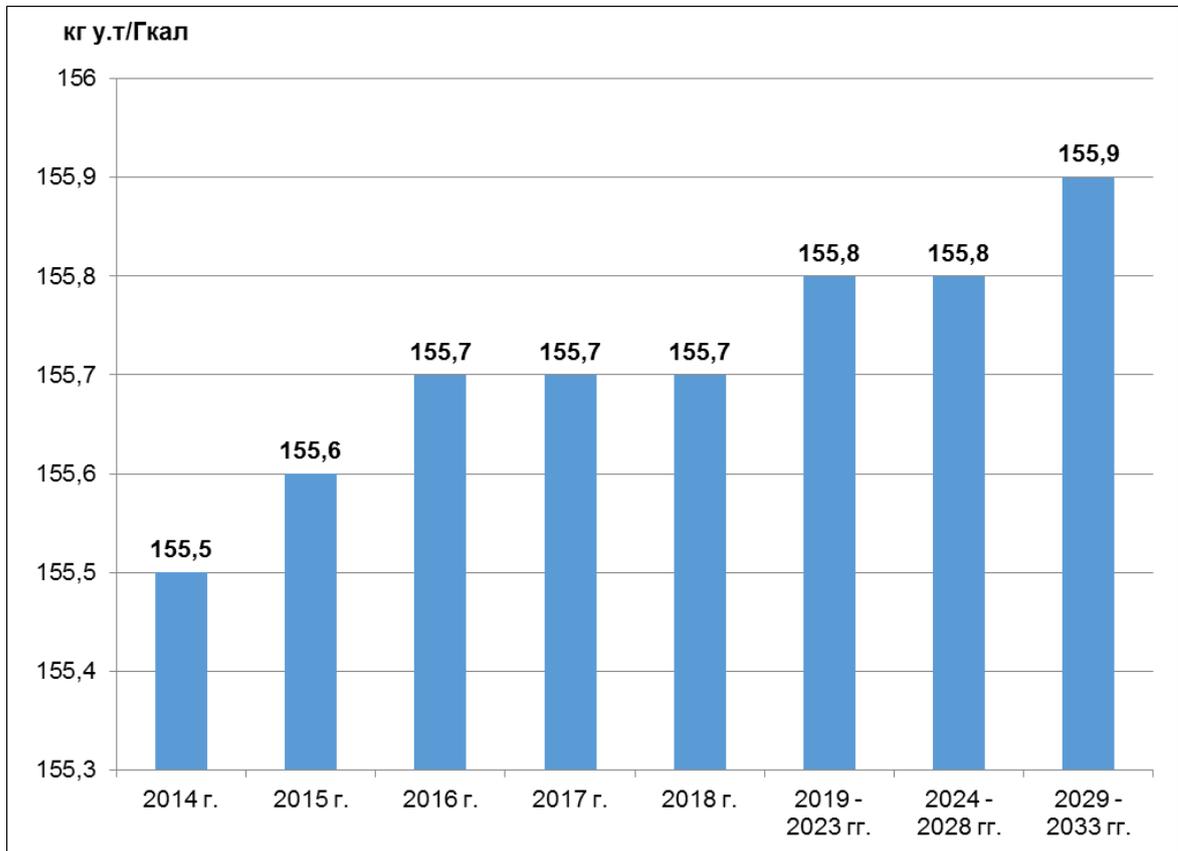


Рис. 1.5.2. Прогноз удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии котельной мкр. Каринторф на 2014 - 2033 гг.

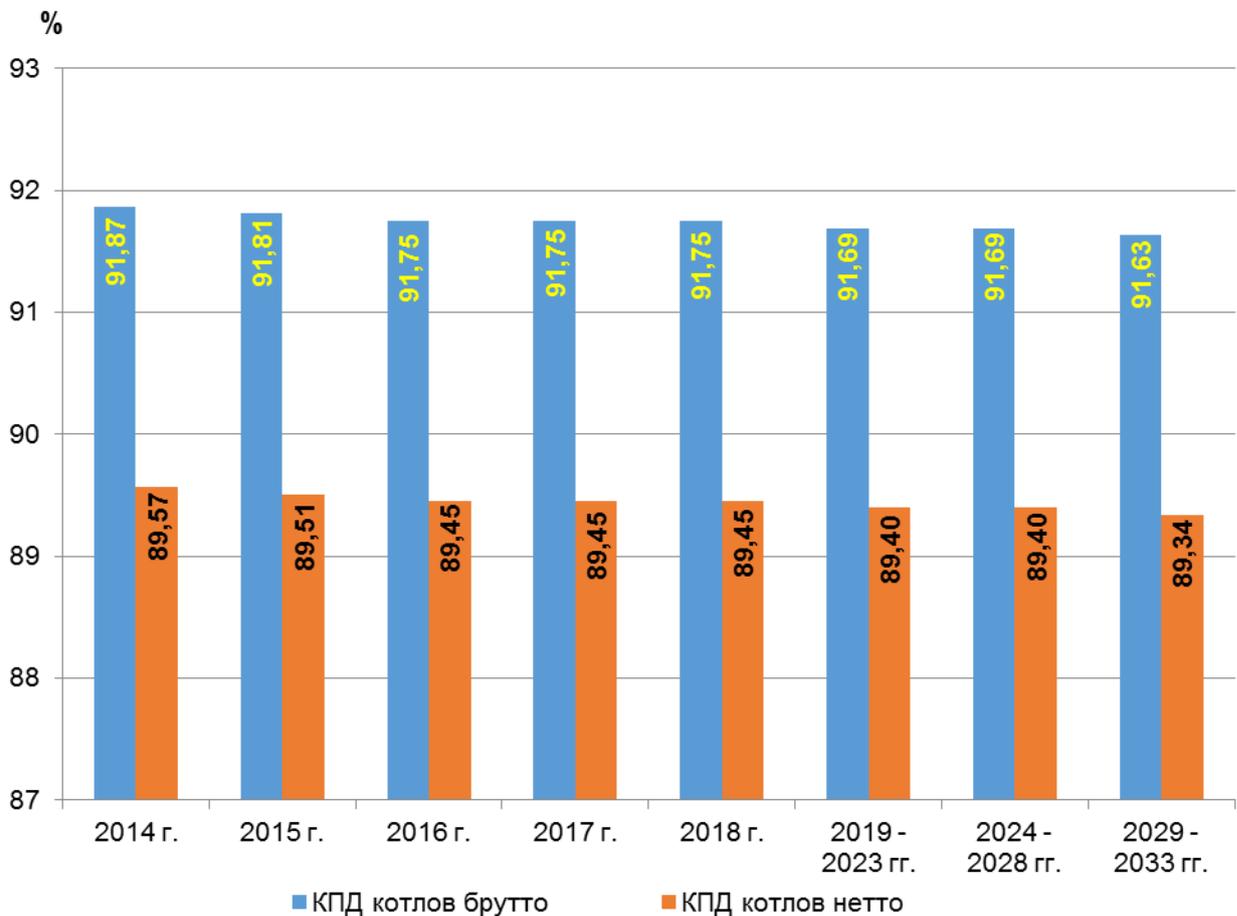
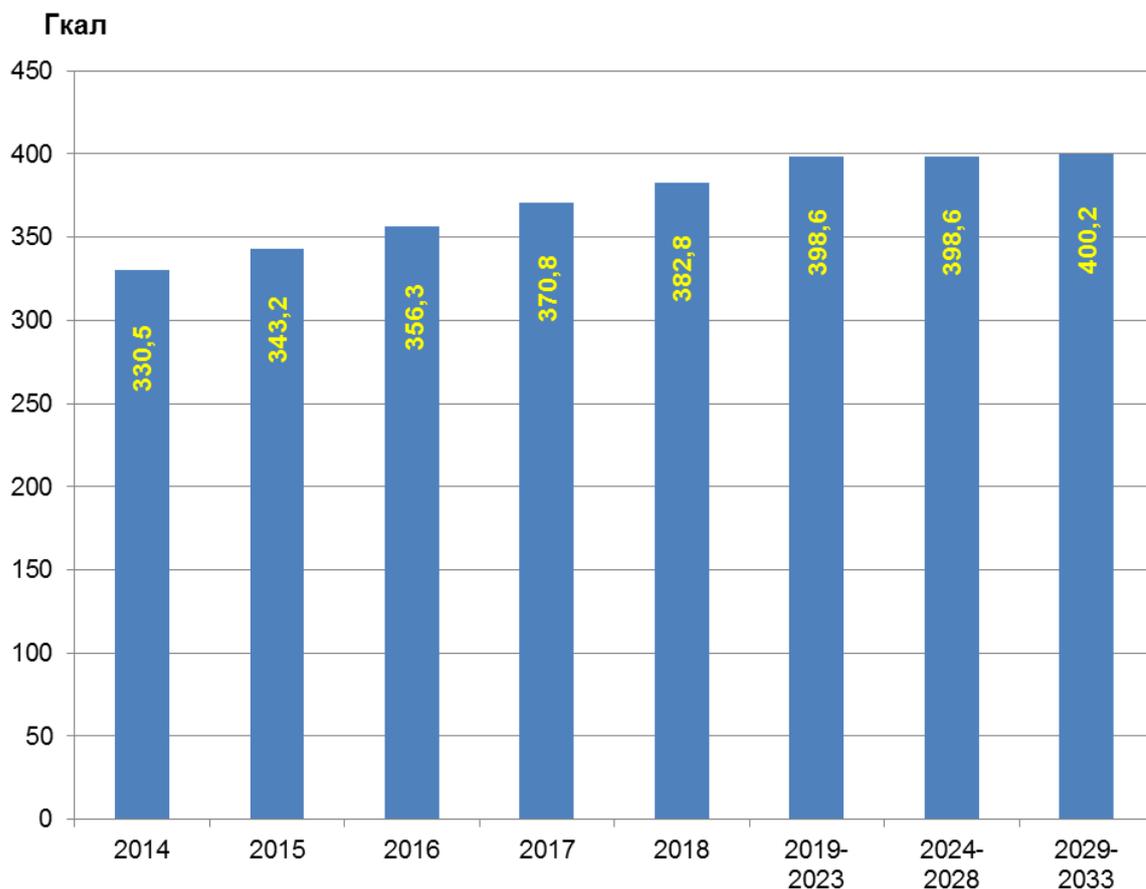
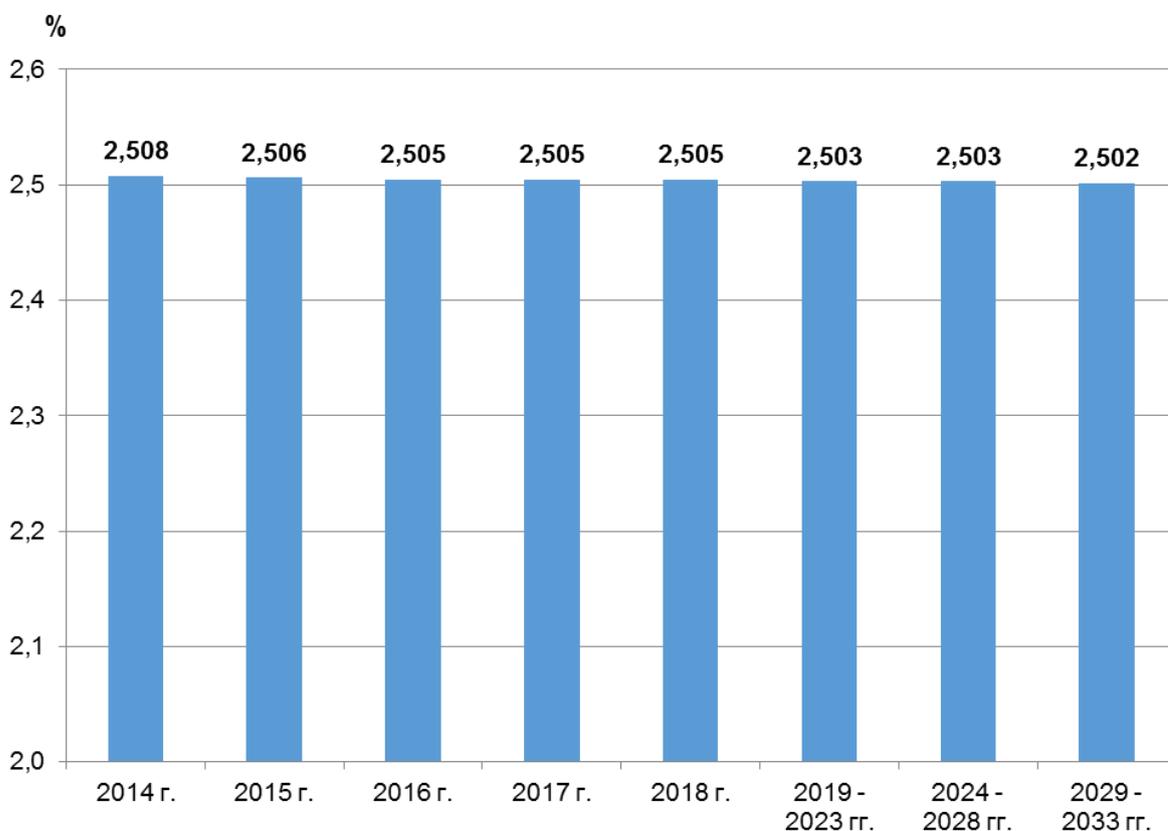


Рис. 1.5.3. Прогноз группового КПД котлов брутто и КПД котлов нетто котельной мкр. Каринторф на 2014 - 2033 гг.



**Рис. 1.5.4. Прогноз расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной мкр. Каринторф на 2014 - 2033 гг.**



**Рис. 1.5.5. Прогноз относительного расхода тепла на собственные нужды котельной мкр. Каринторф на 2014 - 2033 гг.**

## 1.6. Расчет потребления топлива котельной микрорайона Каринторф на период 2014 – 2033 гг.

Для расчета потребления топлива котельной микрорайона Каринторф были разработаны перспективные топливные балансы, включающие в себя плановые технико-экономические показатели работы оборудования, объемы суммарного потребления условного топлива на прогнозируемый период 2014 – 2033 гг.

При разработке перспективных топливных балансов принято следующее:

– характерные состав работающего оборудования и технико-экономические показатели работы котельной за 2014 г.;

– планируемые изменения отпуска тепловой энергии с коллекторов котельной на период 2014 – 2033 гг.;

В соответствии основными нормативными документами, регламентирующими порядок определения показателей тепловой экономичности энергообъектов, а также данными, представленными котельными, разработаны алгоритмы расчета прогнозных технико-экономических показателей и расходов топлива ежемесячно.

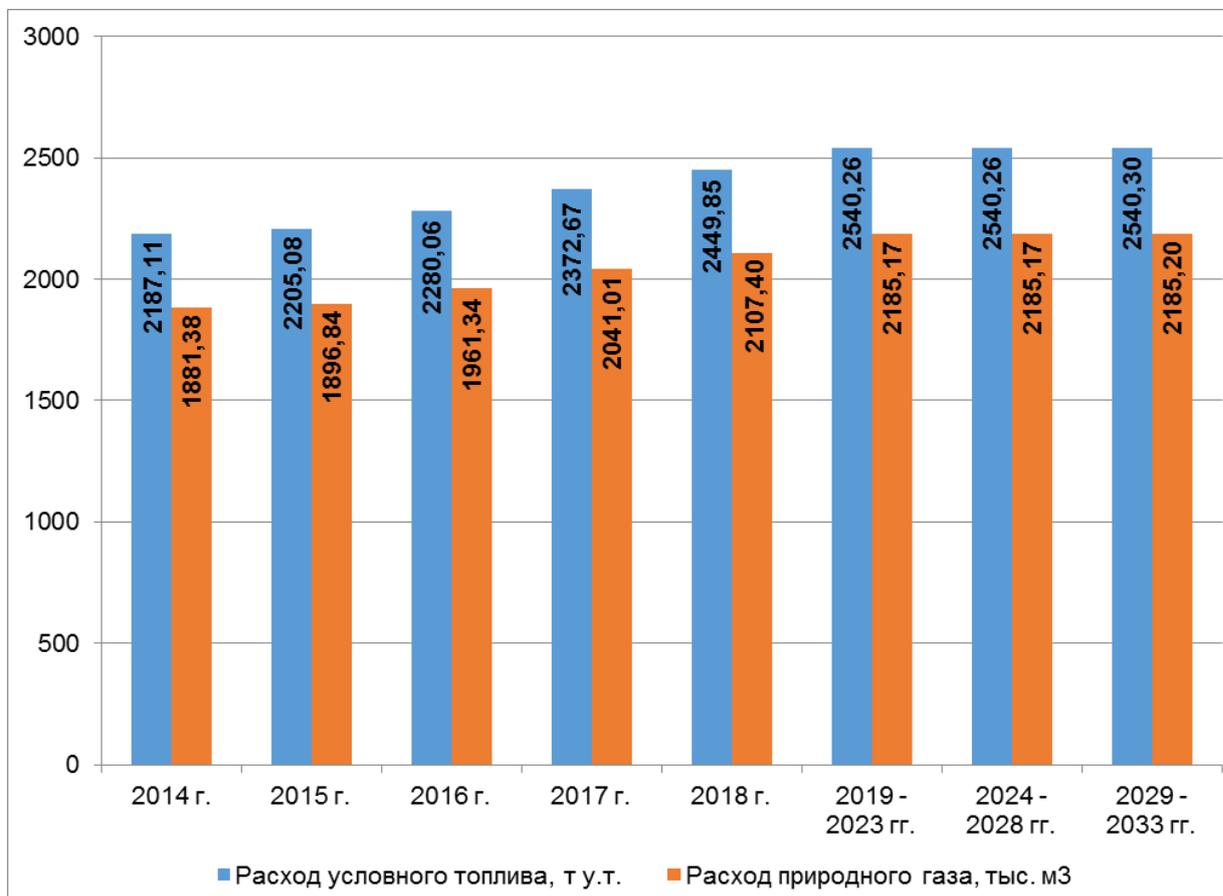
Перспективные топливные балансы котельной микрорайона Каринторф в период 2014 – 2033 гг. показаны в табл. 1.6.1 и на графиках рис. 1.6.1 и рис. 1.6.2.

**Таблица 1.6.1**

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Отчетный год							
			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.	2029-2033 гг.
1	Произведено тепловой энергии	Гкал	14 065	14 181	14 663	15 258	15 755	16 336	16 345	16 354
2	Отпущено тепловой энергии потребителям	Гкал	13 696	13 848	14 319	14 900	15 385	15 953	15 959	15 958
3	Расход условного топлива	т у. т.	2187,11	2205,08	2280,06	2372,67	2449,85	2540,26	2540,26	2540,30
4	Расход природного газа	тыс. м <sup>3</sup>	1881,38	1896,84	1961,34	2041,01	2107,4	2185,17	2185,17	2185,2
5	Изменение расхода условного топлива от уровня 2014 г.	т у. т.	0	17,97	92,95	185,56	262,74	353,15	353,15	353,19
5	Изменение расхода природного газа от уровня 2014 г.	тыс. м <sup>3</sup>	0	15,46	79,96	159,63	226,02	303,79	303,79	303,82

Перспективные расход условного топлива и расход природного газа на котельной микрорайона Каринторф в прогнозируемом периоде 2014 – 2033 гг. приведена на графике рис. 1.61.

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

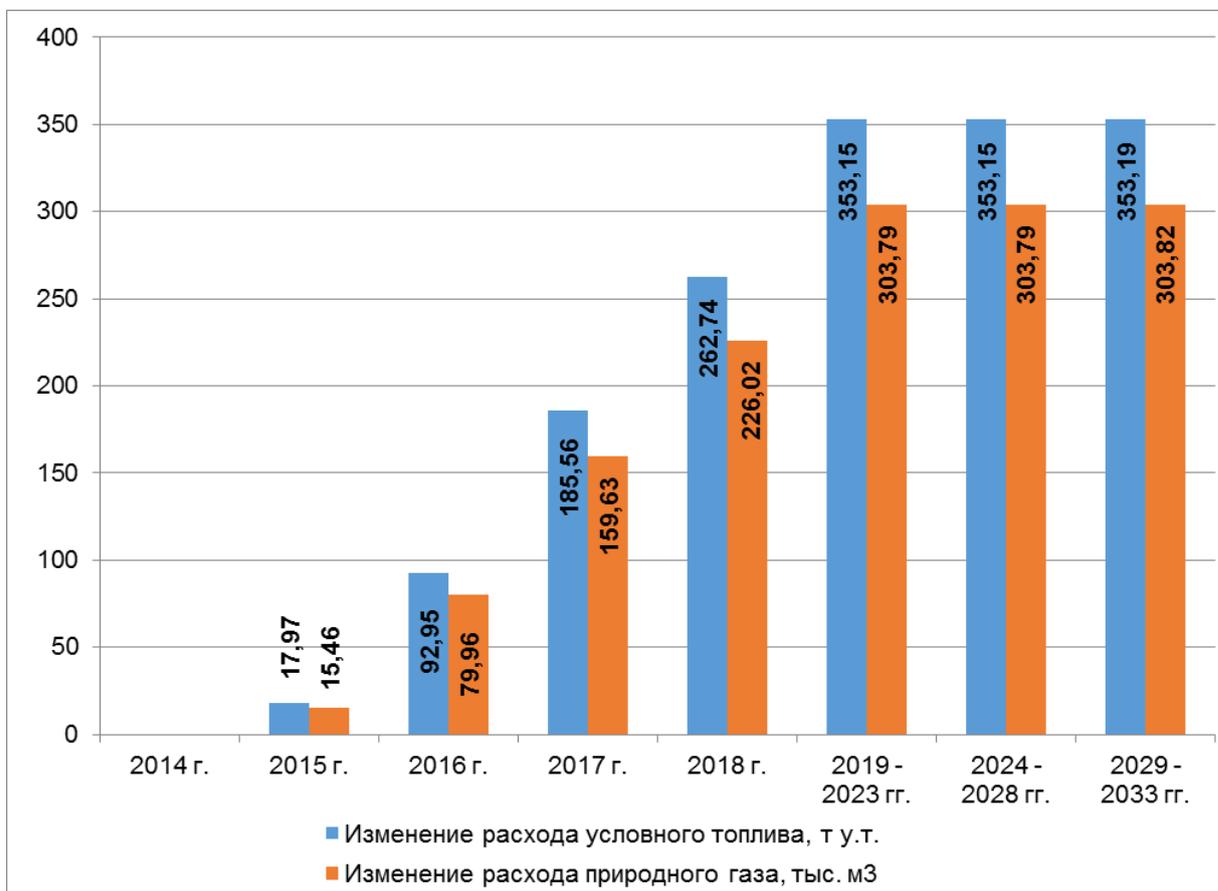


**Рис. 1.6.1. Перспективные расход условного топлива и расход природного газа на котельной мкр. Каринторф на период 2014 - 2033 гг.**

Динамика изменение расхода условного топлива и расхода природного газа на котельной мкр. Каринторф за период 2014 - 2033 гг. приведена на графике рис. 1.62.

К 2033 году годовое потребление условного топлива на котельной мкр. Каринторф увеличится с 2187,11 т у.т. до 2 540,3 т у.т., т.е. на 353,19 т у.т

Перспективные расход расход природного газа на котельной мкр. Каринторф за период 2014 – 2033 гг. возрастет с 1 881,38 тыс. м<sup>3</sup> до 2 185,2 тыс. м<sup>3</sup>, т.е. на 303,82 тыс. м<sup>3</sup>.



**Рис. 1.6.2. Изменение расхода условного топлива и расхода природного газа котельной мкр. Каринторф на 2014 - 2033 гг.**

Каким образом, в соответствии с планируемой динамикой изменения присоединенной тепловой нагрузки к котельной мкр. Каринторф ожидается увеличение суммарного расхода условного топлива по котельной в период 2014 – 2033 гг. на 16,15 %.

### 1.7. Расчет суммарного потребления условного топлива на Кировской ТЭЦ-3, котельной мкр. Каринторф и на индивидуальных источниках теплоснабжения г. Кирово-Чепецка на период 2014 – 2033 гг.

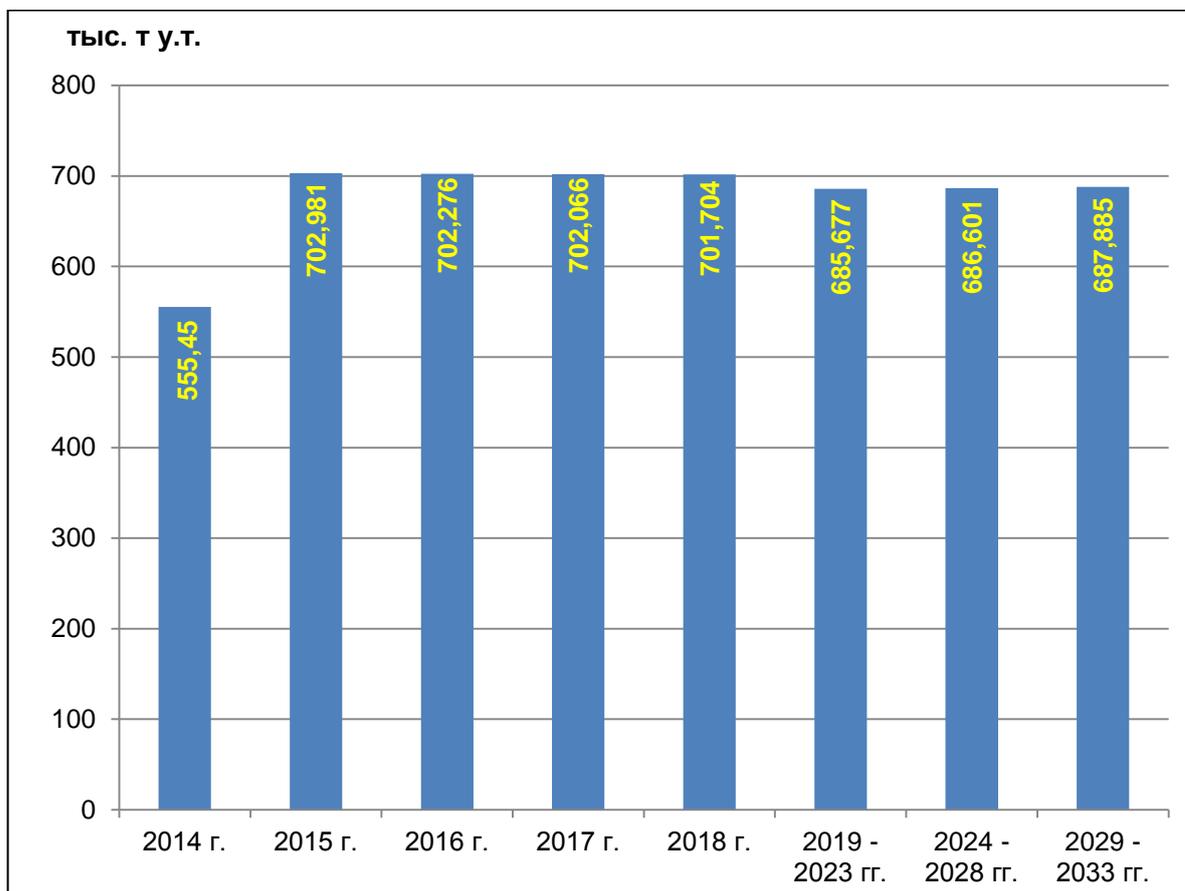
Расчет суммарного потребления условного топлива и отпуска тепловой энергии на Кировской ТЭЦ-3, котельной мкр. Каринторф и на индивидуальных источниках теплоснабжения г. Кирово-Чепецка на период 2014 – 2033 годы приведены в табл. 1.7.1.

Таблица 1.7.1

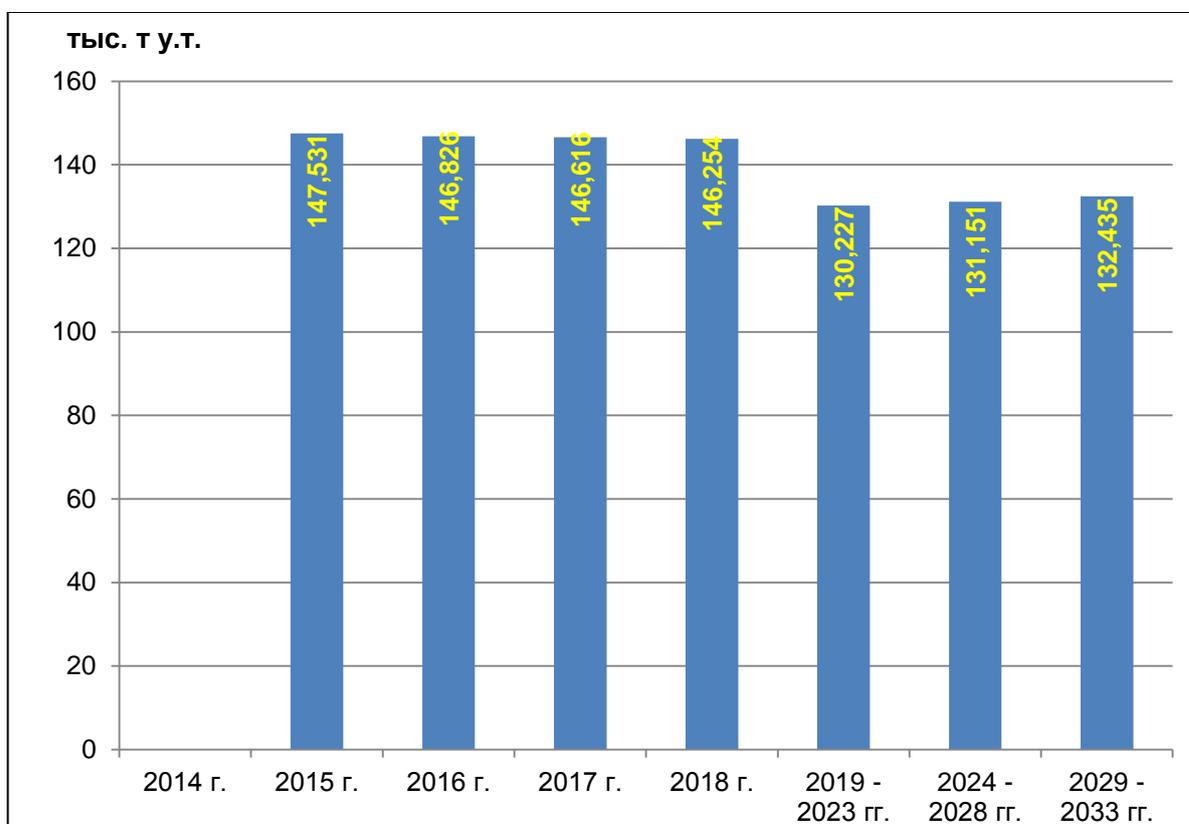
№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Отчетный год							
			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.	2029-2033 гг.
<b>Кировская ТЭЦ-3</b>										
1	Отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал/год	1335,806	1332,425	1328,338	1324,853	1320,840	1248,334	1253,311	1259,982
2	Расход условного топлива	тыс. т у. т.	553,219	700,693	699,865	699,397	698,785	682,299	683,020	684,047
<b>Котельная мкр. Каринторф</b>										
3	Отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал/год	13,696	13,848	14,319	14,900	15,385	15,953	15,959	15,958
4	Расход условного топлива	тыс. т у. т.	2,187	2,205	2,280	2,373	2,450	2,540	2,540	2,540
<b>Индивидуальные источники теплоснабжения</b>										
5	Отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,273	0,517	0,816	1,848	2,934	5,238	6,504	8,115
6	Расход условного топлива	тыс. т у. т.	0,044	0,083	0,131	0,296	0,469	0,838	1,041	1,298
<b>Источники теплоснабжения г. Кирово-Чепецк</b>										
7	Отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал/год	1349,78	1346,79	1343,47	1341,60	1339,16	1269,53	1275,77	1284,06
8	Расход условного топлива	тыс. т у. т.	555,45	702,981	702,276	702,066	701,704	685,677	686,601	687,885
9	Изменение отпуска тепловой энергии от уровня 2014 г.	тыс. Гкал/год	0	-2,985	-6,302	-8,174	-10,616	-80,25	-74,001	-65,72
10	Изменение расхода условного топлива от уровня 2014 г.	тыс. т у. т.	0	147,531	146,826	146,616	146,254	130,227	131,151	132,435

Суммарный расход условного топлива по всем источникам тепловой мощности г. Кирово-Чепецка в период 2014 – 2033 гг. показан на графике рис. 1.7.1.

Изменение расхода условного топлива по всем источникам тепловой мощности г. Кирово-Чепецка в период 2014 – 2033 гг. приведено на графике рис. 1.7.2.



**Рис. 1.7.1. Суммарный расход условного топлива по всем источникам тепловой мощности г. Кирова-Чепецка в период 2014 – 2033 гг.**



**Рис. 1.7.2. Изменение расхода условного топлива по всем источникам тепловой мощности г. Кирова-Чепецка в период 2014 – 2033 гг.**

Суммарный отпуск тепловой энергии по всем источникам тепловой мощности г. Кирова-Чепецка в период 2014 – 2033 гг. представлен на графике рис. 1.7.3.

Изменение величины отпуска тепловой энергии по всем источникам тепловой мощности г. Кирово-Чепецка в период 2014 – 2033 гг. показано на графике рис. 1.7.4.

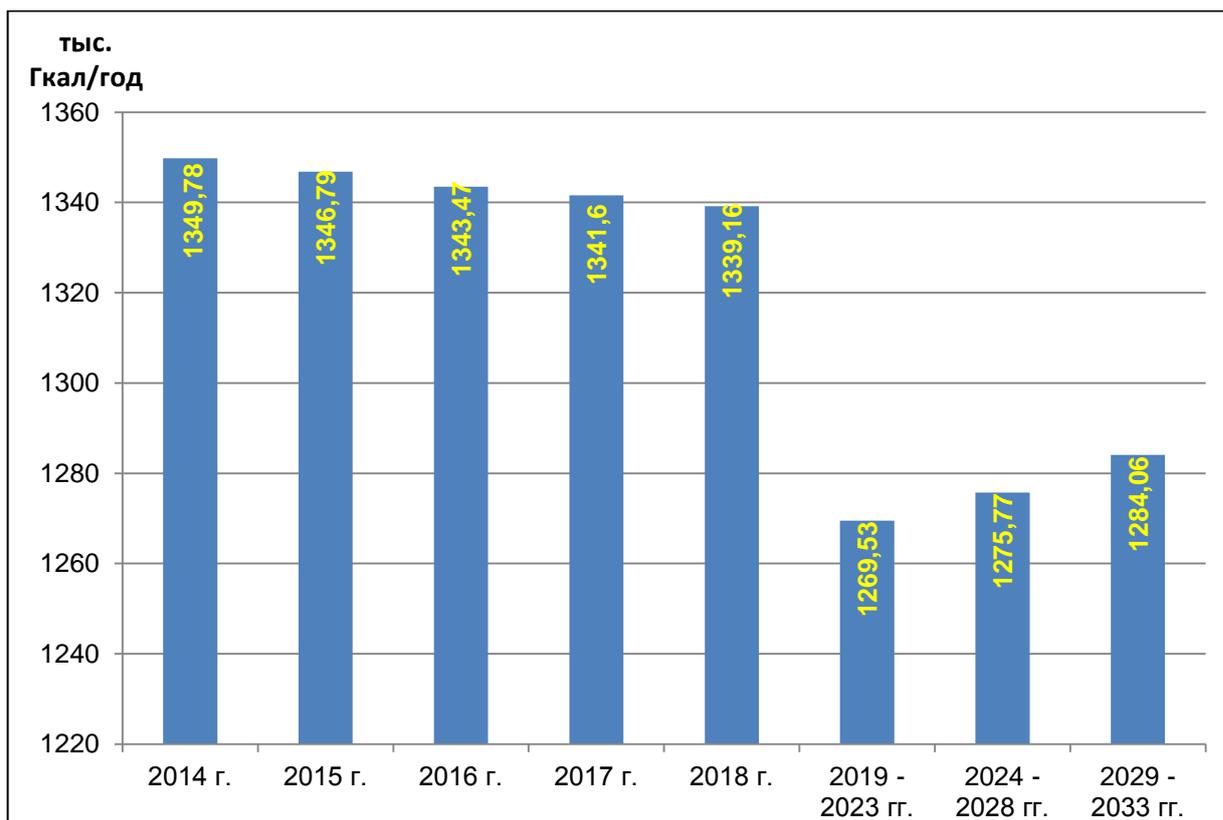


Рис. 1.7.3. Суммарный отпуск тепловой энергии по всем источникам тепловой мощности г. Кирово-Чепецка в период 2014 – 2033 гг.

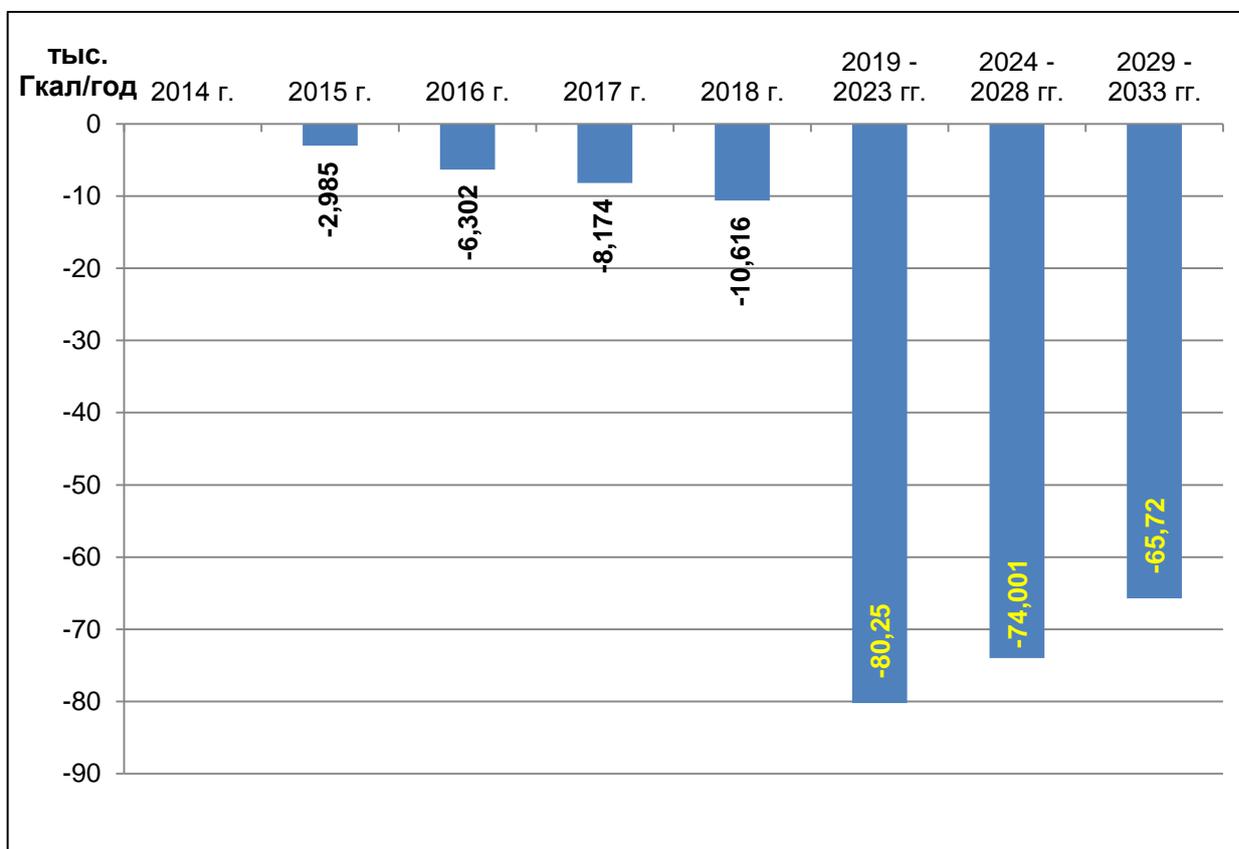


Рис. 1.7.4. Изменение величины отпуска тепловой энергии по всем источникам тепловой мощности г. Кирово-Чепецка в период 2014 – 2033 гг.

## Раздел 2. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива

### 2.1. Методика определения нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях

Норматив создания запасов топлива на тепловых электростанциях рассчитывается в соответствии с Приказом Минэнерго РФ № 469 от 22 августа 2013 года «Об утверждении порядка создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, в том числе в отопительный сезон» 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:

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

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;

$$V_{\text{усл}}(\text{ээ}) = b_{\text{ээ}} * \text{Э}_{\text{от}}, \text{ т у.т.},$$

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

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

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

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

$\text{Э}_{\text{сн}}$  – 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:

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

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;

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

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:

$$\text{НЭЗТ}_{\text{янв}} = V_{\text{пр.янв}} * K_{р.янв} * T_{\text{пер}} * K_{\text{ср}}, \text{ тыс. т н.т.},$$

$$\text{НЭЗТ}_{\text{апр}} = V_{\text{пр.апр}} * K_{р.апр} * T_{\text{пер}} * K_{\text{ср}}, \text{ тыс. т н.т.},$$

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

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

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

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

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;

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

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

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 ( $K_{\text{экр}}$ ), 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).

## **2.2. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива Кировской ТЭЦ-3**

### **2.2.1. Нормативные запасы топлива Кировской ТЭЦ-3 по состоянию на базовый 2013 год**

Проектным топливом для энергетических котлов Кировской ТЭЦ-3 являлся фрезерный торф Кировских месторождений. Однако вследствие падения уровня добычи торфа и его плохого качества, а также невозможностью обеспечить требуемую выработку электроэнергии и отпуск тепла только на торфе, доля последнего в балансе сжигаемого топлива составляет небольшую величину. Недостаточное количество торфа для выполнения производственной программы ТЭЦ по отпуску тепловой и электрической энергии компенсируется сжиганием природного газа и каменного угля (Кузнецкий, марки «Д» и «Г»). Резервным топливом для энергетических и аварийным топливом для водогрейных котлов является топочный мазут марки «М-100».

Расходный склад твёрдого топлива ТЭЦ-3 рассчитан на хранение (проектно) 80 000 тонн одновременно. Максимальная загрузка составляет до 120 000 тонн.

Топливо транспортируется к энергетическим котлам либо с расходного склада, либо из разгрузочного устройства ("разгрузсарая").

В разгрузочном устройстве фрезерный торф и уголь из железнодорожных вагонов разгружаются в бункерах питателей 1А, 1Б, 3А, 3Б, 2А, 2Б, 4А, 4Б. Эти питатели транспортируют топливо через течи на ленточные конвейеры 1А или 1Б.

Подача угля в бункера котлов производится с колёс только в летнее (тёплое) время года вследствие отсутствия тепляков на нормальной колее и со склада в любое время года. Торф подаётся в основном с колёс, так как отсутствует склад торфа. Для небольших запасов торфа на складе, который поступает автотранспортом с Бурмакинского торфопредприятия, освобождается штабель № 5 склада угля.

Поступление торфа происходит вагонами узкой колеи. Выгрузка из вагонов узкой колеей в тёплое время года происходит вагоноопрокидывателем, которых на станции 2, а в зимнее время года – разгрузмашинами роторного типа. Выгрузка угля производится вручную.

Уровень механизации погрузочно-разгрузочных работ не на должной высоте. Необходимо иметь дополнительный вагоноопрокидыватель для вагонов нормальной колеи и размораживающие устройства, для приёма твёрдого топлива и очистки вагонов в зимнее время года.

Существующий склад мазутного хозяйства, емкостью 15000 м<sup>3</sup> (3 бака по 5000 м<sup>3</sup>) является источником резервного топлива для 4-х котлов КВГМ-100 водогрейной котельной и растопочным для энергетических котлов. Площадь мазутного хозяйства, включая склад, эстакаду разгрузки мазута с приёмной ёмкостью 300 м<sup>3</sup>, мазутонасосной и вспомогательными сооружениями составляет 5,3 га.

Газоснабжение ТЭЦ-3 в настоящее время осуществляется от 2-х газопроводов: Вятская-Киров и Оханск-Киров.

Величина нормативных запасов резервного топлива по состоянию на 2013 год представлена в табл. 2.1.

**Таблица 2.1**

Наименование показателя, размерность	Значение
<b>Нормативный неснижаемый запас топлива (ННЗТ), т н.т</b>	-
- каменный уголь	9 787
- топочный мазут	2 053
<b>Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ), т н.т</b>	-
- каменный уголь	58 937
- топочный мазут	230
<b>Общий нормативный запас топлива (ОНЗТ), т н.т</b>	-
- каменный уголь	68 724
- топочный мазут	2 283

### **2.2.2. Расчет перспективных объемов неснижаемого запаса топлива (ННЗТ) Кировской ТЭЦ-3**

При расчете перспективной тепловой нагрузки ТЭЦ в режиме «выживания» учтены изменения тепловой нагрузки неотключаемых потребителей и связанные с этим изменения расхода тепла на собственные нужды ТЭЦ. Электрическая нагрузка ТЭЦ принята по условию работы турбоагрегатов по тепловому графику с некоторым запасом конденсационной мощности.

Результаты расчета нормативного неснижаемого запаса топлива Кировской ТЭЦ-3 на период 2014 - 2033 годы приведены в табл. 2.2.

**Таблица 2.2**

Наименование показателя, размерность	Период								
	Утв. на 2013 г.	2014	2015	2016	2017	2018	2019-2023	2024-2028	2029-2033
- каменного угля	9787	9787	9784	9765	9750	9731	9341	9382	9432
- мазута	2053	2053	2052	2048	2045	2041	1959	1968	1979

### **2.2.3. Расчет перспективных объемов эксплуатационного нормативного запаса топлива (НЭЗТ) Кировской ТЭЦ-3**

При расчете величины нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ) Кировской ТЭЦ-3 на период 2014 – 2033 годы принято следующее:

– изменение величины нормативного эксплуатационного запаса топлива вызвано изменением среднесуточных расходов каменного угля и мазута для выполнения производственной программы в январе и апреле планируемого периода и изменением замещающего объема мазута от резкого снижения температуры наружного воздуха;

– среднесуточные расходы каменного угля приняты как сумма среднесуточных расходов угля и торфа, пересчитанного на уголь;

– время доставки каменного угля принято равным 6 суток;

– в связи с отсутствием срывов в доставке коэффициент возможного срыва поставки каменного угля принят неизменным на всем протяжении прогнозируемого периода и равным 2;

– величина НЭЗТ по кузнецкому углю увеличена на объем, зависящий от величины возможного ограничения подачи газа из-за резкого снижения температуры наружного воздуха (в расчете принимается 40% снижение подачи газа в течении 28 суток - по 14 суток в январе и декабре);

– ввиду около нулевых значений расхода мазута для выполнения производственной программы ТЭЦ в базовом периоде величина НЭЗТ по мазуту принята на уровне ранее утвержденной величины – 230 т.

Результаты расчета перспективных объемов нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ) на период 2014 – 2033 годы представлены в табл. 2.3.

**Таблица 2.3**

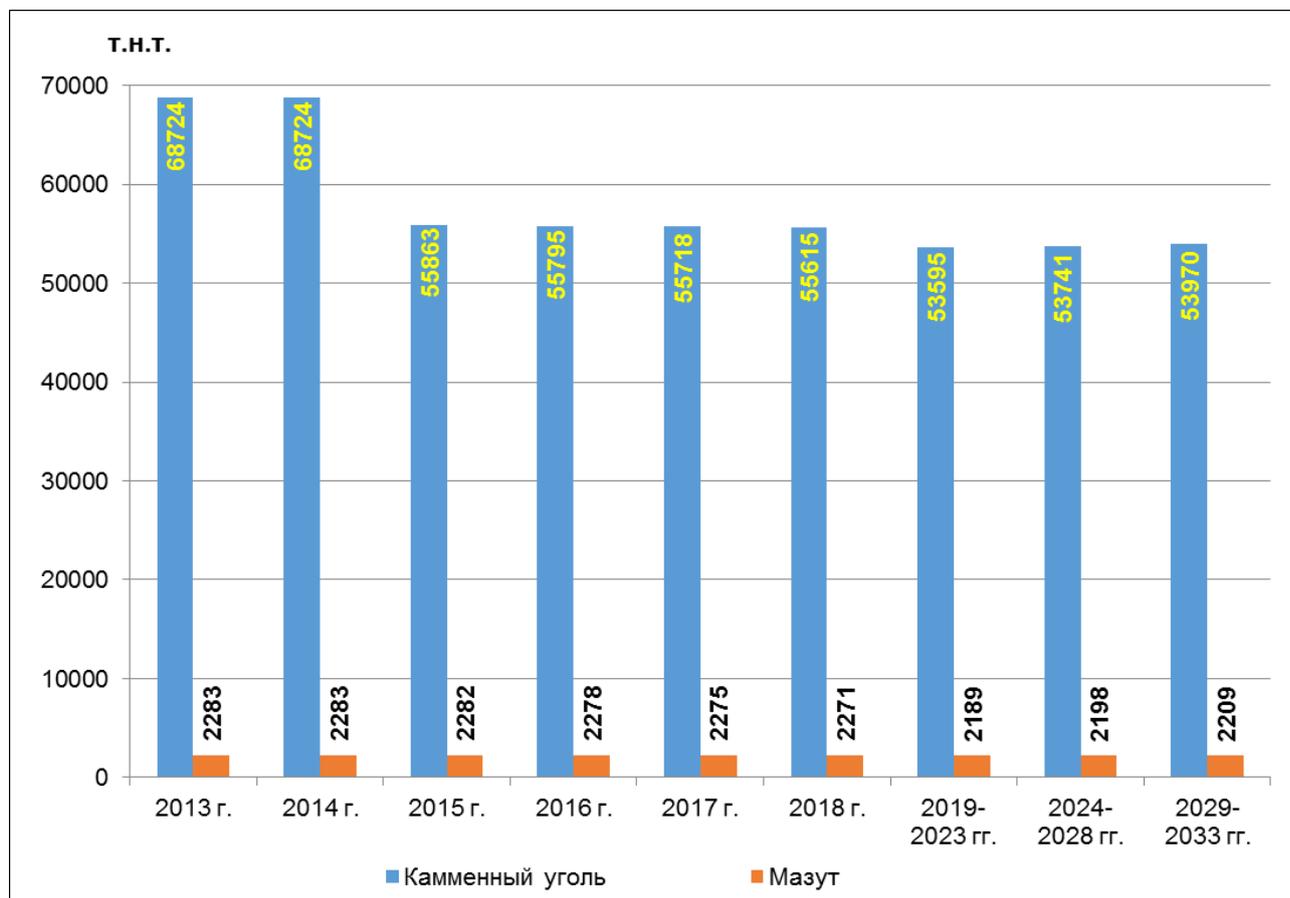
Наименование показателя, размерность	Период								
	Утв. на 2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.	2029-2033 гг.
НЭЗТ по каменному углю, т н.т.	58937	58937	46078	46031	45968	45884	44254	44359	44538
НЭЗТ по мазуту, т н.т.	230	230	230	230	230	230	230	230	230

#### **2.2.4. Расчет перспективных объемов общего нормативного запаса топлива (ОНЗТ) Кировской ТЭЦ-3**

Результаты расчета перспективных объемов общего нормативного запаса топлива (ОНЗТ) приведены в табл. 2.4 и на рис. 2.1.

**Таблица 2.4**

Наименование показателя, размерность	Период								
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.	2029-2033 гг.
ОНЗТ по каменному углю, т.н.т.	68724	68724	55863	55795	55718	55615	53595	53741	53970
ОНЗТ по мазуту, т.н.т.	2283	2283	2282	2278	2275	2271	2189	2198	2209



**Рис. 2.1. Прогноз изменения общего нормативного запаса топлива по Кировской ТЭЦ-3 на период 2014 – 2033 годы**

Динамика изменения общего нормативного запаса резервного топлива (ОНЗТ) Кировской ТЭЦ-4 показывает, что величина ОНЗТ мазута к 2033 году практически не изменится (снижение составит 74 т н.т. относительно состояния на 2013 год).

Резкое снижение величины ОНЗТ каменного угля в 2015 году относительно величины 2014 года вызвано снижением доли каменного угля и торфа в структуре сжигаемого топлива в связи с вводом ПГУ-220Т. Общее снижение ОНЗТ каменного угля к 2033 году относительно состояния на 2013 год составит 14 754 т.

### **3. Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива на источниках тепловой мощности г. Кирово-Чепецка на период 2014 – 2033 гг.**

#### **3.1. Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива на Кировской ТЭЦ-3 на период 2014 – 2033 гг.**

Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива, необходимого для обеспечения функционирования источников теплоснабжения г. Кирово-Чепецка рассчитаны для следующих режимов:

- максимальный зимний;
- переходный;
- летний.

Температура наружного воздуха в рассматриваемых режимах принята равной «минус» 33 °С для максимального зимнего, 0 °С и 15 °С – для переходного и летнего режимов соответственно.

Структура сжигаемого топлива по источникам теплоснабжения, сжигающих несколько основных видов топлива принята следующей:

по Кировской ТЭЦ-3:

- максимальный зимний режим: 73,0 % природного газа, 27 % каменного угля, 0 % фрезерного торфа;
- переходный режим: 96,7,0 % природного газа, 3,3 % каменного угля, 0,0 % фрезерного торфа;
- летний режим: 84,8 % природного газа, 15,2 % каменного угля, 0 % фрезерного торфа;

Результаты расчетов перспективных максимальных часовых расходов основного топлива по Кировской ТЭЦ-3 для максимального зимнего, переходного, летнего режимов приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1.

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.
<b>Максимальные часовые расходы основного топлива по Кировской ТЭЦ-3</b>										
1. Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период при температуре наружного воздуха (-33 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч	63,21	78,50	78,43	78,36	78,31	78,24	76,48	76,69	76,95
	природного газа, тут/ч	73,49	91,26	91,18	91,10	91,04	90,96	88,91	89,16	89,46
	кузнецкого угля, т н.т./ч	21,42	21,42	21,42	21,42	21,42	21,42	21,42	21,42	21,42
	кузнецкого угля, тут/ч	33,59	33,59	33,59	33,59	33,59	33,59	33,59	33,59	33,59
	фрезерного торфа, т н.т./ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2. Максимальный часовой расход условного топлива в зимний период при температуре наружного воздуха (-33 °С)	природного газа + кузнецкого угля, тут/ч	107,07	124,85	124,77	124,69	124,63	124,55	122,50	122,75	123,05
3. Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч	44,07	74,29	74,28	74,27	74,26	74,24	67,26	67,29	67,33
	природного газа, тут/ч	51,23	116,49	86,36	86,34	86,33	86,31	78,19	78,23	78,28
	кузнецкого угля, т н.т./ч	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86
	кузнецкого угля, тут/ч	2,92	2,92	2,92	2,92	2,92	2,92	2,92	2,92	2,92
	фрезерного торфа, т н.т./ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам									
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.	
<b>Максимальные часовые расходы основного топлива по Кировской ТЭЦ-3</b>										
4. Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	природного газа + кузнецкого угля, тут/ч	54,15	119,41	89,27	89,26	89,25	89,23	81,11	81,15	81,19
5. Максимальный часовой расход натурального топлива в неотапливаемый период при температуре наружного воздуха (+15 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч	32,01	32,01	56,43	56,32	56,40	56,39	56,20	56,20	56,20
	природного газа, тут/ч	37,21	37,21	65,60	65,48	65,57	65,56	65,34	65,34	65,34
	кузнецкого угля, т н.т./ч	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50
	кузнецкого угля, тут/ч	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76
	фрезерного торфа, т н.т./ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6. Максимальный часовой расход условного топлива в неотапливаемый период при температуре наружного воздуха (+15 °С)	природного газа + кузнецкого угля, тут/ч	48,97	48,97	77,36	77,24	77,33	77,32	77,10	77,10	77,10

Примечание. Калорийность природного газа – 8 138 ккал/м<sup>3</sup>. Калорийность угля в среднем за период 2010-2012 гг. составила 4 464 ккал/кг.

Сводные данные по перспективным максимальным часовым расходам основного топлива для максимального зимнего режима для Кировской ТЭЦ-3 с разбиением по видам топлива представлены на рис. 3.1.

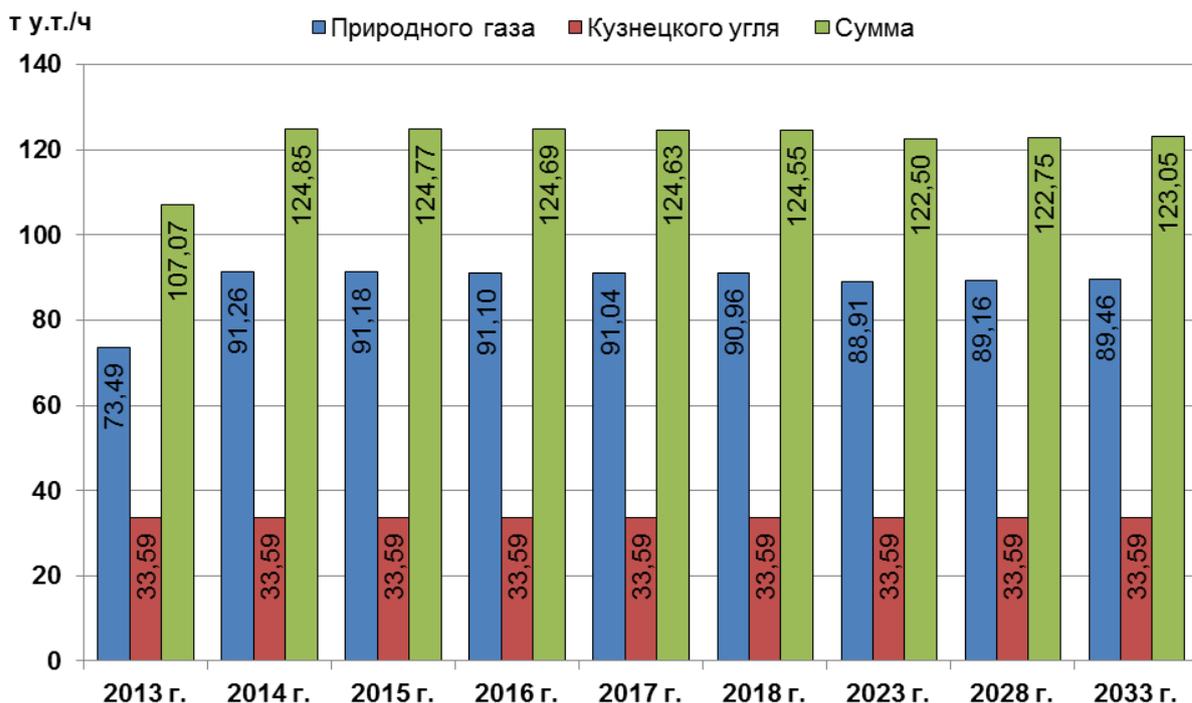


Рис. 3.1. Перспективные максимальные часовым расходы топлива для максимального зимнего режима для Кировской ТЭЦ-3 с разбиением по видам топлива

Сводные данные по перспективным часовым расходам основного топлива для переходного режима для Кировской ТЭЦ-3 с разбиением по видам топлива представлены на графике рис. 3.2.

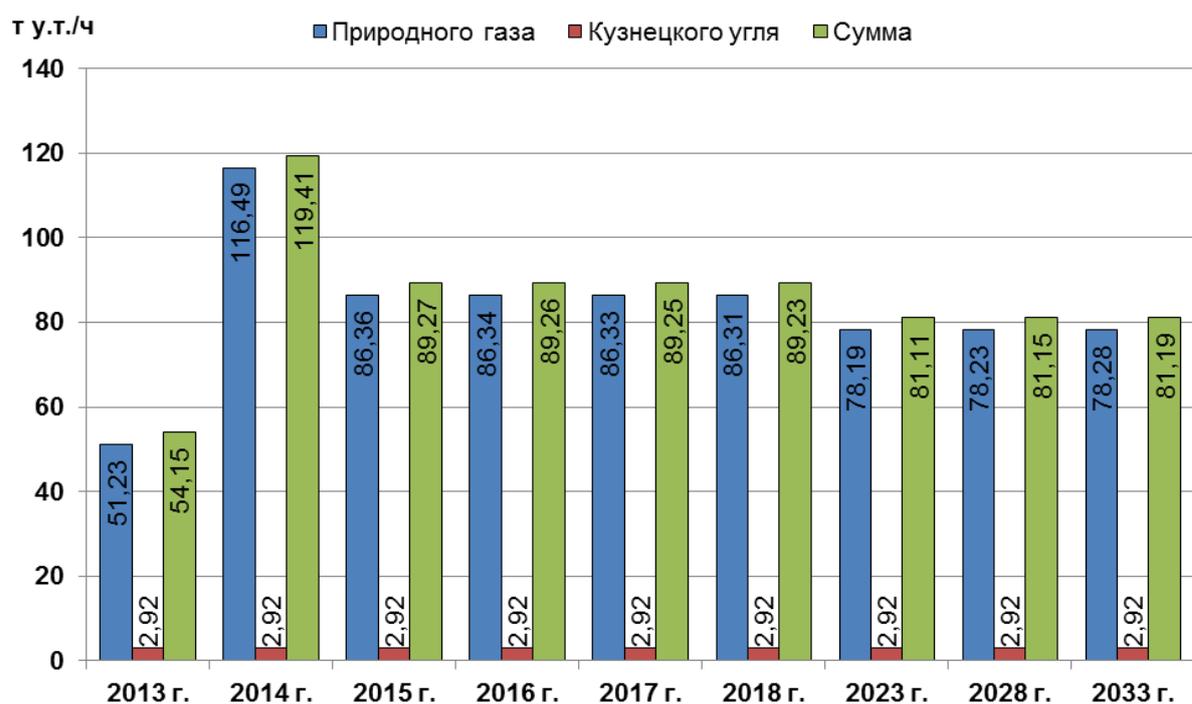
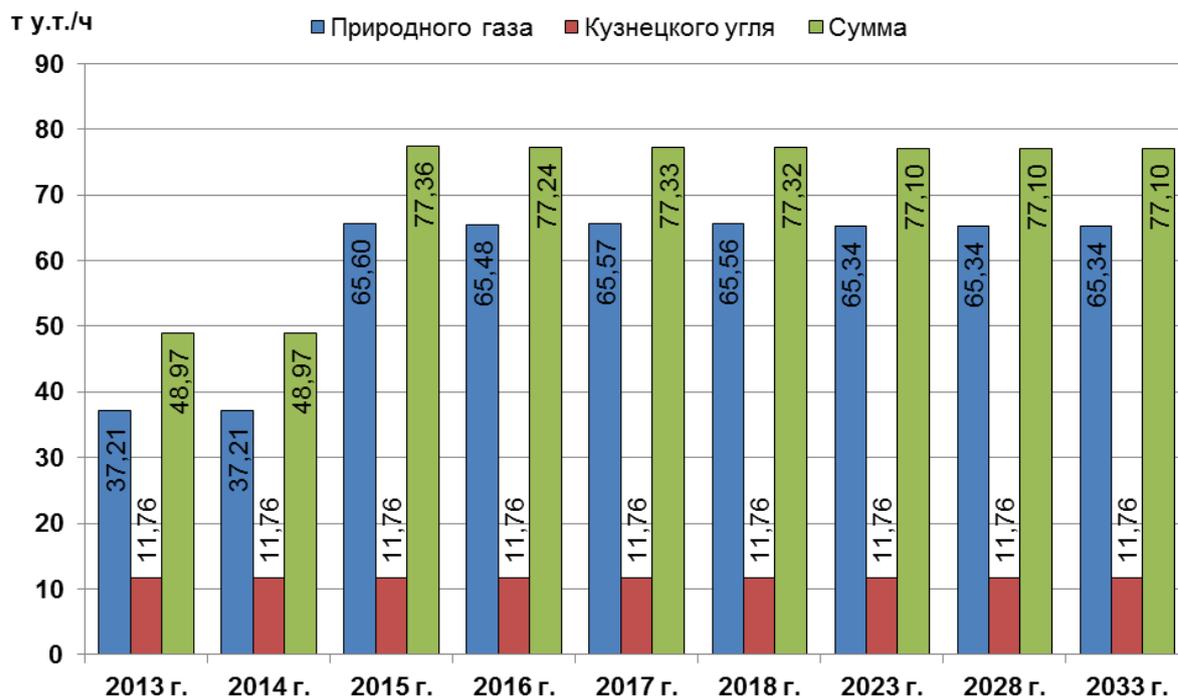


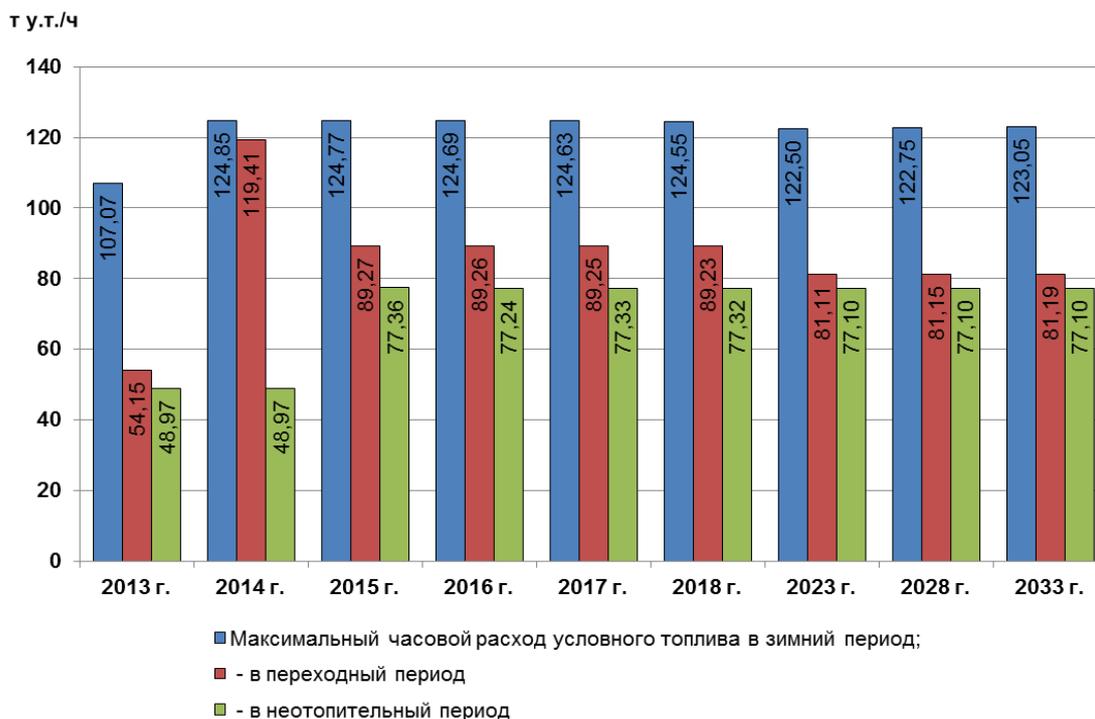
Рис. 3.2. Перспективные часовым расходы топлива для переходного режима для Кировской ТЭЦ-3 с разбиением по видам топлива

Сводные данные по перспективным максимальным часовым расходам основного топлива для летнего режима для Кировской ТЭЦ-3 с разбиением по видам топлива представлены на графике рис. 3.3.



**Рис. 3.3. Перспективные часовые расходы топлива для летнего режима для Кировской ТЭЦ-3 с разбиением по видам топлива**

Сводные данные по перспективным максимальным часовым расходам топлива для максимального зимнего, переходного и летнего режимов для Кировской ТЭЦ-3 представлены на графике рис. 3.4.



**Рис. 3.4. Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива для максимального зимнего, переходного и летнего режимов Кировской ТЭЦ-3**

### 3.2. Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива на котельной микрорайона Каринторф на период 2014 – 2033 гг.

Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива, необходимого для обеспечения функционирования на котельной микрорайона Каринторф рассчитаны для следующих режимов:

- максимальный зимний;
- переходный;
- летний.

Температура наружного воздуха в рассматриваемых режимах принята равной «минус» 33 °С для максимального зимнего, 0 °С и 15 °С – для переходного и летнего режимов соответственно.

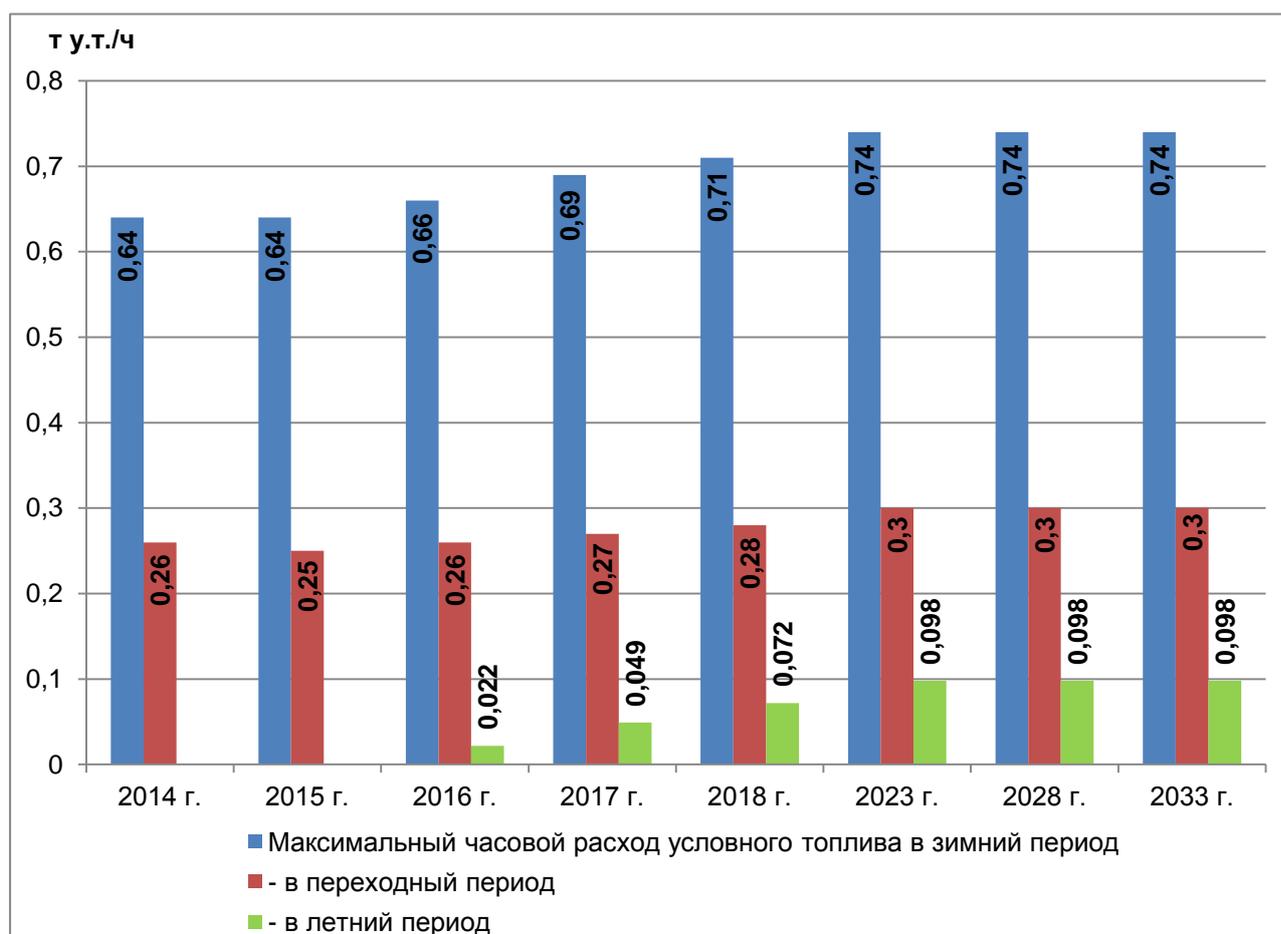
Значение максимальных часовых расходов основного топлива на котельной микрорайона Каринторф в период 2014 – 2033 гг. представлено в табл. 3.2.1.

Таблица 3.2.1.

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.
<b>Максимальные часовые расходы основного топлива по котельной микрорайона Каринторф</b>									
1. Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период при температуре наружного воздуха (-33 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч	0,55	0,55	0,57	0,59	0,61	0,64	0,64	0,64
2. Максимальный часовой расход условного топлива в зимний период при температуре наружного воздуха (-33 °С)	природного газа тут/ч	0,64	0,64	0,66	0,69	0,71	0,74	0,74	0,74
3. Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч	0,22	0,22	0,225	0,23	0,24	0,26	0,26	0,26
4. Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	природного газа тут/ч	0,26	0,25	0,26	0,27	0,28	0,3	0,3	0,3

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.	
<b>Максимальные часовые расходы основного топлива по котельной микрорайона Каринторфф</b>									
5. Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период при температуре наружного воздуха (+15 °С)	природного газа, тыс. нм <sup>3</sup> /ч			0,019	0,042	0,062	0,084	0,084	0,084
6. Максимальный часовой расход условного топлива в летний период при температуре наружного воздуха (+15 °С)	природного газа тут/ч			0,022	0,049	0,072	0,098	0,098	0,098

Перспективные максимальные часовые расходы условного топлива на котельной микрорайона Каринторфф на период 2014 – 2033 гг. приведены на графике рис. 3.2.1.



**Рис. 3.2.1. Перспективные максимальные часовые расходы условного топлива на котельной микрорайона Каринторфф на период 2014 – 2033 гг.**

Перспективные максимальные часовые расходы натурального топлива на котельной микрорайона Каринторфф на период 2014 – 2033 гг. показаны на графике рис. 3.2.2.

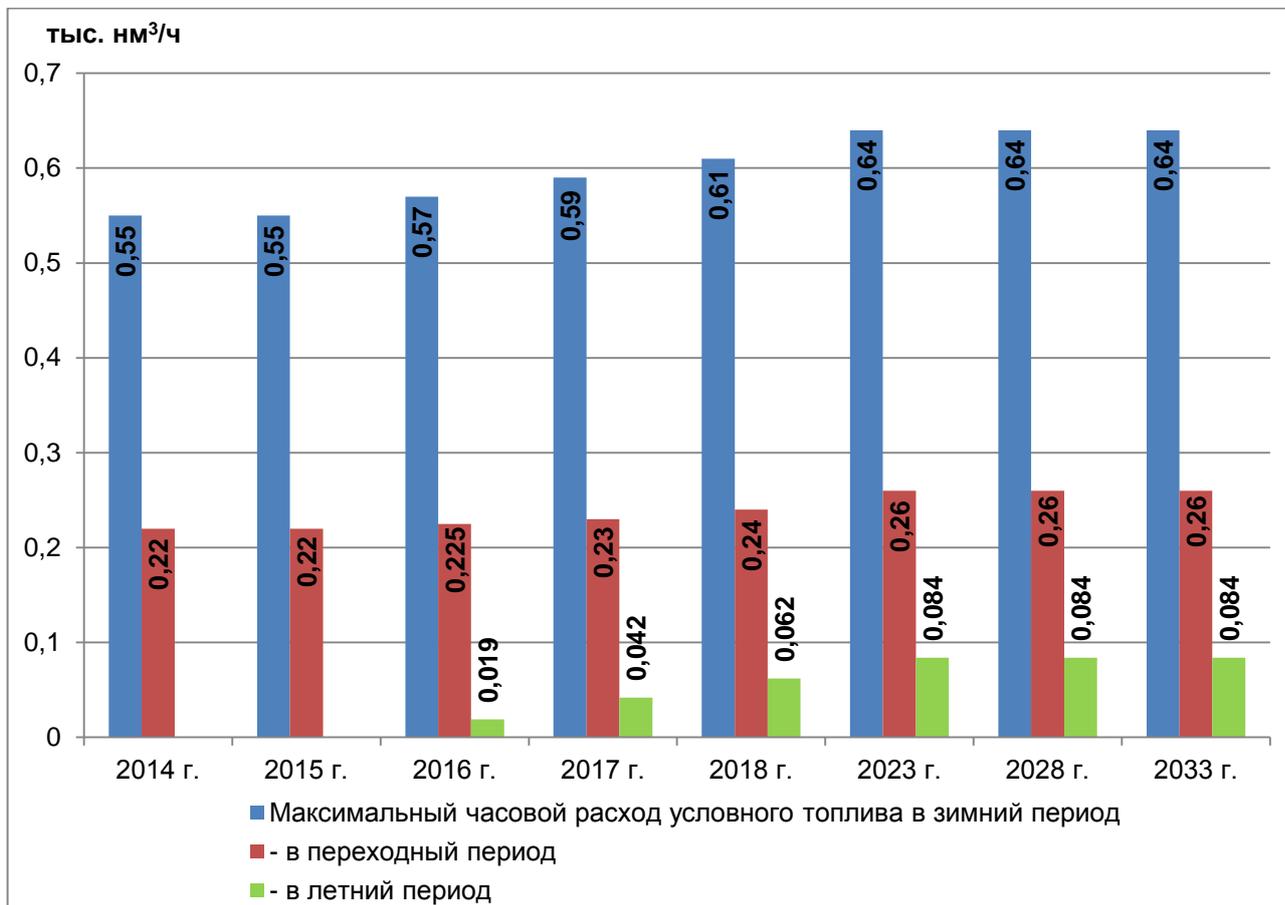


Рис. 3.2.2. Перспективные максимальные часовые расходы натурального топлива на котельной микрорайона Каринторф на период 2014 – 2033 гг.

## Раздел 4. Выводы

1. Разработаны перспективные топливные балансы, включающие в себя плановые технико-экономические показатели работы оборудования, объемы суммарного потребления условного топлива, запасы аварийного и резервного топлива Кировской ТЭЦ-3 филиала «Кировской» ОАО «ТГК-5» на период 2014 – 2033 годы.

2. При разработке перспективных топливных балансов принято следующее:

– характерные составы работающего оборудования, режимные и технико-экономические показатели работы отдельных агрегатов и энергообъекта в целом за 2013 год ежемесячно (базовый период);

– планируемые изменения отпуска тепловой энергии с коллекторов на период 2014 – 2033 годы (раздельно с паром и горячей водой).

– изменения состава установленного оборудования – в соответствии с рассматриваемым вариантом развития генерирующих мощностей:

● сентябрь 2014 года:

– ввод ПГУ-220Т с газотурбинной установкой ГТЭ-160 ОАО «Силовые машины», котлом-утилизатором Е-236/41-9,14/1,45-512/298 ОАО «ЭМАльянс» и паротурбинной установкой Т-63/76-8,8 ЗАО «УТЗ»;

– вывод в консервацию (аварийный резерв) котла ТП-170-1 ст. № 8;

● январь 2015 года – вывод в консервацию турбоагрегатов ПТ-25-30 ст. № 3, Т-25-90 ст. № 4, Т-27-90 ст. № 5, вывод из эксплуатации с последующим демонтажом котлов ТП-170-1 ст. № 5, 6; вывод в консервацию пиковых водогрейных котлов КВГМ-100 ст. № 1, 2;

● июль 2015 года – вывод в консервацию котла ТП-170-1 ст. № 7.

3. В соответствии основными нормативными документами, регламентирующими порядок определения показателей тепловой экономичности ТЭС, а также утвержденной нормативно-технической документацией по топливоиспользованию Кировской ТЭЦ-3 разработан алгоритм расчета прогнозных технико-экономических показателей и расходов топлива ежемесячно.

4. В соответствии с планируемой динамикой изменения присоединенной тепловой нагрузки Кировской ТЭЦ-3, а также учитывая предполагаемые изменения в составе установленного оборудования, ожидаются следующие изменения технико-экономических показателей:

– прогнозируемая величина отпуска электроэнергии ТЭЦ в период 2014-2033 годы будет существенно превышать уровень базового 2013 года, что связано с вводом в эксплуатацию в сентябре 2014 года ПГУ-220Т. В целом по ТЭЦ отпуск электроэнергии к 2033 году увеличится до 1965 млн. кВт./ч в год, то есть в 3,18 раза относительно уровня 2013 года;

– в связи перераспределением нагрузок между существующими турбоагрегатами и ПГУ-220Т доля выработки электроэнергии по конденсационному циклу существующими турбоагрегатами уменьшится с 39,2 % в 2013 году до 32,8 % в 2033 году. В целом по ТЭЦ к

2033 году доля выработки электроэнергии по конденсационному циклу увеличится до 47,4 % в связи с работой ПГУ-220Т в неотапливаемый период в конденсационном режиме;

– уменьшение доли конденсационной выработки электроэнергии по существующей части ТЭЦ приведет к уменьшению удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии существующим оборудованием к 2033 году на 24,6 и 18,7 г у.т./кВт.ч соответственно при расчете по физическому и пропорциональному методам относительно уровня 2013 года;

– ввод экономичного оборудования – ПГУ-220Т – даже при его работе в неотапливаемый период в конденсационном режиме обеспечит уменьшение удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии по ТЭЦ в целом к 2033 году на 95,9 и 150,4 г у.т./кВт.ч соответственно при расчете по физическому и пропорциональному методам относительно уровня 2013 года;

– общее уменьшение отпуска тепловой энергии ТЭЦ к 2033 году составит 73697 Гкал, в т.ч.: 73697 Гкал с горячей водой; 0 Гкал с паром;

– тепловая нагрузка ТЭЦ не может быть обеспечена без подключения ПВК в зимние месяцы вплоть до условий 2033 года; однако доля отпуска тепла ПВК незначительна – около 0,5 % при условиях 2033 года;

– существенное уменьшение отпуска тепла от существующей части ТЭЦ с увеличением доли отпуска тепла с паром (из-за передачи части нагрузки в сетевой водой на ПГУ-220Т), а также соответствующее увеличение доли технологических потерь тепла, связанных с отпуском тепла внешним потребителям, обуславливает увеличение удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии существующим оборудованием при расчете по физическому методу на 3,8 кг у.т./Гкал относительно уровня 2013 года. При расчете по пропорциональному методу это увеличение еще более существенно (из-за увеличения доли выработки электроэнергии на тепловом потреблении) – на 7,5 кг у.т./Гкал;

– удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии ПГУ-220Т практически не изменяется с момента ввода её в эксплуатацию и существенно меньше, чем базовые показатели тепловой экономичности ТЭЦ до ввода ПГУ;

– несмотря на некоторое уменьшение отпуска тепла ТЭЦ в целом в прогнозируемом периоде с соответствующим увеличением доли технологических потерь тепла, наблюдается общее увеличение тепловой экономичности ТЭЦ по отпуску тепла, обусловленное вводом ПГУ: удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии по ТЭЦ в целом при расчете по физическому методу уменьшится к 2033 году на 5,4 кг у.т./Гкал относительно уровня 2013 года;

– изменения годового расхода топлива Кировской ТЭЦ-3 в период до 2014 года в целом соответствуют динамике изменения отпуска тепла внешним потребителям от ТЭЦ; после 2015 года с вводом ПГУ расход топлива существенно увеличивается из-за увеличения отпуска электроэнергии. При этом удельные расходы топлива на отпуск тепловой и электрической энергии уменьшаются. К 2033 году годовой расход топлива Кировской ТЭЦ-3 увеличится на 240,9 тыс. т у.т. относительно фактического потребления топлива в 2013 году и достигнет 684,0 тыс. т у.т./год;

– коэффициент использования топлива несколько увеличивается с 60,1 % в 2013 году до 61,6 % в 2033 году, главным образом, из-за уменьшения выработки электроэнергии по конденсационному циклу существующим оборудованием ТЭЦ и вводом ПГУ.

5. Перспективные объемы общего нормативного запаса основного и резервного топлива (ОНЗТ) изменятся следующим образом: величина ОНЗТ мазута к 2033 году практически не изменится и составит 2 209 т н.т.; величина ОНЗТ каменного угля к 2033 году снизится на 21,5 % относительно состояния на 2013 год и составит 53 970 т н.т.

6. При выполнении расчета максимальных часовых расходов основного топлива на Кировской ТЭЦ-3 на период 2014 – 2033 гг. структура сжигаемого топлива по источнику теплоснабжения, сжигающему несколько основных видов топлива принята следующей:

по Кировской ТЭЦ-3:

- максимальный зимний режим: 73,0 % природного газа, 27 % каменного угля, 0 % фрезерного торфа;

- переходный режим: 96,7,0 % природного газа, 3,3 % каменного угля, 0,0 % фрезерного торфа;

- летний режим: 84,8 % природного газа, 15,2 % каменного угля, 0 % фрезерного торфа.

Максимальный часовой расход условного топлива в зимний период при температуре наружного воздуха  $-33^{\circ}\text{C}$  будет увеличиваться в период 2014 – 2033 гг. со 107,07 тут/ч в 2014 г. до 123,05 тут/ч в 2033 г.

Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период при температуре наружного воздуха  $0^{\circ}\text{C}$  будет увеличиваться в период 2014 – 2033 гг. с 54,15 тут/ч в 2014 г. до 81,19 тут/ч в 2033 г.

Максимальный часовой расход условного топлива в неотапительный период при температуре наружного воздуха  $+20^{\circ}\text{C}$  будет увеличиваться в период 2014 – 2033 гг. с 48,97 тут/ч в 2014 г. до 77,1 тут/ч в 2033 г.

7. Разработаны перспективные топливные балансы, включающие в себя плановые технико-экономические показатели работы оборудования, объемы суммарного потребления условного топлива, котельной мкр. Каринторф на период 2014 – 2033 гг.

8. Проведен расчет максимальных часовых расходов основного топлива для максимального зимнего, переходного и летнего периодов для котельной мкр. Каринторф на период 2014 – 2033 г.

9. Разработаны перспективные топливные балансы и, объемы суммарного потребления условного топлива, источниками тепловой энергии г. Кирово-Чепецк на период 2014 – 2033 гг.

## Список использованных источников

1. Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении».
2. Федеральный Закон Российской Федерации от 23.11.2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 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.
5. Энергетические характеристики оборудования ОСП ТЭЦ-3 Кировского филиала ОАО «ТГК-6». Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию, Книга 1. – Москва, Филиал ОАО «Инженерный центр ЕЭС» – «Фирма ОРГРЭС», 2007.
6. Графики исходно-номинальных удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии и тепла, макет расчета нормативных удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии и тепла ОСП ТЭЦ-3 Кировского филиала ОАО «ТГК-6». Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию, Книга 2. – Москва, Филиал ОАО «Инженерный центр ЕЭС» – «Фирма ОРГРЭС», 2007.
7. Отчетные данные Кировской ТЭЦ-3 по форме 1-КЭС и 6-ТП за 2013 год ежемесячно.
8. 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.
9. 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).
10. 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).
11. 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.
12. Методика расчета минимальной мощности теплоэлектроцентрали. СО 34.09.457-2004: Разраб. Филиалом ОАО «Инженерный центр ЕЭС» - «Фирма ОРГРЭС», утв. Департаментом электрических станций Российского открытого акционерного общества энергетики и электрификации «ЕЭС России» 10.03.2004.

13. Приказ Минэнерго России от 30.12.2008 N 323 (ред. от 10.08.2012) "Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии" (вместе с "Порядком определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии") (Зарегистрировано в Минюсте России 16.03.2009 N 13512).

14. Проектные материалы по ПГУ-220Т Кировской ТЭЦ-3.

15. 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.

# Приложение 1

**Алгоритм и примеры расчета перспективных  
технико-экономических показателей Кировской ТЭЦ-3**

# **Пример расчета за февраль 2014 года**

**Пример расчета  
за февраль 2014 года**

## I. Показатели турбоагрегатов

№ п/п	Наименование показателя, единицы измерения	Обозначение	Метод определения	Значение показателя по турбоагрегатам					
				ст.№3 ПТ-25-90	ст.№8 ПТ-30-90	ст.№4 Т-25-90	ст.№5 Т-25-90	ст.№6 Т-42/50-90	ТЭЦ
<b>I. Исходные данные</b>									
<b>Выработка электроэнергии в базовом периоде, кВт.ч:</b>									
1	- по турбоагрегату	$\mathcal{E}_i^6$	Форма 3-ТЕХ	13820123	18477835	2819603	12273754	18195710	
2	- по ТЭЦ	$\mathcal{E}_{\text{тэц}}^6$	Форма 3-ТЕХ						65587025
3	Отпуск электроэнергии в базовом периоде, кВт.ч	$\mathcal{E}_{\text{от}}^6$	Форма 3-ТЕХ						56438794
4	Число часов работы турбоагрегатов в базовом периоде, ч	$\tau_{\text{раб}}^6$	Форма 3-ТЕХ	672	672	188	672	635	
5	Признак режима работы турбоагрегата в базовом периоде	$\text{Пр}_i^6$	К - конденсационный; ПТ - с регулируемыми отборами; Т1 - теплофикационный одноступенчатый; Т1 - теплофикационный двухступенчатый.	ПТ	ПТ	Т1	Т1	Т1	
<b>Отпуск тепла турбоагрегатами в базовом периоде, Гкал:</b>									
6	- от турбоагрегатов, всего	$Q_{\text{т}}^6$	Форма 3-ТЕХ	43911,0	49754,0	6752,0	25697,0	39134,0	
<b>в том числе:</b>									
7	- из производственных отборов	$Q_{\text{по}}^6$	Форма 3-ТЕХ	22308	20814				
8	- из теплофикационных отборов	$Q_{\text{то}}^6$	Форма 3-ТЕХ	21603	28940	6752	18579	39134	
9	- от конденсаторов	$Q_{\text{конд}}^6$	Форма 3-ТЕХ	0,0	0,0	0,0	7118,0	0,0	
10	- от ТЭЦ, всего	$Q_{\text{т тэц}}^6$	Форма 3-ТЕХ						165248,0
<b>в том числе:</b>									
11	- из производственных отборов	$Q_{\text{по тэц}}^6$	Форма 3-ТЕХ						43122,0
12	- из теплофикационных отборов	$Q_{\text{то тэц}}^6$	Форма 3-ТЕХ						115008,0
13	- от конденсаторов	$Q_{\text{конд тэц}}^6$	Форма 3-ТЕХ						7118,0
14	Календарное число часов в базовом периоде, ч	$\tau_{\text{кал}}^6$	Данные учета						672
15	Среднечасовой расход охлаждающей воды через конденсаторы турбоагрегатов в базовом периоде, т/ч	$W_i^6$	Расчет по тепловому балансу конденсатора	677,2	1562,3	625,0	814,8	1536,5	
<b>Температура охлаждающей воды по конденсаторам турбоагрегатов в базовом периоде, °С:</b>									
16	- на входе в конденсаторы	$t_{1в}^6$	Форма 3-ТЕХ	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
17	- на выходе из конденсаторов	$t_{2в}^6$	Форма 3-ТЕХ	14,6	13,7	14,2	20,8	11,0	
<b>Фактическое значение удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии турбоагрегатами в базовом периоде, ккал/(кВт ч):</b>									
18	- по турбоагрегатам	$q_{\text{т}}^{\text{бр}6}$	Форма 3-ТЕХ	1258,0	1462,2	1240,3	1348,6	1297,0	
19	- по ТЭЦ	$q_{\text{т}}^{\text{бр}6}$	Форма 3-ТЕХ						1342,5

	<b>Фактическое давление в камерах регулируемых отборов турбоагрегатов в базовом периоде, кг/см<sup>2</sup>:</b>								
20	- в производственном отборе	$P_{по\ i}^6$	Форма 3-ТЕХ	12,2	12,8				
21	- в теплофикационном отборе	$P_{то\ i}^6$	Форма 3-ТЕХ	1,30	1,16	1,30	1,20	1,16	
22	Отпуск электроэнергии в плановом периоде, кВт.ч	$\mathcal{E}_{от}^n$	Задается						56432767
23	Увеличение расхода электроэнергии на собственные нужды, кВт.ч	$\Delta \mathcal{E}_{сн}$	Из нижестоящих расчетов						6027,1
24	Увеличение расход тепла на собственные нужды, Гкал	$\Delta Q_{сн}$	Из нижестоящих расчетов						1,0
	<b>Увеличение расхода тепла внешним потребителям по ТЭЦ в целом (с учетом возможного ввода ПГУ), Гкал:</b>								
25	- с сетевой водой	$\Delta Q_{от\Sigma}^{св}$	Задается						296,5
26	- с паром	$\Delta Q_{от\Sigma}^{пар}$	Задается						0,0
27	- всего	$\Delta Q_{от\Sigma}$	$\Delta Q_{от}^{св} + \Delta Q_{от}^{пар}$						296,5
	<b>Отпуск тепла внешним потребителям от ПГУ, Гкал:</b>								
28	- с сетевой водой	$Q_{отПГУ}^{св}$	Задается						0,0
29	- с паром	$Q_{отПГУ}^{пар}$	Задается						0,0
30	- всего	$Q_{отПГУ}$	$Q_{отПГУ}^{св} + Q_{отПГУ}^{пар}$						0,0
	<b>Увеличение расхода тепла внешним потребителям по ТЭЦ без учета ПГУ, Гкал:</b>								
31	- с сетевой водой	$\Delta Q_{от}^{св}$	$\Delta Q_{от\Sigma}^{св} - Q_{отПГУ}^{св}$						296,5
32	- с паром	$\Delta Q_{от}^{пар}$	$\Delta Q_{от\Sigma}^{пар} - Q_{отПГУ}^{пар}$						0,0
33	- всего	$\Delta Q_{от}$	$\Delta Q_{от}^{св} + \Delta Q_{от}^{пар}$						296,5
34	Увеличение расхода воды в теплосети, т	$\Delta G_{св}$	Задается по условию обеспечения $\Delta Q_{от}^{св}$						6840
35	Расход охлаждающей воды через конденсаторы в плановом периоде, т/ч	$W_i^n$	Расчет по тепловому балансу конденсатора	677,2	1562,3	625,0	814,8	1509,2	
36	Температура охлаждающей воды на входе в конденсаторы в плановом периоде, °С	$t_{1в\ i}^n$	$t_{1в\ i}^6$	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
37	Календарное число часов в планируемом периоде, ч	$\tau_{кал}^n$	Задается						672
38	Число часов работы в плановом периоде, ч	$\tau_{раб\ i}^n$	Задается	672	672	188	672	635	
39	Признак режима работы турбоагрегата в плановом периоде	$P_p^n$	К - конденсационный; ПТ - с регулируемыми отборами; Т1 - теплофикационный одноступенчатый; Т1 - теплофикационный двухступенчатый.	ПТ	ПТ	Т1	Т1	Т1	

<b>2. Расчет показателей работы турбоагрегатов</b>								
1	Средняя электрическая нагрузка турбоагрегатов в базовом периоде, МВт	$N_i^6$	$\Theta_i^6 * 10^{-3} / \tau_{\text{раб}}^6$	20,6	27,5	15,0	18,3	28,7
<b>Среднечасовые тепловые нагрузки турбоагрегатов, Гкал/ч:</b>								
2	- всего	$Q_T^6$	$Q_T^6 / \tau_{\text{раб}}^6$	65,3	74,0	35,9	38,2	61,6
<b>в том числе:</b>								
3	- из производственных отборов	$Q_{\text{по}}^6$	$Q_{\text{по}}^6 / \tau_{\text{раб}}^6$	33,2	31,0			
4	- из теплофикационных отборов	$Q_{\text{то}}^6$	$Q_{\text{то}}^6 / \tau_{\text{раб}}^6$	32,1	43,1	35,9	27,6	61,6
5	- от конденсаторов	$Q_{\text{конд}}^6$	$Q_{\text{конд}}^6 / \tau_{\text{раб}}^6$	0,0	0,0	0,0	10,6	0,0
6	Исходно-номинальный часовой расход свежего пара по турбоагрегатам в базовом периоде, т/ч	$G_0^{(ин)}^6$	$f(N_i^6, Q_{\text{по}}^6, Q_{\text{то}}^6, p_{\text{то}}^6, P_p^6)$ - по рис. 24 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 106 для турбоагрегата ст. № 8; - по рис. 46 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 70 для турбоагрегата ст. № 6.	134,1	166,6	68,6	82,1	150,9
7	Исходно-номинальный расход пара в конденсатор в базовом периоде, т/ч	$G_2^{(ин)}^6$	$f(N_i^6, D_{\text{по}} = f(Q_{\text{по}}^6), D_{\text{то}} = f(Q_{\text{то}}^6), p_{\text{то}}^6)$ - по рис. 26 для турбоагрегата ст. № 3, 8; - по рис. 47, 48 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 71 для турбоагрегата ст. № 6.	16,7	36,1	15,0	29,3	27,9
8	Исходно-номинальное давление пара в конденсаторе турбоагрегата в базовом периоде, кгс/см <sup>2</sup>	$p_2^{(ин)}^6$	$f(W_i^6, t_{\text{в}}^6, G_2^{(ин)}^6)$ - по рис. 30, 31 для турбоагрегатов ст. № 3, 8; - по рис. 53, 54 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 75, 76 для турбоагрегата ст. № 6.	0,017	0,024	0,018	0,023	0,018
9	Исходно-номинальное значение удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии в базовом периоде, т/ч	$q_T^{\text{бр (ин)}}^6$	$f(N_i^6, Q_{\text{по}}^6, Q_{\text{то}}^6, p_{\text{то}}^6, P_p^6)$ - по рис. 2-11 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 83-92 для турбоагрегата ст. № 8; - по рис. 38 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 58-62 для турбоагрегата ст. № 6.	1020,3	1339,9	1250,0	1775,4	1287,5
<b>Сумма поправок к удельному расходу тепла брутто на отклонение значений внешних факторов от фиксированных условий в базовом периоде, ккал/(кВт ч):</b>								
10	- всего	$\sum \Delta q_T^{\text{бр}}^6$	$q_T^{\text{бр}}^6 - q_T^{\text{бр (ин)}}^6$	237,7	122,3	-9,7	-426,8	9,4
<b>в том числе:</b>								
11	- на отклонение давления отработавшего пара в конденсаторе	$\Delta q_T^{\text{бр}}^6 (p_2)$	$f(G_2^{(ин)}^6, p_2^{(ин)}^6, p_2^{\text{ин}})$ - по рис. 16 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 51 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 80 для турбоагрегата ст. № 6; - по рис. 97 для турбоагрегата ст. № 8. где $p_2^{\text{ин}}$ - по условиям построения энергетических характеристик	-77,1	-61,2	-104,6	-70,4	-24,9
12	- на отпуск тепла от конденсатора	$\Delta q_T^{\text{бр}}^6 (Q_{\text{конд}})$	$- Q_{\text{конд}}^6 * 10^6 / \Theta_i^6$	0,0	0,0	0,0	-579,9	0,0
13	- прочие постоянные поправки	$\Delta q_T^{\text{бр}}^6 (\text{проч})$	$\sum \Delta q_T^{\text{бр}}^6 (i) - \sum \Delta q_T^{\text{бр}}^6 (j)$	314,8	183,5	94,9	223,6	34,3
14	Выработка электроэнергии в плановом периоде, кВт.ч	$\Theta_{\text{тэц}}^{\text{п}}$	$\Theta_{\text{от}}^{\text{п}} + (\Theta_{\text{тэц}}^6 - \Theta_{\text{от}}^6 + \Delta \Theta_{\text{сн}})$					65587025
15	Увеличение затрат электроэнергии на сетевые и перекачивающие насосы, кВт.ч	$\Delta \Theta_{\text{сет}}$	$g * H * \Delta G_{\text{св}} / (\eta_{\text{сет}} * 3,6 * 10)$ , где $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ , $H = 180 \text{ м вод.ст.}$ ; $\eta_{\text{сет}} = 75 \%$					4469
16	Увеличение отпуска тепла за счет нагрева в сетевых и перекачивающих насосах, Гкал	$\Delta Q_{\text{нас}}^{\text{гв}}$	$0,86 * \Delta \Theta_{\text{сет}} * \eta_{\text{эмн}} * 10^5$ , где $\eta_{\text{эмн}} = 95 \%$					3,7

<b>Увеличение отпуска тепла внешним потребителям и на собственные нужды, Гкал</b>									
17	<b>- всего:</b>								
18	- план	$\Delta Q_{от+сн}$	$\Delta Q_{от} + \Delta Q_{сн}$						<b>297,5</b>
19	- сумма по составляющим (без ПГУ)	$\Delta Q_{от+сн}$	$\Delta Q_{от}^{по} + \Delta Q_{от}^{то} + \Delta Q_{от}^{конд} + \Delta Q_{от}^{пвк} + \Delta Q_{нас}^{гв}$						<b>297,5</b>
<b>в том числе:</b>									
20	- обеспечиваемое производственным отбором турбоагрегата	$\Delta Q_{от}^{по}$	Задается	0,0	0,0				0,0
21	- обеспечиваемое теплофикационным отбором турбоагрегата	$\Delta Q_{от}^{то}$	Задается	0,0	0,0	0,0	0,0	293,8	293,8
22	- обеспечиваемое отпуском тепла от конденсаторов	$\Delta Q_{от}^{конд}$	Задается	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	- обеспечиваемое отпуском тепла от ПВК	$\Delta Q_{от}^{пвк}$	Задается						0,0
24	- обеспечиваемое отпуском тепла за счет нагрева ее в сетевых и перекачивающих насосах	$\Delta Q_{нас}^{гв}$	$\Delta Q_{нас}^{гв}$						3,7
25	- обеспечиваемое отпуском тепла от РОУ	$\Delta Q_{от}^{роу}$	Задается						0,0
<b>Отпуск тепла в плановом периоде, Гкал:</b>									
26	<b>- от турбоагрегатов, всего</b>	$Q_{т i}^{п}$	$Q_{т i}^{б} + \Delta Q_{от}^{по} + \Delta Q_{от}^{то} + \Delta Q_{от}^{конд}$	43911,0	49754,0	6752,0	25697,0	39427,8	
<b>в том числе:</b>									
27	- из производственных отборов	$Q_{по i}^{п}$	$Q_{по i}^{б} + \Delta Q_{от}^{по}$	22308,0	20814,0				
28	- из теплофикационных отборов	$Q_{то i}^{п}$	$Q_{то i}^{б} + \Delta Q_{от}^{то}$	21603,0	28940,0	6752,0	18579,0	39427,8	
29	- от конденсаторов	$Q_{конд i}^{п}$	$Q_{конд i}^{б} + \Delta Q_{от}^{конд}$	0,0	0,0	0,0	7118,0	0,0	
30	<b>- от ТЭЦ, всего</b>	$Q_{т тэц}^{п}$	$\sum Q_{т i}^{п}$						165541,8
<b>в том числе:</b>									
31	- из производственных отборов	$Q_{по тэц}^{п}$	$\sum Q_{по i}^{п}$						43122,0
32	- из теплофикационных отборов	$Q_{то тэц}^{п}$	$\sum Q_{то i}^{п}$						115301,8
33	- от конденсаторов	$Q_{конд тэц}^{п}$	$\sum Q_{конд i}^{п}$						7118,0
<b>Часовые значения отпуска тепла в плановом периоде, Гкал/ч</b>									
34	- от турбоагрегатов, всего	$Q_{т i}^{п/ч}$	$Q_{т i}^{п} / \tau_{раб i}^{п}$	65,3	74,0	35,9	38,2	62,1	
<b>в том числе:</b>									
35	- из производственных отборов	$Q_{по i}^{п/ч}$	$Q_{по i}^{п} / \tau_{раб i}^{п}$	33,2	31,0				
36	- из теплофикационных отборов	$Q_{то i}^{п/ч}$	$Q_{то i}^{п} / \tau_{раб i}^{п}$	32,1	43,1	35,9	27,6	62,1	
37	- от конденсаторов	$Q_{конд i}^{п/ч}$	$Q_{конд i}^{п} / \tau_{раб i}^{п}$	0,0	0,0	0,0	10,6	0,0	
<b>Потери давления в трубопроводах регулируемых отборов в базовом периоде, кгс/см<sup>2</sup>:</b>									
38	- производственного отбора	$\Delta p_{по i}^{б}$	Равны 0 для турбоагрегатов ст. № 3, 8 (нет зависимостей в НТД)	0,00	0,00				
39	- теплофикационного отбора	$\Delta p_{то i}^{б}$	Равны 0 для турбоагрегатов ст. № 3-8 (нет зависимостей в НТД)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	

<b>Потери давления в трубопроводах регулируемых отборов в плановом периоде, кгс/см<sup>2</sup>:</b>									
40	- производственного отбора	$\Delta p_{по\ i}^n$	Равны 0 для турбоагрегатов ст. № 3, 8 (нет зависимостей в НТД)	0,00	0,00				
41	- теплофикационного отбора	$\Delta p_{то\ i}^n$	Равны 0 для турбоагрегатов ст. № 3-8 (нет зависимостей в НТД)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
<b>Плановые значения давления пара в камерах регулируемых отборов, кгс/см<sup>2</sup>:</b>									
42	- производственного отбора	$p_{по\ i}^n$	$p_{по\ i}^6 + \Delta p_{по\ i}^n - \Delta p_{по\ i}^6$	12,2	12,8				
43	- теплофикационного отбора	$p_{то\ i}^n$	$p_{то\ i}^{6/} + \Delta p_{то\ i}^n - \Delta p_{то\ i}^6$	1,300	1,160	1,300	1,200	1,160	
44	Минимальная электрическая нагрузка в плановом периоде, МВт	$N_{мин\ i}^n$	$f(Q_{по\ i}^6, Q_{то\ i}^6, p_{то\ i}^6, \Pi_p^6)$ - по рис. 2-11 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 83-92 для турбоагрегата ст. № 8; - по рис. 38 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 58-62 для турбоагрегата ст. № 6.	20,0	26,0	14,0	12,4	25,0	
45	Максимальная электрическая нагрузка в плановом периоде, МВт	$N_{макс\ i}^n$	$f(Q_{по\ i}^n, Q_{то\ i}^n, p_{то\ i}^n, \Pi_p^n)$ - по рис. 2-11 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 83-92 для турбоагрегата ст. № 8; - по рис. 38 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 58-62 для турбоагрегата ст. № 6.	28,0	30,0	28,0	28,0	45,1	
46	Средняя электрическая нагрузка турбоагрегатов в плановом периоде, МВт	$N_i^n$	Задается оптимально	20,6	27,5	15,0	18,3	28,7	
47	Средняя электрическая нагрузка турбоагрегатов в базовом периоде, МВт	$N_i^6$	$\Theta_i^6 * 10^{-3} / \tau_{раб\ i}^6$	20,6	27,5	15,0	18,3	28,7	
<b>Выработка электроэнергии в плановом периоде, кВт ч</b>									
- по ТЭЦ:									
48	- план	$\Theta_{тэц}^n$	$\Theta_{тэц}^n$						65587025,0
49	- по сумме выработок турбоагрегатами	$\Theta_{тэц}^n$	$\sum \Theta_i^n$						65587025,0
50	- турбоагрегатом	$\Theta_i^n$	$N_i^n * \tau_{раб\ i}^n * 10^3$	13820123	18477835	2819603	12273754	18195710	
51	Исходно-номинальный часовой расход свежего пара по турбоагрегатам в плановом периоде, т/ч	$G_0^{(ин)} n_i$	$f(N_i^n, Q_{по\ i}^n, Q_{то\ i}^n, p_{то\ i}^n, \Pi_p^n)$ - по рис. 24 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 106 для турбоагрегата ст. № 8; - по рис. 46 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 70 для турбоагрегата ст. № 6.	134,1	166,6	68,6	82,1	151,2	
52	Исходно-номинальный расход пара в конденсатор в плановом периоде, т/ч	$G_2^{(ин)} n_i$	$f(N_i^n, D_{по} = f(Q_{по\ i}^n), D_{то} = f(Q_{то\ i}^n, p_{то\ i}^n)$ - по рис. 26 для турбоагрегата ст. № 3, 8; - по рис. 47, 48 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 71 для турбоагрегата ст. № 6.	16,7	36,1	15,0	29,3	27,4	
53	Исходно-номинальное давление пара в конденсаторе турбоагрегата в плановом периоде, кгс/см <sup>2</sup>	$p_2^{(ин)} n_i$	$f(W_i^n, t_{в\ i}^n, G_2^{(ин)} n_i)$ - по рис. 30, 31 для турбоагрегатов ст. № 3, 8; - по рис. 53, 54 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 75, 76 для турбоагрегата ст. № 6.	0,017	0,024	0,018	0,023	0,018	

54	Исходно-номинальное значение удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии в плановом периоде, т/ч	$q_{т\text{бр}}^{(ин)п_i}$	$f(N_i^п; Q_{по\text{и}}^п; Q_{то\text{и}}^п; P_{то\text{и}}^п; P_{р\text{и}}^п)$ - по рис. 2-11 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 83-92 для турбоагрегата ст. № 8; - по рис. 38 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 58-62 для турбоагрегата ст. № 6.	1020,3	1339,9	1250,0	1775,4	1278,1	
	<b>Поправки к удельному расходу тепла брутто на отклонение значений внешних факторов от фиксированных условий, ккал/(кВт ч):</b>								
55	- на отклонение давления отработавшего пара в конденсаторе	$\Delta q_{т\text{бр}}^{(р2)п_i}$	$f(G_2^{(ин)п_i}; p_2^{(ин)п_i}; p_2^{(ин)п_i})$ - по рис. 16 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 51 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 80 для турбоагрегата ст. № 6; - по рис. 97 для турбоагрегата ст. № 8. где $p_2^{(ин)п_i}$ - по условиям построения энергетических характеристик	-77,1	-61,2	-104,6	-70,4	-24,7	
56	- на отпуск тепла от конденсатора	$\Delta q_{т\text{бр}}^{(Q_{конд})п_i}$	$- Q_{конд\text{и}}^п * 10^6 / \mathcal{E}_i^п$	0,0	0,0	0,0	-579,9	0,0	
57	- прочие постоянные поправки	$\Delta q_{т\text{бр}}^{(проч)п_i}$	$\Delta q_{т\text{бр}}^{(проч)п_i}$	314,8	183,5	94,9	223,6	34,3	
	<b>Плановое значение удельного расхода тепла брутто, ккал/(кВт ч):</b>								
58	- по турбоагрегату	$q_{т\text{бр}}^{п_i}$	$q_{т\text{бр}}^{(ин)п_i} + \sum \Delta q_{т\text{бр}}^{(j)п_i} + \Delta q_{т\text{бр}}^{(проч)п_i}$	1258,0	1462,2	1240,3	1348,6	1287,6	
59	- по ТЭЦ	$q_{т\text{бр}}^{п_{тэц}}$	$\sum (q_{т\text{бр}}^{п_i} * \mathcal{E}_i^п) / \mathcal{E}_{тэц}^п$						1339,9
60	Увеличение выработки тепла брутто группой энергетических котлов, Гкал	$\Delta Q_{к\text{бр}}$	$(\Delta Q_{от+сн} - \Delta Q_{от}^{пвк} - \Delta Q_{нас}^{гв}) + (q_{т\text{бр}}^{п_{тэц}} * \mathcal{E}_{тэц}^п - q_{т\text{бр}}^{п_{тэц}} * \mathcal{E}_{тэц}^п) * 10^{-6} + Q_{тп}^п - Q_{тп}^б$						123,8
	<b>Номинальные затраты электроэнергии на индивидуальные механизмы собственных нужд турбоагрегатов, кВт ч</b>								
61	- в базовом периоде	$\mathcal{E}_{т\text{инд}}^б_i$	$N_{инд\text{и}} * \tau_{раб\text{и}}^б$ $N_{инд\text{и}} = 27,9$ кВт для турбоагрегата ст. №3; $N_{инд\text{и}} = 26,8$ кВт для турбоагрегата ст. №4; $N_{инд\text{и}} = 27,4$ кВт для турбоагрегата ст. №5; $N_{инд\text{и}} = 31,5$ кВт для турбоагрегата ст. №6; $N_{инд\text{и}} = 27,7$ кВт для турбоагрегата ст. №8.	18748,8	18614,4	5038,4	18412,8	20002,5	
62	- в плановом периоде	$\mathcal{E}_{т\text{инд}}^{п_i}$	$N_{инд\text{и}} * \tau_{раб\text{и}}^п$ $N_{инд\text{и}} = 27,9$ кВт для турбоагрегата ст. №3; $N_{инд\text{и}} = 26,8$ кВт для турбоагрегата ст. №4; $N_{инд\text{и}} = 27,4$ кВт для турбоагрегата ст. №5; $N_{инд\text{и}} = 31,5$ кВт для турбоагрегата ст. №6; $N_{инд\text{и}} = 27,7$ кВт для турбоагрегата ст. №8.	18748,8	18614,4	5038,4	18412,8	20002,5	
63	Увеличение затрат электроэнергии на индивидуальные механизмы собственных нужд турбоагрегатов, кВт.ч	$\Delta \mathcal{E}_{т\text{инд}}$	$\mathcal{E}_{т\text{инд}}^{п_i} - \mathcal{E}_{т\text{инд}}^б_i$						0,0
	<b>Номинальные затраты электроэнергии на привод циркуляционных насосов, кВт ч</b>								
64	- в базовом периоде	$\mathcal{E}_{т\text{ин}}^б_i$	$N_{ин} * \tau_{кал}^б$ $N_{ин} = f(G_{ив\text{гр}}^б)$ по рис. 170						240548,1

65	- в плановом периоде	$\mathcal{E}_T^{ин п}$	$N_{ин} * \tau_{кал}^п$ $N_{ин} = f(G_{цв}^п)$ по рис. 170							240473,7
66	Увеличение расхода электроэнергии привод циркуляционных насосов, кВт.ч	$\Delta \mathcal{E}_T^{ин}$	$\mathcal{E}_T^{ин п} - \mathcal{E}_T^{ин б}$							-74,3
67	Увеличение расхода электроэнергии на прочие собственные нужды турбоагрегатов, кВт.ч	$\Delta \mathcal{E}_T^{проч}$	$N_T^{проч} * (\tau_{кал}^п - \tau_{кал}^б)$							0
68	Увеличение затрат электроэнергии на собственные нужды турбоагрегатов, кВт.ч	$\Delta \mathcal{E}_{сн}^т$	$\Delta \mathcal{E}_T^{проч} + \Delta \mathcal{E}_T^{ин} + \Delta \mathcal{E}_T^{инд}$							-74
<b>Исходно-номинальные значения температуры питательной воды, °С:</b>										
<b>- по турбоагрегату:</b>										
69	- в базовом периоде	$t_{пв}^{т б}$	$f(G_0^{(ин) б/}, P_{но}^б; \Pi_p^б)$ - по рис. 27 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 50 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 72 для турбоагрегата ст. № 6; - по рис. 110 для турбоагрегата ст. № 8.	206,4	219,4	206,5	183,8	199,8		
70	- в плановом периоде	$t_{пв}^{т п}$	$f(G_0^{(ин) п/}, P_{но}^п; \Pi_p^п)$ - по рис. 27 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 50 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 72 для турбоагрегата ст. № 6; - по рис. 110 для турбоагрегата ст. № 8.	206,4	219,4	206,5	183,8	199,8		
<b>- по группе оборудования:</b>										
71	- в базовом периоде	$t_{пв}^{т б гр}$	$\sum(t_{пв}^{т б} * G_0^{(ин) б/} * \tau_{раб}^б) / \sum(G_0^{(ин) б/} * \tau_{раб}^б)$							205,3
72	- в плановом периоде	$t_{пв}^{т п гр}$	$\sum(t_{пв}^{т п} * G_0^{(ин) п/} * \tau_{раб}^п) / \sum(G_0^{(ин) п/} * \tau_{раб}^п)$							205,3
73	Доля времени нахождения турбоагрегатов в простое в базовом периоде, ед	$\beta_T^б$	$(5 * \tau_{кал}^б - \sum \tau_{раб}^{т б}) / (5 * \tau_{кал}^б)$							0,16
74	Номинальный расход тепла на отопление турбинного отделения в базовом периоде, Гкал/ч	$Q_o^{то б/}$	$f(t_{пв}^б, \beta_T^б)$ - рис. 156							0,28
75	Номинальный расход тепла на вентиляцию турбинного отделения в базовом периоде, Гкал/ч	$Q_v^{то б/}$	$f(t_{пв}^б, \gamma_k^б)$ - рис. 158							0,88
76	Номинальный расход тепла на отопление, вентиляцию и кондиционирование зданий и сооружений второй категории, относящихся к турбинному отделению в базовом периоде, Гкал/ч	$Q_{овк}^{то 2к б/}$	$f(t_{пв}^б)$ - рис. 159							0,18
77	Доля времени нахождения турбоагрегата в простое в плановом периоде, ед	$\beta_T^п$	$(5 * \tau_{кал}^п - \sum \tau_{раб}^{т п}) / (5 * \tau_{кал}^п)$							0,16
78	Номинальный расход тепла на отопление турбинного отделения в плановом периоде, Гкал/ч	$Q_o^{то п/}$	$f(t_{пв}^п, \beta_T^п)$ - рис. 156							0,28
79	Номинальный расход тепла на вентиляцию турбинного отделения в плановом периоде, Гкал/ч	$Q_v^{то п/}$	$f(t_{пв}^п, \gamma_k^п)$ - рис. 158							0,88

80	Номинальный расход тепла на отопление, вентиляцию и кондиционирование зданий и сооружений второй категории, относящихся к турбинному отделению в плановом периоде, Гкал/ч	$Q_{\text{овк}}^{\text{то 2к п/}}$	$f(t_{\text{нв}}^{\text{п}})$ - рис. 159						0,18
81	Увеличение затрат тепла на отопление, вентиляцию и кондиционирование зданий и сооружений, относящихся к турбинному отделению, Гкал	$\Delta Q_{\text{овк}}^{\text{то}}$	$(\Sigma Q_{\text{о}}^{\text{то п/}} + \Sigma Q_{\text{в}}^{\text{то п/}} + \Sigma Q_{\text{овк}}^{\text{то 2к п/}}) * \tau_{\text{кал}}^{\text{п}} - (\Sigma Q_{\text{о}}^{\text{то б/}} + \Sigma Q_{\text{в}}^{\text{то б/}} + \Sigma Q_{\text{овк}}^{\text{то 2к б/}}) * \tau_{\text{кал}}^{\text{б}}$						0,2
82	Увеличение затрат тепла на собственные нужды группы турбоагрегатов, Гкал	$\Delta Q_{\text{сн}}^{\text{т}}$	$\Delta Q_{\text{овк}}^{\text{то}}$						0,2
<b>Технологические потери тепла, связанные с отпуском тепла от энергетических котлов, Гкал/ч:</b>									
83	- в базовом периоде	$q_{\text{пот}}^{(\text{эк}) (\text{н}) \text{б}}$	$f(t_{\text{нв}}^{\text{б}})$ по рис. 183 с учетом состава работающего оборудования						0,591
95	- в плановом периоде	$q_{\text{пот}}^{(\text{эк}) (\text{н}) \text{п}}$	$f(t_{\text{нв}}^{\text{п}})$ по рис. 183 с учетом состава работающего оборудования						0,591
96	Увеличение технологических потерь тепла, связанных с отпуском тепла от энергетических котлов, Гкал	$\Delta Q_{\text{от}}^{\text{пот(эк)}}$	$q_{\text{пот}}^{(\text{эк}) (\text{н}) \text{п}} * \tau_{\text{кал}}^{\text{п}} - q_{\text{пот}}^{(\text{эк}) (\text{н}) \text{б}} * \tau_{\text{кал}}^{\text{б}}$						0,0
97	Увеличение затрат электроэнергии на нужды теплофикационной установки, кВт ч	$\Delta \mathcal{E}_{\text{тепл}}$	$\Delta \mathcal{E}_{\text{сет}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{тл}}^{\text{пвк}}$						4469
98	Уточненное увеличение расхода электроэнергии на собственные нужды, кВт ч	$\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}$	$\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{т}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{к}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{тепл}}$						6027
99	Уточненное увеличение расхода тепла на собственные нужды, Гкал	$\Delta Q_{\text{сн}}$	$\Delta Q_{\text{сн}}^{\text{т}} + \Delta Q_{\text{сн}}^{\text{к}} + \Delta Q_{\text{от}}^{\text{пот(эк)}}$						1,0
<b>3. Расчет удельных</b>									
<b>Расход тепла на выработку электроэнергии, Гкал:</b>									
1	- в базовом периоде	$Q_{\text{э}}^{\text{б}}$	$q_{\text{т}}^{\text{бр б}} / \tau_{\text{эц}} * \mathcal{E}_{\text{тэц}}^{\text{б}} * 10^{-6}$						88053,2
2	- в плановом периоде	$Q_{\text{э}}^{\text{п}}$	$q_{\text{т}}^{\text{бр п}} / \tau_{\text{эц}} * \mathcal{E}_{\text{тэц}}^{\text{п}} * 10^{-6}$						87883,1
<b>Расход тепла на собственные нужды турбоагрегатов, Гкал:</b>									
3	- в базовом периоде	$Q_{\text{т}}^{\text{сн б}}$	Форма 3-ТЕХ						854,1
4	- в плановом периоде	$Q_{\text{т}}^{\text{сн п}}$	$Q_{\text{т}}^{\text{сн б}} + \Delta Q_{\text{сн}}^{\text{т}}$						854,3
<b>Расход электроэнергии на собственные нужды турбоагрегатов, кВт.ч:</b>									
5	- в базовом периоде	$\mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{сн б}}$	Форма 3-ТЕХ						290434
6	- в плановом периоде	$\mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{сн п}}$	$\mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{сн б}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{т}}$						290360
<b>Технологические потери тепла, связанные с отпуском тепла от энергетических котлов, Гкал:</b>									
7	- в базовом периоде	$Q_{\text{от}}^{\text{пот(эк) б}}$	Данные учета						3251,6
8	- в плановом периоде	$Q_{\text{от}}^{\text{пот(эк) п}}$	$Q_{\text{от}}^{\text{пот(эк) б}} + \Delta Q_{\text{от}}^{\text{пот(эк)}}$						3251,6

	<b>Отпуск тепла за счет нагрева воды в сетевых и перекачивающих насосах, Гкал:</b>								
9	- в базовом периоде	$Q_{нас}^{гв б}$	$0,86 * \mathcal{E}_{сет} * \eta_{эм} / 100$ , где $\eta_{эм} = 95\%$ - электромеханический КПД сетевых и перекачивающих насосов						2254,8
10	- в плановом периоде	$Q_{нас}^{гв п}$	$Q_{нас}^{гв б} + \Delta Q_{нас}^{гв}$						2258,4
	<b>Отпуск тепла внешним потребителям, Гкал:</b>								
	<b>- в базовом периоде:</b>								
11	- всего	$Q_{от}^б$	Форма 3-ТЕХ						161648,0
12	- с паром	$Q_{от}^{пар б}$	Форма 3-ТЕХ						23808,0
13	- с сетевой водой	$Q_{от}^{св б}$	Форма 3-ТЕХ						137840,0
	<b>- в плановом периоде:</b>								
14	- всего	$Q_{от}^п$	$Q_{от}^б + \Delta Q_{от}$						161944,5
15	- с паром	$Q_{от}^{пар п}$	$Q_{от}^{пар б} + \Delta Q_{от}^{пар}$						23808,0
16	- с сетевой водой	$Q_{от}^{св п}$	$Q_{от}^{св б} + \Delta Q_{от}^{св}$						138136,5
	<b>Удельный расход тепла нетто на производство электроэнергии группой турбоагрегатов, ккал/кВт ч:</b>								
17	- в базовом периоде	$q_t^{н б}$	$(Q_3 + Q_t^{сн б}) * 10^6 / (\mathcal{E}_{тэц}^б - \mathcal{E}_t^{сн б})$						1361,6
18	- в плановом периоде	$q_t^{н п}$	$(Q_3 + Q_t^{сн б}) * 10^6 / (\mathcal{E}_{тэц}^б - \mathcal{E}_t^{сн б})$						1359,0
	<b>Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт ч:</b>								
	<b>- в базовом периоде:</b>								
19	- поверочный расчет	$b_3^{(физ) б}$	$q_t^{н б} * 10^4 / (7 * \eta_{кн}^{(физ) б} * \eta_{тп}^б)$						226,5
20	- отчетное значение	$b_3^{(физ) отч}$	Форма 3-ТЕХ						226,5
21	- в плановом периоде	$b_3^{(физ) п}$	$q_t^{н п} * 10^4 / (7 * \eta_{кн}^{(физ) п} * \eta_{тп}^п)$						226,1
<b>4. Дополнительные расчеты по определению удельных расходов топлива по пропорциональному методу</b>									
1	Отношение отпуски тепла с отработавшим паром к полному отпуску тепла от ТЭЦ в базовом периоде	$K_t$	Форма 3-ТЕХ						0,9967
2	Исходно-номинальные значения удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии в плановом периоде при условном отсутствии отпуски тепла из регулируемых отборов и от конденсаторов, ккал/кВт ч	$q_t^{бр(ин)}_{i, Q_{по}=0; Q_{то}=0 п}$	$f(N_i^н; Q_{по}^н = 0, Q_{то}^н = 0, p_{то}^н; P_p^н)$ - по рис. 2-11 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 83-92 для турбоагрегата ст. № 8; - по рис. 38 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 58-62 для турбоагрегата ст. № 6.	2552,0	2664,2	2691,8	2634,2	2485,5	
	<b>Планируемое увеличение отпуски тепла на выработку электроэнергии при условном отсутствии отпуски тепла из регулируемых отборов и от конденсаторов, Гкал</b>								
3	- по турбоагрегату	$\Delta Q_3^{отр п i}$	$[(q_t^{бр(ин)}_{i, Q_{по}=0; Q_{то}=0 п} - q_t^{бр(ин) п} * \mathcal{E}_i^п) * K_t^{отр п} * 10^6 + Q_{конд i}^п * K_t^{отр п}] * \mathcal{E}_i^п$	21098,7	24389,6	4051,9	17600,3	21898,6	
4	- по ТЭЦ	$\Delta Q_3^{отр п}$	$\Sigma \Delta Q_3^{отр п i}$						89039,1
5	Коэффициент отнесения затрат топлива на производство электроэнергии по пропорциональному методу в плановом периоде, ед	$K_3^{(пр) п}$	$(Q_3^п + Q_t^{сн п} + \Delta Q_3^{отр п}) / [Q_3 + Q_t^{сн п} + \Delta Q_3^{отр п} + (Q_{от}^п - Q_{от}^{пвк п} - Q_{нас}^{гв п})(100 + \alpha_{пот}^{эк п}) * 10^{-2}]$						0,5218

6	Коэффициент увеличения расхода топлива энергетическими котлами при условном отсутствии отпуска тепла от турбоагрегатов в плановом периоде, ед	$K_{отр(к)}^n$	$1 + \Delta Q_3^{отр б} / [Q_3 + Q_T^{чн б} + (Q_{от}^б - Q_{от}^{пвк б} - Q_{нас}^{гв б})(100 + \alpha_{пот}^{эк б}) * 10^{-2}]$						1,3538
7	Коэффициент увеличения расхода тепла на производство электроэнергии при условном отсутствии отпуска тепла от турбоагрегатов в плановом периоде, ед	$K_{отр(т)}^n$	$1 + \Delta Q_3^{отр п} / (Q_3 + Q_T^{чн п})$						2,0034
8	Удельный расход электроэнергии на собственные нужды, относимый на производство электроэнергии по пропорциональному методу в плановом периоде, %	$\varepsilon_3^{чн(пр) п}$	$(\varepsilon_T^{чн п} + K_3^{(пр) п} * \varepsilon_K^{чн п}) * 10^2 / \varepsilon_{тэц}^п$						5,05
9	КПД нетто группы энергетических котлов по пропорциональному методу в плановом периоде, %	$\eta_K^{н(пр) п}$	$\eta_K^{бр п} * \varepsilon_{тэц}^п * (100 - \alpha_K^{чн п}) * (100 - \varepsilon_3^{чн(пр) п}) / (100 * K_Q^п * (100 - \varepsilon_T^{чн п} * 10^2 / \varepsilon_{тэц}^п))$						86,54
10	Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по пропорциональному методу в плановом периоде, г у.т./кВт ч	$b_3^{(пр) п}$	$q_T^{н п} * K_{отр(т)}^п * 10^4 / (7 * \eta_K^{н(пр) п} * \eta_{гп}^п * K_{отр(к)}^п)$						339,8
11	Промежуточное значение удельного расхода условного топлива на отпуск тепла от энергетических котлов по пропорциональному методу в плановом периоде, кг у.т./Гкал	$b_{тэ}^{эк(пр) п}$	$(100 + \alpha_{пот}^{эк п}) * 10^5 / (7 * \eta_K^{н(пр) п} * \eta_{гп}^п * K_{отр(к)}^п)$						127,4
12	Увеличение удельного расхода условного топлива на отпуск тепла вследствие дополнительных затрат электроэнергии по пропорциональному методу в плановом периоде, кг у.т./Гкал	$\Delta b_{тэ}^{(пр) п}$	$\varepsilon_{пар+тепл}^п * 10^{-3} * b_3^{(пр) п} / Q_{от}^п$						6,44
13	Удельный расход условного топлива на отпуск тепла по пропорциональному методу в плановом периоде, кг у.т./Гкал	$b_{тэ}^{(пр) п}$	$[b_{тэ}^{эк(пр) п} * (100 - \alpha_{пвк}^п - \alpha_{нас}^{гв п}) + b_{тэ}^{пвк п} * \alpha_{пвк}^п] * 10^{-2} + \Delta b_{тэ}^{(пр) п}$						132,03
14	Полный расход топлива по ТЭЦ по пропорциональному методу в плановом периоде, т у.т.	$V_{пр}^п$	$b_3^{(пр) п} * \varepsilon_{от}^п * 10^{-6} + b_{тэ}^{(пр) п} * Q_{от}^п * 10^{-3}$						40559
<b>5. Дополнительные расчеты по определению удельных расходов топлива на выработку электроэнергии</b>									
<b>Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, г/кВт ч:</b>									
1	- в базовом периоде по физическому методу:	$b_3^{(физ) б}_{выр}$	$b_3^{(физ) б} * \varepsilon_{от}^б / \varepsilon_{тэц}^б$						194,9
<b>- в плановом периоде:</b>									
2	- по физическому методу	$b_3^{(физ) п}_{выр}$	$b_3^{(физ) п} * \varepsilon_{от}^п / \varepsilon_{тэц}^п$						194,5
3	- по пропорциональному методу	$b_3^{(пр) п}_{выр}$	$b_3^{(пр) п} * \varepsilon_{от}^п / \varepsilon_{тэц}^п$						292,4

6. Дополнительные расчеты по определению показателей выработки электроэнергии по конденсационному и теплофикационному циклам								
<b>Удельная теплофикационная выработка электроэнергии, кВт ч/Гкал:</b>								
<b>- в базовом периоде:</b>								
1	- паром производственного отбора	$W_{\text{тф}}^{\text{по } \beta_i}$	$f(G_0^{(\text{шт})\beta_i}, P_{\text{по } \beta_i}^{\beta_i})$ - по рис.21, 23 для турбоагрегатов ст. № 3; - по рис. 103, 105 для турбоагрегата ст. № 8.	168,4	187,0			
2	- паром теплофикационного отбора	$W_{\text{тф}}^{\text{то } \beta_i}$	$f(G_0^{(\text{шт})\beta_i}, Q_{\text{по } \beta_i}^{\beta_i}, P_{\text{то } \beta_i}^{\beta_i}, \Pi_{\beta_i}^{\beta_i})$ - по рис. 22, 23 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 104, 105 для турбоагрегата ст. № 8; - по рис. 45 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 68 для турбоагрегата ст. № 6.	286,0	401,1	309,4	326,1	438,4
<b>- в плановом периоде:</b>								
3	- паром производственного отбора	$W_{\text{тф}}^{\text{по } \pi_i}$	$f(G_0^{(\text{шт})\pi_i}, P_{\text{по } \pi_i}^{\pi_i})$ - по рис.21, 23 для турбоагрегатов ст. № 3; - по рис. 103, 105 для турбоагрегата ст. № 8.	168,4	187,0			
4	- паром теплофикационного отбора	$W_{\text{тф}}^{\text{то } \pi_i}$	$f(G_0^{(\text{шт})\pi_i}, Q_{\text{по } \pi_i}^{\pi_i}, P_{\text{то } \pi_i}^{\pi_i}, \Pi_{\pi_i}^{\pi_i})$ - по рис. 22, 23 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 104, 105 для турбоагрегата ст. № 8; - по рис. 45 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 68 для турбоагрегата ст. № 6.	286,0	401,1	309,4	326,1	438,5
5	Электромеханический КПД турбоагрегатов в базовом периоде, %	$\eta_{\text{эм } i}^{\beta}$	$f(N_i^{\beta})$ - по рис. 30 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 111 для турбоагрегата ст. № 8; - по рис. 52 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 74 для турбоагрегата ст. № 6.	96,6	95,9	96,6	97,0	97,1
6	Электромеханический КПД турбоагрегатов в плановом периоде, %	$\eta_{\text{эм } i}^{\pi}$	$f(N_i^{\pi})$ - по рис. 30 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 111 для турбоагрегата ст. № 8; - по рис. 52 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 74 для турбоагрегата ст. № 6.	96,6	95,9	96,6	97,0	97,1
<b>Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу, кВт.ч:</b>								
<b>- в базовом периоде:</b>								
7	- по турбоагрегатам	$\mathcal{E}_{\text{тф } i}^{\beta}$	$W_{\text{тф}}^{\text{по } \beta_i} * Q_{\text{по } \beta_i}^{\beta_i} + W_{\text{тф}}^{\text{то } \beta_i} * Q_{\text{то } \beta_i}^{\beta_i} + \mathcal{E}_{\text{тф } i}^{\text{конд } \beta}$	12149000	16358000	2590000	10915000	16449000
8	- по ТЭЦ	$\mathcal{E}_{\text{тф } \text{тэц}}^{\beta}$	$\sum \mathcal{E}_{\text{тф } i}^{\beta}$					58461000
<b>- в плановом периоде:</b>								
9	- по турбоагрегатам	$\mathcal{E}_{\text{тф } i}^{\pi}$	$W_{\text{тф}}^{\text{по } \pi_i} * Q_{\text{по } \pi_i}^{\pi_i} + W_{\text{тф}}^{\text{то } \pi_i} * Q_{\text{то } \pi_i}^{\pi_i} + \mathcal{E}_{\text{тф } i}^{\text{конд } \pi}$	12149000	16358000	2590000	10915000	16576659
10	- по ТЭЦ	$\mathcal{E}_{\text{тф } \text{тэц}}^{\pi}$	$\sum \mathcal{E}_{\text{тф } i}^{\pi}$					58588659
<b>Выработка электроэнергии по конденсационному циклу, кВт.ч:</b>								
11	- в базовом периоде	$\mathcal{E}_{\text{кн } \text{тэц}}^{\beta}$	$\mathcal{E}_{\text{тэц}}^{\beta} - \mathcal{E}_{\text{тф } \text{тэц}}^{\beta}$					7126025
12	- в плановом периоде	$\mathcal{E}_{\text{кн } \text{тэц}}^{\pi}$	$\mathcal{E}_{\text{тэц}}^{\pi} - \mathcal{E}_{\text{тф } \text{тэц}}^{\pi}$					6998366
<b>Отпуск электроэнергии, кВт.ч:</b>								
<b>- в базовом периоде:</b>								
13	- по конденсационному циклу	$\mathcal{E}_{\text{от } \text{кн}}^{\beta}$	$\mathcal{E}_{\text{кн } \text{тэц}}^{\beta} * \mathcal{E}_{\text{от}}^{\beta} / \mathcal{E}_{\text{тэц}}^{\beta}$					6132070
14	- по теплофикационному циклу	$\mathcal{E}_{\text{от } \text{тф}}^{\beta}$	$\mathcal{E}_{\text{тф } \text{тэц}}^{\beta} * \mathcal{E}_{\text{от}}^{\beta} / \mathcal{E}_{\text{тэц}}^{\beta}$					50306724

	<b>- в плановом периоде:</b>								
15	- по конденсационному циклу	$\mathcal{E}_{от\ кн}^n$	$\mathcal{E}_{кн\ тэц}^n * \mathcal{E}_{от}^n / \mathcal{E}_{тэц}^n$						6021575
16	- по теплофикационному циклу	$\mathcal{E}_{от\ тф}^n$	$\mathcal{E}_{тф\ тэц}^n * \mathcal{E}_{от}^n / \mathcal{E}_{тэц}^n$						50411192
	<b>Удельный расход тепла брутто на выработку электроэнергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу, ккал/кВт.ч:</b>								
17	- в базовом периоде	$q_{тф}^{бр\ б}$	$860 * 10^2 / \eta_{эм\ i}^n + Q_{проч} * 10^3 / N_i^б - \Delta i_{ПЭН} * G_0^{(шт)\ б} / N_i^б,$ $Q_{проч} = 8,8 * 10^{-5} * N_i^б - 1,8 * 10^{-3} * N_i^б + 0,48;$ $\Delta i_{ПЭН} = 5,3 \text{ ккал/кг для турбоагрегатов ст. № 3-5, 8;}$ $\Delta i_{ПЭН} = 7,0 \text{ ккал/кг для турбоагрегата ст. № 6}$	1074,3	931,3	1112,9	1601,1	830,7	
18	- в плановом периоде	$q_{тф}^{бр\ п}$	$860 * 10^2 / \eta_{эм\ i}^n + Q_{проч} * 10^3 / N_i^п - \Delta i_{ПЭН} * G_0^{(шт)\ п} / N_i^п,$ $Q_{проч} = 8,8 * 10^{-5} * N_i^п - 1,8 * 10^{-3} * N_i^п + 0,48;$ $\Delta i_{ПЭН} = 5,3 \text{ ккал/кг для турбоагрегатов ст. № 3-5, 8;}$ $\Delta i_{ПЭН} = 7,0 \text{ ккал/кг для турбоагрегата ст. № 6}$	1074,3	931,3	1112,9	1601,1	830,6	
	<b>Удельный расход тепла нетто на производство электроэнергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу, ккал/кВт.ч:</b>								
	<b>- по турбоагрегатам:</b>								
19	- в базовом периоде	$q_{тф\ i}^{н\ б}$	$q_{тф}^{бр\ б} * (100 + Q_{т\ чн\ б} / Q_3^б * 10^2) / (100 - \mathcal{E}_{т\ чн\ б} * 10^2 * \mathcal{E}_{тф\ тэц}^б / (\mathcal{E}_{тэц}^б)^2)$	1089,0	944,0	1128,2	1623,0	842,0	
20	- в плановом периоде	$q_{тф\ i}^{н\ п}$	$q_{тф}^{бр\ п} * (100 + Q_{т\ чн\ п} / Q_3^п * 10^2) / (100 - \mathcal{E}_{т\ чн\ п} * 10^2 * \mathcal{E}_{тф\ тэц}^п / (\mathcal{E}_{тэц}^п)^2)$	1089,1	944,1	1128,2	1623,1	842,0	
	<b>- по ТЭЦ:</b>								
21	- в базовом периоде	$q_{тф}^{н\ б}$	$\sum q_{тф\ i}^{н\ б} * \mathcal{E}_{тф\ i}^б / \mathcal{E}_{тф\ тэц}^б$						1080,4
22	- в плановом периоде	$q_{тф}^{н\ п}$	$\sum q_{тф\ i}^{н\ п} * \mathcal{E}_{тф\ i}^п / \mathcal{E}_{тф\ тэц}^п$						1079,9
	<b>Удельный расход условного топлива на отпук электроэнергии, г/кВт.ч:</b>								
	<b>- в базовом периоде по физическому методу:</b>								
23	- по конденсационному циклу	$b_3^{(физ)\ б}$	$(b_3^{(физ)\ б} * \mathcal{E}_{от}^б - b_3^{(физ)\ б} * \mathcal{E}_{от\ тф}^б) / \mathcal{E}_{от\ кн}^б$						610,3
24	- по теплофикационному циклу	$b_3^{(физ)\ б}$	$q_{тф}^{н\ б} * 10^4 / (7 * \eta_{кн}^{(физ)\ б} * \eta_{тп}^б)$						179,8
	<b>- в плановом периоде:</b>								
	<b>- по физическому методу:</b>								
25	- по конденсационному циклу	$b_3^{(физ)\ п}$	$(b_3^{(физ)\ п} * \mathcal{E}_{от}^п - b_3^{(физ)\ п} * \mathcal{E}_{от\ тф}^п) / \mathcal{E}_{от\ кн}^п$						614,8
26	- по теплофикационному циклу	$b_3^{(физ)\ п}$	$q_{тф}^{н\ п} * 10^4 / (7 * \eta_{кн}^{(физ)\ п} * \eta_{тп}^п)$						179,7
	<b>- по пропорциональному методу:</b>								
27	- по конденсационному циклу	$b_3^{(пр)\ п}$	$b_3^{(пр)\ п} * K_{отр(к)}^п$						395,9
28	- по теплофикационному циклу	$b_3^{(пр)\ п}$	$(b_3^{(пр)\ п} * \mathcal{E}_{от}^п - b_3^{(пр)\ п} * \mathcal{E}_{от\ кн}^п) / \mathcal{E}_{от\ тф}^п$						333,1











	<b>КПД теплового потока, %:</b>								
25	- в базовом периоде	$\eta_{тп}^б$	$100 - Q_{тп}^б * 10^2 / (Q_k^{бр б} - Q_k^{сн б})$						97,69
26	- в плановом периоде	$\eta_{тп}^п$	$100 - Q_{тп}^п * 10^2 / (Q_k^{бр п} - Q_k^{сн п})$						97,69
	<b>Промежуточное значение удельного расхода условного топлива на отпуск тепла от энергетических котлов, кг у.т./Гкал:</b>								
27	- в базовом периоде	$b_{тз}^{эк(физ) б}$	$(100 + \alpha_{пот}^{эк б}) * 10^5 / (7 * \eta_k^{п(физ) б} * \eta_{тп}^б)$						169,8
28	- в плановом периоде	$b_{тз}^{эк(физ) п}$	$(100 + \alpha_{пот}^{эк п}) * 10^5 / (7 * \eta_k^{п(физ) п} * \eta_{тп}^п)$						169,7
	<b>Увеличение удельного расхода условного топлива на отпуск тепла вследствие дополнительных затрат электроэнергии, кг у.т./Гкал:</b>								
29	- в базовом периоде	$\Delta b_{тз}^{(физ) б}$	$\mathcal{E}_{пар+тепл}^б * 10^{-3} * b_{тз}^{(физ) б} / Q_{от}^б$						4,30
30	- в плановом периоде	$\Delta b_{тз}^{(физ) п}$	$\mathcal{E}_{пар+тепл}^п * 10^{-3} * b_{тз}^{(физ) п} / Q_{от}^п$						4,29
	<b>Удельный расход условного топлива на отпуск тепла, кг у.т./Гкал:</b>								
	<b>- в базовом периоде:</b>								
31	- поверочный расчет	$b_{тз}^{(физ) б}$	$[b_{тз}^{эк(физ) б} * (100 - \alpha_{пвк}^б - \alpha_{пас}^{гв б}) + b_{тз}^{пвк б} * \alpha_{пвк}^б] * 10^{-2} + \Delta b_{тз}^{(физ) б}$						171,7
32	- отчетное значение	$b_{тз}^{(физ) отч}$	Форма 3-ТЕХ						171,7
33	- в плановом периоде	$b_{тз}^{(физ) п}$	$[b_{тз}^{эк(физ) п} * (100 - \alpha_{пвк}^п - \alpha_{пас}^{гв п}) + b_{тз}^{пвк п} * \alpha_{пвк}^п] * 10^{-2} + \Delta b_{тз}^{(физ) п}$						171,7
	<b>Полный расход топлива по ТЭЦ, т у.т.:</b>								
34	- в базовом периоде:	$B_{физ}^б$	$b_{тз}^{(физ) б} * \mathcal{E}_{от}^б * 10^{-6} + b_{тз}^{(физ) б} * Q_{от}^б * 10^{-3}$						40541
35	- по отчетным показателям:	$B_{отч}^б$	$b_{тз}^{(пр) отч} * \mathcal{E}_{отч}^б * 10^{-6} + b_{тз}^{(пр) отч} * Q_{от}^б * 10^{-3}$						40539
36	- в плановом периоде:	$B_{физ}^п$	$b_{тз}^{(физ) п} * \mathcal{E}_{от}^п * 10^{-6} + b_{тз}^{(физ) п} * Q_{от}^п * 10^{-3}$						40559
	<b>Невязка теплового баланса ТЭЦ, %:</b>								
37	- в базовом периоде	$\Delta Q_{неб}^б$	$(Q_k^{бр б} - Q_3^б - Q_{от}^б * (100 - \alpha_{пвк}^б - \alpha_{пас}^{гв б} + \alpha_{пот}^{эк б}) / (100 - Q_t^{сн б} - Q_k^{сн б} - Q_{тп}^б) * 10^2 / Q_k^{бр б} - Q_{тэц}^б)$						0,00
38	- в плановом периоде	$\Delta Q_{неб}^п$	$(Q_k^{бр п} - Q_3^п - Q_{от}^п * (100 - \alpha_{пвк}^п - \alpha_{пас}^{гв п} + \alpha_{пот}^{эк п}) / (100 - Q_t^{сн п} - Q_k^{сн п} - Q_{тп}^п) * 10^2 / Q_k^{бр п} - Q_{тэц}^п)$						0,0
	<b>Невязка электрического баланса ТЭЦ, %:</b>								
39	- в базовом периоде	$\Delta \mathcal{E}_{неб}^б$	$(\mathcal{E}_{тэц}^б - \mathcal{E}_{от}^б - \mathcal{E}_k^{сн б} - \mathcal{E}_t^{сн б} - \mathcal{E}_{пар+тепл}^б) * 10^2 / \mathcal{E}_{от}^б$						0,0
40	- в плановом периоде	$\Delta \mathcal{E}_{неб}^п$	$(\mathcal{E}_{тэц}^п - \mathcal{E}_{от}^п - \mathcal{E}_k^{сн п} - \mathcal{E}_t^{сн п} - \mathcal{E}_{пар+тепл}^п) * 10^2 / \mathcal{E}_{от}^п$						0,0

### III. Показатели пиковых водогрейных котлов

№ п/п	Наименование показателя, единицы измерения	Обозначение	Метод определения	Значение				ТЭЦ
				ст. № 1 КВГМ-100	ст. № 2 КВГМ-100	ст. № 3 КВГМ-100	ст. № 4 КВГМ-100	
<b>1. Исходные данные</b>								
1	Выработка тепла brutto ПВК в базовом периоде, Гкал	$Q_{\text{ПВК}}^{\text{б}}$	Форма 3-ТЕХ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Число часов работы ПВК в базовом периоде, ч	$\tau_{\text{раб}}^{\text{ПВК б}}$	Форма 3-ТЕХ	0	0	0	0	
3	Число часов работы ПВК в плановом периоде, ч	$\tau_{\text{раб}}^{\text{ПВК п}}$	Задается	0,0	0,0	0	0	
4	Фактическое значение КПД brutto ПВК по прямому балансу в базовом периоде, %:	$\eta_{\text{ПВК}}^{\text{бр (ф) б}}$	Форма 3-ТЕХ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>2. Расчет показателей работы ПВК</b>								
1	Среднечасовая теплопроизводительность ПВК в базовом периоде, Гкал/ч	$Q_{\text{ПВК}}^{\text{б/}}$	$Q_{\text{ПВК}}^{\text{б}} / \tau_{\text{раб}}^{\text{ПВК б}}$	0,0	0,0	0,0	0,0	
2	Исходно-номинальное значение КПД brutto ПВК в базовом периоде, %	$\eta_{\text{ПВК}}^{\text{бр (ин) б}}$	$f(Q_{\text{ПВК}}^{\text{б/}})$ - рис. 146	0,00	0,00	0,00	0,00	
3	Сумма поправок к КПД brutto ПВК на отклонение значений внешних факторов от фиксированных условий в базовом периоде, %	$\sum \Delta \eta_{\text{ПВК}}^{\text{б}}$	$\eta_{\text{ПВК}}^{\text{бр (ф) б}} - \eta_{\text{ПВК}}^{\text{бр (ин) б}}$	0,00	0,00	0,00	0,00	
4	Выработка тепла brutto ПВК в плановом периоде, Гкал	$Q_{\text{ПВК}}^{\text{п}}$	$Q_{\text{ПВК}}^{\text{б}} + Q_{\text{отп}}^{\text{от ПВК п}} - Q_{\text{отп}}^{\text{от ПВК б}} + \Delta Q_{\text{от}}^{\text{ПВК}}$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Среднечасовая теплопроизводительность ПВК в плановом периоде, Гкал/ч	$Q_{\text{ПВК}}^{\text{п/}}$	$Q_{\text{пак}}^{\text{п}} / \tau_{\text{раб}}^{\text{ПВК п}}$	0,0	0,0	0,0	0,0	
6	Исходно-номинальное значение КПД brutto ПВК в плановом периоде, %	$\eta_{\text{ПВК}}^{\text{бр (ин) п}}$	$f(Q_{\text{ПВК}}^{\text{п/}})$ - рис. 146	0,00	0,00	0,00	0,00	
7	Плановое значение КПД brutto ПВК по прямому балансу, %:	$\eta_{\text{ПВК}}^{\text{бр п}}$	$\eta_{\text{ПВК}}^{\text{бр (ин) п}} + \sum \Delta \eta_{\text{ПВК}}^{\text{б}}$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	Номинальный расход тепла на отопление котельного отделения в базовом периоде, Гкал/ч	$Q_{\text{ов}}^{\text{ПВК б/}}$	$f(t_{\text{нв}}^{\text{б}})$ - рис. 159					0,45
9	Номинальный расход тепла на отопление котельного отделения в плановом периоде, Гкал/ч	$Q_{\text{ов}}^{\text{ПВК п/}}$	$f(t_{\text{нв}}^{\text{п}})$ - рис. 159					0,45
<b>Параметр включения потерь тепла, связанных с отпуском тепла от ПВК:</b>								
10	- в базовом периоде	$P_{\text{от}}^{\text{пот ПВК б}}$	0 - включены в $Q_{\text{от}}^{\text{пот ПВК б}}$ , иначе - в $Q_{\text{от}}^{\text{пот (эк) б}}$					1
11	- в плановом периоде	$P_{\text{от}}^{\text{пот ПВК п}}$	0 - включены в $Q_{\text{от}}^{\text{пот ПВК п}}$ , иначе - в $Q_{\text{от}}^{\text{пот (эк) п}}$					1

	<b>Фактическое значение технологических потерь тепла, связанных с отпуском тепла от ПВК, Гкал:</b>							
12	- в базовом периоде	$Q_{от\text{ ПВК}}^{пот\ б}$	$(Q_{о\text{ ПВК}}^{б/} + Q_{в\text{ ПВК}}^{б/}) * \tau_{кал}^{б}$					301,2
13	- в плановом периоде	$Q_{от\text{ ПВК}}^{пот\ п}$	$(Q_{о\text{ ПВК}}^{п/} + Q_{в\text{ ПВК}}^{п/}) * \tau_{кал}^{п}$					301,2
	<b>Исходно-номинальное значение удельного расхода электроэнергии на тягу и дутье ПВК, кВт.ч/Гкал:</b>							
14	- в базовом периоде	$\varepsilon_{тд\text{ ПВК}}^{б/}$	$f(Q_{пвк}^{б/})$ - рис. 6	0,00	0,00	0,00	0,00	
15	- в плановом периоде	$\varepsilon_{тд\text{ ПВК}}^{п/}$	$f(Q_{пвк}^{п/})$ - рис. 6	0,00	0,00	0,00	0,00	
16	Увеличение затрат электроэнергии на тягу и дутье ПВК, кВт.ч	$\Delta \varepsilon_{тд\text{ ПВК}}$	$\varepsilon_{тд\text{ ПВК}}^{п/} * Q_{пвк}^{п} - \varepsilon_{тд\text{ ПВК}}^{б/} * Q_{пвк}^{б}$	0	0	0	0	0
	<b>Отпуск тепла от ПВК, Гкал:</b>							
17	- в базовом периоде	$Q_{от\text{ ПВК}}^{пвк\ б}$	$Q_{пвк}^{б} - Q_{от\text{ ПВК}}^{пот\ б}$					0,0
18	- в плановом периоде	$Q_{от\text{ ПВК}}^{пвк\ п}$	$Q_{пвк}^{п} - Q_{от\text{ ПВК}}^{пот\ п}$					0,0
	<b>Относительные потери тепла, связанные с отпуском тепла от ПВК, %:</b>							
19	- в базовом периоде	$\alpha_{пот\text{ ПВК}}^{б}$	$Q_{от\text{ ПВК}}^{пот\ б} * 10^2 / Q_{пвк}^{б}$					0,0
20	- в плановом периоде	$\alpha_{пот\text{ ПВК}}^{п}$	$Q_{от\text{ ПВК}}^{пот\ п} * 10^2 / Q_{пвк}^{п}$					0,0
	<b>Промежуточное значение удельного расхода условного топлива на отпуск тепла от ПВК, кг у.т./Гкал:</b>							
21	- в базовом периоде	$b_{гэ\text{ ПВК}}^{б}$	$(100 + \alpha_{пот\text{ ПВК}}^{б}) * 10^3 / (7 * \eta_{пвк}^{бр(ф)\ б})$					0,0
22	- в плановом периоде	$b_{гэ\text{ ПВК}}^{п}$	$(100 + \alpha_{пот\text{ ПВК}}^{п}) * 10^3 / (7 * \eta_{пвк}^{бр\ п})$					0,0

#### IV. Показатели ПГУ

№ п/п	Наименование показателя, единицы измерения	Обозначение	Метод определения	Значение
<b>1. Исходные данные</b>				
<b>Номинальная электрическая мощность ПГУ, МВт:</b>				
1	- всего	$N_{\text{ПГУ}}^{(н)}$	Характеристики оборудования	220,0
2	- в том числе, паровой турбины	$N_{\text{ПТ}}^{(н)}$	Характеристики оборудования	63,0
3	Номинальный отпуск тепла потребителям от ПГУ, Гкал/ч	$Q_{\text{ПГУ}}^{(н)}$	Характеристики оборудования	136,0
<b>Отпуск тепла внешним потребителям от ПГУ, Гкал:</b>				
4	- с сетевой водой	$Q_{\text{отПГУ}}^{\text{св}}$	Задается	0,0
5	- с паром	$Q_{\text{отПГУ}}^{\text{пар}}$	Задается	0,0
6	- всего	$Q_{\text{отПГУ}}$	$Q_{\text{отПГУ}}^{\text{св}} + Q_{\text{отПГУ}}^{\text{пар}}$	0,0
7	Электрическая мощность паровой турбины, МВт	$N_{\text{ПТ}}$	Задается	0,0
8	Число часов работы ПГУ, ч	$\tau_{\text{раб}}^{\text{ПГУ}}$	Задается	0,0
<b>2. Расчет показателей работы ПГУ</b>				
1	Среднечасовой отпуск тепла от ПГУ, Гкал/ч	$Q_{\text{отПГУ}} /$	$Q_{\text{отПГУ}} / \tau_{\text{раб}}^{\text{ПГУ}}$	0,0
2	Удельный расход тепла брутто на выработку электроэнергии паровой турбиной, ккал/кВт.ч (предварительное значение)	$q_{\text{т}}^{\text{бр предв}}$	$f(N_{\text{ПТ}}, Q_{\text{по}}, Q_{\text{то}})$ - экспертная оценка	0,0
3	Полный расход тепла на паровую турбину, Гкал (предварительное значение)	$Q_{\text{о}}^{\text{ПТ предв}}$	$q_{\text{т}}^{\text{бр предв}} * N_{\text{ПТ}} * \tau_{\text{раб}}^{\text{ПГУ}} * 10^{-3} + Q_{\text{отПГУ}} / * \tau_{\text{раб}}^{\text{ПГУ}}$	0,000
4	КПД брутто котла-утилизатора ПГУ, % (предварительное значение)	$\eta_{\text{ку}}^{(\text{бр}) \text{ предв}}$	80%	0,00
5	Средняя электрическая нагрузка ГТУ, МВт (предварительное значение)	$N_{\text{ГТУ}}^{\text{предв}}$	$f(Q_{\text{о}}^{\text{ПТ предв}} * 10^2 / \eta_{\text{ку}}^{(\text{бр}) \text{ предв}} / \tau_{\text{раб}}^{\text{ПГУ}}; t_{\text{нв}}^{\text{п}})$ - экспертная оценка	0,00

6	Средняя электрическая нагрузка ПГУ, МВт (предварительное значение)	$N_{\text{ПГУ}}^{\text{предв}}$	$N_{\text{ПТ}} + N_{\text{ГТУ}}^{\text{предв}}$	0,0
	<b>Расход тепла на собственные нужды ПГУ:</b>			
	<b>- относительный, %:</b>			
7	- всего	$q_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}}$	$f(N_{\text{ПГУ}})$ - экспертная оценка	0,0
8	- паровой турбины	$q_{\text{сн}}^{\text{ПТ}}$	Экспертная оценка	0,0
9	- газовой турбины	$q_{\text{сн}}^{\text{ГТ}}$	Экспертная оценка	0,0
10	- котла-утилизатора	$q_{\text{сн}}^{\text{КУ}}$	Экспертная оценка	0,0
	<b>- абсолютный, Гкал:</b>			
11	- всего	$Q_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}}$	$q_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}} * 10^{-5} * 0,86 * \mathcal{E}_{\text{ПГУ}}$	0,0
12	- паровой турбины	$Q_{\text{сн}}^{\text{ПТ}}$	$q_{\text{сн}}^{\text{ПТ}} * 10^{-5} * 0,86 * \mathcal{E}_{\text{ПГУ}}$	0,0
13	- газовой турбины	$Q_{\text{сн}}^{\text{ГТ}}$	$q_{\text{сн}}^{\text{ГТ}} * 10^{-5} * 0,86 * \mathcal{E}_{\text{ПГУ}}$	0,0
14	- котла-утилизатора	$Q_{\text{сн}}^{\text{КУ}}$	$q_{\text{сн}}^{\text{КУ}} * 10^{-5} * 0,86 * \mathcal{E}_{\text{ПГУ}}$	0,0
15	Среднечасовая тепловая нагрузка паровой турбины ПГУ, Гкал/ч	$Q_{\text{отПТ}} /$	$(Q_{\text{отПГУ}} + Q_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}}) / \tau_{\text{раб}}^{\text{ПГУ}}$	0,0
16	Удельный расход тепла брутто на выработку электроэнергии паровой турбиной, ккал/кВт.ч	$q_{\text{т}}^{\text{бр}}$	$f(N_{\text{ПТ}}, Q_{\text{по}}, Q_{\text{то}})$ - экспертная оценка	0,0
17	Полный расход тепла на паровую турбину, Гкал	$Q_{\text{о}}^{\text{ПТ}}$	$q_{\text{т}}^{\text{бр}} * N_{\text{ПТ}} * \tau_{\text{раб}}^{\text{ПГУ}} * 10^{-3} +$ $+ Q_{\text{отПГУ}} / \tau_{\text{раб}}^{\text{ПГУ}}$	0,0
18	КПД брутто котла-утилизатора ПГУ, % (уточненное значение)	$\eta_{\text{ку}}^{\text{(бр) уточн}}$	$f(t_{\text{нв}}^{\text{б}}; N_{\text{ПГУ}}^{\text{предв}})$ - экспертная оценка	0,00
19	Средняя электрическая нагрузка ГТУ, МВт	$N_{\text{ГТУ}}$	$f(Q_{\text{о}}^{\text{ПТ}} * 10^2 / \eta_{\text{ку}}^{\text{(бр) уточн}} / \tau_{\text{раб}}^{\text{ПГУ}}; t_{\text{нв}}^{\text{п}})$ - экспертная оценка	0,0
20	Средняя электрическая нагрузка ПГУ, МВт	$N_{\text{ПГУ}}$	$N_{\text{ПТ}} + N_{\text{ГТУ}}$	0,0
21	Выработка электроэнергии от ПГУ, кВт.ч	$\mathcal{E}_{\text{ПГУ}}$	$10^3 * N_{\text{ПГУ}} * \tau_{\text{раб}}^{\text{ПГУ}}$	0

	<b>Расход электроэнергии на собственные нужды ПГУ, относимый на производство электроэнергии:</b>			
22	- относительный, %	$\varepsilon_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}(\varepsilon)}$	$f(N_{\text{ПГУ}})$ - экспертная оценка	0,0
23	- абсолютный, кВт.ч	$\varepsilon_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}(\varepsilon)}$	$\varepsilon_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}(\varepsilon)} * 10^{-2} * \varepsilon_{\text{ПГУ}}$	0,0
	<b>Расход электроэнергии на собственные нужды ПГУ, относимый на производство тепловой энергии:</b>			
24	- относительный, %	$\varepsilon_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}(\text{тэ})}$	$f(Q_{\text{отПГУ}})$ - экспертная оценка	0,0
25	- абсолютный, кВт.ч	$\varepsilon_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}(\text{тэ})}$	$\varepsilon_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}(\text{тэ})} * 10^{-2} * \varepsilon_{\text{ПГУ}}$	0,0
26	Отпуск электроэнергии от ПГУ, кВт.ч	$\varepsilon_{\text{от}}^{\text{ПГУ}}$	$\varepsilon_{\text{ПГУ}} - \varepsilon_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}(\varepsilon)} - \varepsilon_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}(\text{тэ})}$	0,0
27	КПД брутто ПГУ по выработке электроэнергии, %	$\eta_{\varepsilon}^{\text{а(бр)}}$	$f(t_{\text{нв}}^{\text{б}}; N_{\text{ПГУ}}; Q_{\text{отПГУ}})$ - экспертная оценка	0,00
28	Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт.ч	$b_{\varepsilon\text{ПГУ}}^{\text{(физ) п}}$	$123 * (1 + \varepsilon_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}(\varepsilon)} * 10^{-2}) / (10^{-2} * \eta_{\varepsilon}^{\text{а(бр)}}$	0,0
29	КПД брутто котла в альтернативной схеме, %	$\eta_{\text{шк}}^{\text{а(бр)}}$	Приказ Минэнерго № 323	0,0
30	Расход электроэнергии на нужды теплофикационной установки ПГУ и связанный с отпуском тепла от ПГУ с паром, кВт.ч	$\varepsilon_{\text{тепл+пар}}^{\text{ПГУ}}$	$0,27 * \varepsilon_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}(\text{тэ})}$	0,0
31	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	$b_{\text{тэПГУ}}^{\text{(физ) п}}$	$142,9 / (10^{-2} * \eta_{\text{шк}}^{\text{а(бр)}}) +$ $+ b_{\varepsilon\text{ПГУ}}^{\text{(физ) п}} * \varepsilon_{\text{тепл+пар}}^{\text{ПГУ}} * 10^{-3} / Q_{\text{отПГУ}}$	0,0

<b>Полный расход топлива по ПГУ, т у.т.:</b>				
32	- на отпуск электроэнергии	$B_{\text{эПГУ}}^{\text{п}}$	$b_{\text{эПГУ}}^{(\text{физ})\text{п}} * \text{Э}_{\text{от}}^{\text{ПГУ}} * 10^{-6}$	0,0
33	- на отпуск тепловой энергии	$B_{\text{тэПГУ}}^{\text{п}}$	$b_{\text{тэПГУ}}^{(\text{физ})\text{п}} * Q_{\text{отПГУ}} * 10^{-3}$	0,0
34	- суммарно	$B_{\text{ПГУ}}^{\text{п}}$	$B_{\text{эПГУ}}^{\text{п}} + B_{\text{тэПГУ}}^{\text{п}}$	0,0
35	КПД брутто котла-утилизатора ПГУ, %	$\eta_{\text{ку}}^{(\text{бр})}$	$f(t_{\text{нв}}^{\text{п}}; N_{\text{ПГУ}})$ - экспертная оценка	0,00
36	Поправка к мощности паровой турбины при условном отсутствии отпуска тепла из регулируемых отборов, МВт	$\Delta N_{\text{ПТ}}$	$f(Q_{\text{отПТ}}^{\text{п}})$ - экспертная оценка	0,0
37	Расход топлива на ПГУ при раздельном производстве тепловой и электрической энергии, т у.т.	$B_{\text{ПГУ}}^{\text{п}/}$	$B_{\text{ПГУ}}^{\text{п}} * 0,99 * 0,985 * \text{Э}_{\text{от}}^{\text{ПГУ}} / (\text{Э}_{\text{от}}^{\text{ПГУ}} + \Delta N_{\text{ПТ}} * 10^3 * \tau_{\text{раб}}^{\text{ПГУ}})$	0,0
38	Расход топлива на замещающий котел при раздельном производстве тепловой и электрической энергии, т у.т.	$B_{\text{зам}}^{\text{п}}$	$(b_{\text{тэ зам}}^{\text{п}} = 166 \text{ кг/Гкал}) * Q_{\text{отПГУ}} * 10^{-3}$	0,0
39	Коэффициент экономии топлива при комбинированном производстве тепловой и электрической энергии на ПГУ, т у.т.	$K_{\text{эк}}$	$B_{\text{ПГУ}}^{\text{п}} / (B_{\text{ПГУ}}^{\text{п}/} + B_{\text{зам}}^{\text{п}})$	0,0000
<b>Исходно-номинальные значения удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии паровой турбиной ПГУ в плановом периоде, ккал/кВт ч:</b>				
40	- при фактическом отпуске тепла из регулируемых отборов	$q_{\text{т}}^{\text{бр (ин)}}$	$f(N_{\text{ПТ}}, Q_{\text{по}}, Q_{\text{то}})$ - экспертная оценка	0,0
41	- при условном отсутствии отпуска тепла из регулируемых отборов	$q_{\text{т}}^{\text{бр (ин) Q=0}}$	$f(N_{\text{ПТ}}, Q_{\text{по}} = 0, Q_{\text{то}} = 0)$ - экспертная оценка	0,0

42	Планируемое увеличение отпуска тепла на выработку электроэнергии при условном отсутствии отпуска тепла из регулируемых отборов паровой турбины, Гкал	$\Delta Q_{\text{отр ПТ}}$	$(q_{\text{т}}^{\text{бр (ин) Q=0 пред}} - q_{\text{т}}^{\text{бр (ин) пред}}) * N_{\text{ПТ}} * \tau_{\text{раб}}^{\text{ПГУ}} * 10^{-3}$	0,0
43	Коэффициент увеличения расхода топлива на замещающий котел при условном отсутствии отпуска тепла от паровой турбины ПГУ, ед	$K_{\text{отр (зам)}}$	$1 + \Delta Q_{\text{отр ПТ}} / [q_{\text{т}}^{\text{бр (ин)}} * N_{\text{ПТ}} * \tau_{\text{раб}}^{\text{ПГУ}} + Q_{\text{сн}}^{\text{ПТ}} + Q_{\text{отПГУ}}]$	0,0000
	<b>Удельные расходы топлива на отпуск тепловой и электрической энергии по ПГУ при расчете по пропорциональному методу:</b>			
44	- на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	$b_{\text{тэПГУ}}^{(\text{пр}) \text{ п}}$	$B_{\text{зам}}^{\text{п}} * K_{\text{эк}} / (K_{\text{отр (зам)}} * 10^3 * Q_{\text{отПГУ}})$	0,0
45	- на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт.ч	$b_{\text{эПГУ}}^{(\text{пр}) \text{ п}}$	$(B_{\text{ПГУ}}^{\text{п}} - b_{\text{тэПГУ}}^{(\text{пр}) \text{ п}} * 10^{-3} * Q_{\text{отПГУ}}) * 10^6 / \mathcal{E}_{\text{от}}^{\text{ПГУ}}$	0,0

**Пример расчета  
за декабрь 2028 года**

## I. Показатели турбоагрегатов

№ п/п	Наименование показателя, единицы измерения	Обозначение	Метод определения	Значение показателя по турбоагрегатам					
				ст.№3 ПТ-25-90	ст.№8 ПТ-30-90	ст.№4 Т-25-90	ст.№5 Т-25-90	ст.№6 Т-42/50-90	ТЭЦ
<b>I. Исходные данные</b>									
<b>Выработка электроэнергии в базовом периоде, кВт.ч:</b>									
1	- по турбоагрегату	$\mathcal{E}_i^6$	Форма 3-ТЕХ	16806647	17767450	0	13949674	22308182	
2	- по ТЭЦ	$\mathcal{E}_{тэц}^6$	Форма 3-ТЕХ						70831953
3	Отпуск электроэнергии в базовом периоде, кВт.ч	$\mathcal{E}_{от}^6$	Форма 3-ТЕХ						60972997
4	Число часов работы турбоагрегатов в базовом периоде, ч	$\tau_{раб\ i}^6$	Форма 3-ТЕХ	744	726	0	744	744	
5	Признак режима работы турбоагрегата в базовом периоде	$\Pi_p^6$	К - конденсационный; ПТ - с регулируемыми отборами; Т1 - теплофикационный одноступенчатый; Т1 - теплофикационный двухступенчатый.	ПТ	ПТ	Т1	Т1	Т1	
<b>Отпуск тепла турбоагрегатами в базовом периоде, Гкал:</b>									
6	- от турбоагрегатов, всего	$Q_{т\ i}^6$	Форма 3-ТЕХ	58771,0	43494,0	0,0	30956,0	43272,0	
<b>в том числе:</b>									
7	- из производственных отборов	$Q_{по\ i}^6$	Форма 3-ТЕХ	35345	23056				
8	- из теплофикационных отборов	$Q_{то\ i}^6$	Форма 3-ТЕХ	23426	20438	0	28820	43272	
9	- от конденсаторов	$Q_{конд\ i}^6$	Форма 3-ТЕХ	0,0	0,0	0,0	2136,0	0,0	
10	- от ТЭЦ, всего	$Q_{т\ тэц}^6$	Форма 3-ТЕХ						176493,0
<b>в том числе:</b>									
11	- из производственных отборов	$Q_{по\ тэц}^6$	Форма 3-ТЕХ						58401,0
12	- из теплофикационных отборов	$Q_{то\ тэц}^6$	Форма 3-ТЕХ						115956,0
13	- от конденсаторов	$Q_{конд\ тэц}^6$	Форма 3-ТЕХ						2136,0
14	Календарное число часов в базовом периоде, ч	$\tau_{кал}^6$	Данные учета						744
15	Среднечасовой расход охлаждающей воды через конденсаторы турбоагрегатов в базовом периоде, т/ч	$W_i^6$	Расчет по тепловому балансу конденсатора	807,3	1549,7	0,0	617,2	1470,6	
<b>Температура охлаждающей воды по конденсаторам турбоагрегатов в базовом периоде, °С:</b>									
16	- на входе в конденсаторы	$t_{1в\ i}^6$	Форма 3-ТЕХ	1,0	1,0	0,0	1,0	1,0	
17	- на выходе из конденсаторов	$t_{2в\ i}^6$	Форма 3-ТЕХ	11,2	14,9	0,0	15,4	14,1	
<b>Фактическое значение удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии турбоагрегатами в базовом периоде, ккал/(кВт ч):</b>									
18	- по турбоагрегатам	$q_{т\ i}^{бр\ 6}$	Форма 3-ТЕХ	1501,2	1668,1	0,0	1477,8	1330,9	
19	- по ТЭЦ	$q_{т\ тэц}^{бр\ 6}$	Форма 3-ТЕХ						1484,8

	<b>Фактическое давление в камерах регулируемых отборов турбоагрегатов в базовом периоде, кг/см<sup>2</sup>:</b>								
20	- в производственном отборе	$p_{\text{по } i}^6$	Форма 3-ТЕХ	12,9	12,9				
21	- в теплофикационном отборе	$p_{\text{то } i}^6$	Форма 3-ТЕХ	1,20	1,10	0,00	1,30	1,20	
22	Отпуск электроэнергии в плановом периоде, кВт.ч	$\mathcal{E}_{\text{от}}^{\text{п}}$	Задается						32864901
23	Увеличение расхода электроэнергии на собственные нужды, кВт.ч	$\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}$	Из нижестоящих расчетов						-3463730,8
24	Увеличение расход тепла на собственные нужды, Гкал	$\Delta Q_{\text{сн}}$	Из нижестоящих расчетов						-6372,6
	<b>Увеличение расхода тепла внешним потребителям по ТЭЦ в целом (с учетом возможного ввода ПГУ), Гкал:</b>								
25	- с сетевой водой	$\Delta Q_{\text{от}\Sigma}^{\text{св}}$	Задается						-8388,1
26	- с паром	$\Delta Q_{\text{от}\Sigma}^{\text{пар}}$	Задается						0,0
27	- всего	$\Delta Q_{\text{от}\Sigma}$	$\Delta Q_{\text{от}}^{\text{св}} + \Delta Q_{\text{от}}^{\text{пар}}$						-8388,1
	<b>Отпуск тепла внешним потребителям от ПГУ, Гкал:</b>								
28	- с сетевой водой	$Q_{\text{отПГУ}}^{\text{св}}$	Задается						75030,9
29	- с паром	$Q_{\text{отПГУ}}^{\text{пар}}$	Задается						0,0
30	- всего	$Q_{\text{отПГУ}}$	$Q_{\text{отПГУ}}^{\text{св}} + Q_{\text{отПГУ}}^{\text{пар}}$						75030,9
	<b>Увеличение расхода тепла внешним потребителям по ТЭЦ без учета ПГУ, Гкал:</b>								
31	- с сетевой водой	$\Delta Q_{\text{от}}^{\text{св}}$	$\Delta Q_{\text{от}\Sigma}^{\text{св}} - Q_{\text{отПГУ}}^{\text{св}}$						-83419,1
32	- с паром	$\Delta Q_{\text{от}}^{\text{пар}}$	$\Delta Q_{\text{от}\Sigma}^{\text{пар}} - Q_{\text{отПГУ}}^{\text{пар}}$						0,0
33	- всего	$\Delta Q_{\text{от}}$	$\Delta Q_{\text{от}}^{\text{св}} + \Delta Q_{\text{от}}^{\text{пар}}$						-83419,1
34	Увеличение расхода воды в теплосети, т	$\Delta G_{\text{св}}$	Задается по условию обеспечения $\Delta Q_{\text{от}}^{\text{св}}$						-1924478
35	Расход охлаждающей воды через конденсаторы в плановом периоде, т/ч	$W_i^{\text{п}}$	Расчет по тепловому балансу конденсатора	500,0	1548,2	0,0	500,0	1453,6	
36	Температура охлаждающей воды на входе в конденсаторы в плановом периоде, °С	$t_{\text{в } i}^{\text{п}}$	$t_{\text{в } i}^6$	1,0	1,0	0,0	1,0	1,0	
37	Календарное число часов в планируемом периоде, ч	$\tau_{\text{кал}}^{\text{п}}$	Задается						744
38	Число часов работы в плановом периоде, ч	$\tau_{\text{раб } i}^{\text{п}}$	Задается	0	744	0	0	744	
39	Признак режима работы турбоагрегата в плановом периоде	$\Pi_{\text{р } i}^{\text{п}}$	К - конденсационный; ПТ - с регулируемыми отборами; Т1 - теплофикационный одноступенчатый; Т1 - теплофикационный двухступенчатый.		ПТ			Т1	

<b>2. Расчет показателей работы турбоагрегатов</b>									
1	Средняя электрическая нагрузка турбоагрегатов в базовом периоде, МВт	$N_i^6$	$\mathcal{E}_i^6 * 10^{-3} / \tau_{\text{раб}}^6$	22,6	24,5	0,0	18,7	30,0	
<b>Среднечасовые тепловые нагрузки турбоагрегатов, Гкал/ч:</b>									
2	- всего	$Q_{\text{т}}^6$	$Q_{\text{т}}^6 / \tau_{\text{раб}}^6$	79,0	59,9	0,0	41,6	58,2	
<b>в том числе:</b>									
3	- из производственных отборов	$Q_{\text{по}}^6$	$Q_{\text{по}}^6 / \tau_{\text{раб}}^6$	47,5	31,8				
4	- из теплофикационных отборов	$Q_{\text{то}}^6$	$Q_{\text{то}}^6 / \tau_{\text{раб}}^6$	31,5	28,2	0,0	38,7	58,2	
5	- от конденсаторов	$Q_{\text{конд}}^6$	$Q_{\text{конд}}^6 / \tau_{\text{раб}}^6$	0,0	0,0	0,0	2,9	0,0	
6	Исходно-номинальный часовой расход свежего пара по турбоагрегатам в базовом периоде, т/ч	$G_0^{(ин)}^6$	$f(N_i^6, Q_{\text{по}}^6, Q_{\text{то}}^6, p_{\text{то}}^6, P_p^6)$ - по рис. 24 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 106 для турбоагрегата ст. № 8; - по рис. 46 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 70 для турбоагрегата ст. № 6.	154,1	149,8	0,0	84,1	153,9	
7	Исходно-номинальный расход пара в конденсатор в базовом периоде, т/ч	$G_2^{(ин)}^6$	$f(N_i^6, D_{\text{по}} = f(Q_{\text{по}}^6), D_{\text{то}} = f(Q_{\text{то}}^6), p_{\text{то}}^6)$ - по рис. 26 для турбоагрегата ст. № 3, 8; - по рис. 47, 48 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 71 для турбоагрегата ст. № 6.	15,0	39,2	0,0	16,2	35,0	
8	Исходно-номинальное давление пара в конденсаторе турбоагрегата в базовом периоде, кгс/см <sup>2</sup>	$P_2^{(ин)}^6$	$f(W_i^6, t_{1в}^6, G_2^{(ин)}^6)$ - по рис. 30, 31 для турбоагрегатов ст. № 3, 8; - по рис. 53, 54 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 75, 76 для турбоагрегата ст. № 6.	0,016	0,025	0,000	0,018	0,017	
9	Исходно-номинальное значение удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии в базовом периоде, т/ч	$q_{\text{т}}^{\text{бр}(ин)}^6$	$f(N_i^6, Q_{\text{по}}^6, Q_{\text{то}}^6, p_{\text{то}}^6, P_p^6)$ - по рис. 2-11 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 83-92 для турбоагрегата ст. № 8; - по рис. 38 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 58-62 для турбоагрегата ст. № 6.	891,5	1650,2	0,0	1381,2	1400,2	
<b>Сумма поправок к удельному расходу тепла брутто на отклонение значений внешних факторов от фиксированных условий в базовом периоде, ккал/(кВт ч):</b>									
10	- всего	$\sum \Delta q_{\text{т}}^{\text{бр}}^6$	$q_{\text{т}}^{\text{бр}}^6 - q_{\text{т}}^{\text{бр}(ин)}^6$	609,6	17,9	0,0	96,6	-69,4	
<b>в том числе:</b>									
11	- на отклонение давления отработавшего пара в конденсаторе	$\Delta q_{\text{т}}^{\text{бр}}^6 (P_2)_i$	$f(G_2^{(ин)}^6, P_2^{(ин)}^6, P_2^{\text{ин}})$ - по рис. 16 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 51 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 80 для турбоагрегата ст. № 6; - по рис. 97 для турбоагрегата ст. № 8. где $p_2^{\text{ин}}$ - по условиям построения энергетических характеристик	-72,3	-66,8	0,0	-82,3	-24,8	
12	- на отпуск тепла от конденсатора	$\Delta q_{\text{т}}^{\text{бр}}^6 (Q_{\text{конд}})_i$	$- Q_{\text{конд}}^6 / \mathcal{E}_i^6$	0,0	0,0	0,0	-153,1	0,0	
13	- прочие постоянные поправки	$\Delta q_{\text{т}}^{\text{бр}}^6 (\text{проч})_i$	$\sum \Delta q_{\text{т}}^{\text{бр}}^6 - \sum \Delta q_{\text{т}}^{\text{бр}}^6 (i)_i$	681,9	84,7	0,0	332,0	-44,6	
14	Выработка электроэнергии в плановом периоде, кВт.ч	$\mathcal{E}_{\text{тэц}}^{\text{п}}$	$\mathcal{E}_{\text{от}}^{\text{п}} + (\mathcal{E}_{\text{тэц}}^6 - \mathcal{E}_{\text{от}}^6 + \Delta \mathcal{E}_{\text{сн}})$						39260126
15	Увеличение затрат электроэнергии на сетевые и перекачивающие насосы, кВт.ч	$\Delta \mathcal{E}_{\text{сет}}$	$g * H * \Delta G_{\text{св}} / (\eta_{\text{сет}} * 3,6 * 10)$ , где $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ , $H = 180 \text{ м вод.ст.}; \eta_{\text{сет}} = 75 \%$						-1257325

16	Увеличение отпуска тепла за счет нагрева в сетевых и перекачивающих насосах, Гкал	$\Delta Q_{\text{нас}}^{\text{гв}}$	$0,86 * \Delta \mathcal{E}_{\text{сет}} * \eta_{\text{змн}} * 10^{-5}$ , где $\eta_{\text{змн}} = 95\%$						-1027,2
	<b>Увеличение отпуска тепла внешним потребителям и на собственные нужды, Гкал</b>								
17	<b>- всего:</b>								
18	- план	$\Delta Q_{\text{от+сн}}$	$\Delta Q_{\text{от}} + \Delta Q_{\text{сн}}$						<b>-89791,6</b>
19	- сумма по составляющим (без ПГУ)	$\Delta Q_{\text{от+сн}}$	$\Delta Q_{\text{от}}^{\text{по}} + \Delta Q_{\text{от}}^{\text{то}} + \Delta Q_{\text{от}}^{\text{конд}} + \Delta Q_{\text{от}}^{\text{пвк}} + \Delta Q_{\text{нас}}^{\text{гв}}$						<b>-89791,6</b>
	<b>в том числе:</b>								
20	- обеспечиваемое производственным отбором турбоагрегата	$\Delta Q_{\text{от}}^{\text{по}}_i$	Задается	-35345,0	5545,6				-29799,4
21	- обеспечиваемое теплофикационным отбором турбоагрегата	$\Delta Q_{\text{от}}^{\text{то}}_i$	Задается	-23426,0	0,0	0,0	-28820,0	-4583,0	-56829,0
22	- обеспечиваемое отпуском тепла от конденсаторов	$\Delta Q_{\text{от}}^{\text{конд}}_i$	Задается	0,0	0,0	0,0	-2136,0	0,0	-2136,0
23	- обеспечиваемое отпуском тепла от ПВК	$\Delta Q_{\text{от}}^{\text{пвк}}$	Задается						0,0
24	- обеспечиваемое отпуском тепла за счет нагрева ее в сетевых и перекачивающих насосах	$\Delta Q_{\text{нас}}^{\text{гв}}$	$\Delta Q_{\text{нас}}^{\text{гв}}$						-1027,2
25	- обеспечиваемое отпуском тепла от РОУ	$\Delta Q_{\text{от}}^{\text{роу}}$	Задается						0,0
	<b>Отпуск тепла в плановом периоде, Гкал:</b>								
25	<b>- от турбоагрегатов, всего</b>	$Q_{\text{т}}^{\text{п}}_i$	$Q_{\text{т}}^{\text{б}} + \Delta Q_{\text{от}}^{\text{по}} + \Delta Q_{\text{от}}^{\text{то}} + \Delta Q_{\text{от}}^{\text{конд}}$	0,0	49039,6	0,0	0,0	38689,0	
	<b>в том числе:</b>								
26	- из производственных отборов	$Q_{\text{по}}^{\text{п}}_i$	$Q_{\text{по}}^{\text{б}} + \Delta Q_{\text{от}}^{\text{по}}$	0,0	28601,6				
27	- из теплофикационных отборов	$Q_{\text{то}}^{\text{п}}_i$	$Q_{\text{то}}^{\text{б}} + \Delta Q_{\text{от}}^{\text{то}}$	0,0	20438,0	0,0	0,0	38689,0	
28	- от конденсаторов	$Q_{\text{конд}}^{\text{п}}_i$	$Q_{\text{конд}}^{\text{б}} + \Delta Q_{\text{от}}^{\text{конд}}$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
29	<b>- от ТЭЦ, всего</b>	$Q_{\text{т}}^{\text{п}}_{\text{тэц}}$	$\sum Q_{\text{т}}^{\text{п}}_i$						87728,6
	<b>в том числе:</b>								
30	- из производственных отборов	$Q_{\text{по}}^{\text{п}}_{\text{тэц}}$	$\sum Q_{\text{по}}^{\text{п}}_i$						28601,6
31	- из теплофикационных отборов	$Q_{\text{то}}^{\text{п}}_{\text{тэц}}$	$\sum Q_{\text{то}}^{\text{п}}_i$						59127,0
32	- от конденсаторов	$Q_{\text{конд}}^{\text{п}}_{\text{тэц}}$	$\sum Q_{\text{конд}}^{\text{п}}_i$						0,0
	<b>Часовые значения отпуска тепла в плановом периоде, Гкал/ч</b>								
33	- от турбоагрегатов, всего	$Q_{\text{т}}^{\text{п}}/i$	$Q_{\text{т}}^{\text{п}} / \tau_{\text{раб}}^{\text{п}}_i$	0,0	65,9	0,0	0,0	52,0	
	<b>в том числе:</b>								
34	- из производственных отборов	$Q_{\text{по}}^{\text{п}}/i$	$Q_{\text{по}}^{\text{п}} / \tau_{\text{раб}}^{\text{п}}_i$	0,0	38,4				
35	- из теплофикационных отборов	$Q_{\text{то}}^{\text{п}}/i$	$Q_{\text{то}}^{\text{п}} / \tau_{\text{раб}}^{\text{п}}_i$	0,0	27,5	0,0	0,0	52,0	
36	- от конденсаторов	$Q_{\text{конд}}^{\text{п}}/i$	$Q_{\text{конд}}^{\text{п}} / \tau_{\text{раб}}^{\text{п}}_i$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	<b>Потери давления в трубопроводах регулируемых отборов в базовом периоде, кгс/см<sup>2</sup>:</b>								
37	- производственного отбора	$\Delta p_{\text{по}}^{\text{б}}_i$	Равны 0 для турбоагрегатов ст. № 3, 8 (нет зависимостей в НТД)	0,00	0,00				
38	- теплофикационного отбора	$\Delta p_{\text{то}}^{\text{б}}_i$	Равны 0 для турбоагрегатов ст. № 3-8 (нет зависимостей в НТД)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	

	<b>Потери давления в трубопроводах регулируемых отборов в плановом периоде, кгс/см<sup>2</sup>:</b>								
39	- производственного отбора	$\Delta p_{\text{по } i}^{\text{п}}$	Равны 0 для турбоагрегатов ст. № 3, 8 (нет зависимостей в НТД)	0,00	0,00				
40	- теплофикационного отбора	$\Delta p_{\text{то } i}^{\text{п}}$	Равны 0 для турбоагрегатов ст. № 3-8 (нет зависимостей в НТД)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
	<b>Плановые значения давления пара в камерах регулируемых отборов, кгс/см<sup>2</sup>:</b>								
41	- производственного отбора	$p_{\text{по } i}^{\text{п}}$	$p_{\text{по } i}^{\text{б}} + \Delta p_{\text{по } i}^{\text{п}} - \Delta p_{\text{по } i}^{\text{б}}$	0,0	12,9				
42	- теплофикационного отбора	$p_{\text{то } i}^{\text{п}}$	$p_{\text{то } i}^{\text{б}} + \Delta p_{\text{то } i}^{\text{п}} - \Delta p_{\text{то } i}^{\text{б}}$	0,000	1,100	0,000	0,000	1,200	
43	Минимальная электрическая нагрузка в плановом периоде, МВт	$N_{\text{мин } i}^{\text{п}}$	$f(Q_{\text{по } i}^{\text{б}}, Q_{\text{то } i}^{\text{б}}, p_{\text{то } i}^{\text{б}}, P_{\text{п } i}^{\text{б}})$ - по рис. 2-11 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 83-92 для турбоагрегата ст. № 8; - по рис. 38 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 58-62 для турбоагрегата ст. № 6.	0,0	24,5	0,0	0,0	26,2	
44	Максимальная электрическая нагрузка в плановом периоде, МВт	$N_{\text{макс } i}^{\text{п}}$	$f(Q_{\text{по } i}^{\text{п}}, Q_{\text{то } i}^{\text{п}}, p_{\text{то } i}^{\text{п}}, P_{\text{п } i}^{\text{п}})$ - по рис. 2-11 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 83-92 для турбоагрегата ст. № 8; - по рис. 38 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 58-62 для турбоагрегата ст. № 6.	0,0	30,0	0,0	0,0	47,1	
45	Средняя электрическая нагрузка турбоагрегатов в плановом периоде, МВт	$N_i^{\text{п}}$	Задается оптимально	0,0	25,5	0,0	0,0	27,2	
46	Средняя электрическая нагрузка турбоагрегатов в базовом периоде, МВт	$N_i^{\text{б}}$	$\Theta_i^{\text{б}} * 10^{-3} / \tau_{\text{раб } i}^{\text{б}}$	22,6	24,5	0,0	18,7	30,0	
	<b>Выработка электроэнергии в плановом периоде, кВт ч</b>								
	- по ТЭЦ:								
47	- план	$\Theta_{\text{тэц}}^{\text{п}}$	$\Theta_{\text{тэц}}^{\text{п}}$						39260125,8
48	- по сумме выработок турбоагрегатами	$\Theta_{\text{тэц}}^{\text{п}}$	$\sum \Theta_i^{\text{п}}$						39260125,8
49	- турбоагрегатом	$\Theta_i^{\text{п}}$	$N_i^{\text{п}} * \tau_{\text{раб } i}^{\text{п}} * 10^3$	0	19000777	0	0	20259348	
50	Исходно-номинальный часовой расход свежего пара по турбоагрегатам в плановом периоде, т/ч	$G_0^{(\text{ин}) \text{ п} / i}$	$f(N_i^{\text{п}}, Q_{\text{по } i}^{\text{п}}, Q_{\text{то } i}^{\text{п}}, p_{\text{то } i}^{\text{п}}, P_{\text{п } i}^{\text{п}})$ - по рис. 24 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 106 для турбоагрегата ст. № 8; - по рис. 46 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 70 для турбоагрегата ст. № 6.	0,0	159,3	0,0	0,0	140,7	
51	Исходно-номинальный расход пара в конденсатор в плановом периоде, т/ч	$G_2^{(\text{ин}) \text{ п} / i}$	$f(N_i^{\text{п}}, D_{\text{по}} = f(Q_{\text{по } i}^{\text{п}}), D_{\text{то}} = f(Q_{\text{то } i}^{\text{п}}), p_{\text{то } i}^{\text{п}})$ - по рис. 26 для турбоагрегата ст. № 3, 8; - по рис. 47, 48 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 71 для турбоагрегата ст. № 6.	0,0	39,1	0,0	0,0	34,6	
52	Исходно-номинальное давление пара в конденсаторе турбоагрегата в плановом периоде, кгс/см <sup>2</sup>	$p_2^{(\text{ин}) \text{ п} / i}$	$f(W_i^{\text{п}}, t_{1\text{в}}^{\text{п}}, G_2^{(\text{ин}) \text{ п} / i})$ - по рис. 30, 31 для турбоагрегатов ст. № 3, 8; - по рис. 53, 54 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 75, 76 для турбоагрегата ст. № 6.	0,000	0,025	0,000	0,000	0,017	

53	Исходно-номинальное значение удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии в плановом периоде, т/ч	$q_{т}^{бр(ин)п_i}$	$f(N_{и}^{п}, Q_{по}^{п}, Q_{то}^{п}, P_{то}^{п}, P_{р}^{п})$ - по рис. 2-11 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 83-92 для турбоагрегата ст. № 8; - по рис. 38 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 58-62 для турбоагрегата ст. № 6.	0,0	1592,1	0,0	0,0	1470,0	
<b>Поправки к удельному расходу тепла брутто на отклонение значений внешних факторов от фиксированных условий, ккал/(кВт ч):</b>									
54	- на отклонение давления отработавшего пара в конденсаторе	$\Delta q_{т}^{бр п (P2)_i}$	$f(G_2^{(ин)п_i}, P_2^{(ин)п_i}, P_2^{ин п_i})$ - по рис. 16 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 51 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 80 для турбоагрегата ст. № 6; - по рис. 97 для турбоагрегата ст. № 8. где $p_2^{ин п_i}$ - по условиям построения энергетических характеристик	0,0	-64,0	0,0	0,0	-27,2	
55	- на отпуск тепла от конденсатора	$\Delta q_{т}^{бр п (Qконд)_i}$	$- Q_{конд}^{п} * 10^6 / \mathcal{E}_i^{п}$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
56	- прочие постоянные поправки	$\Delta q_{т}^{бр п (проч)_i}$	$\Delta q_{т}^{бр п (проч)_i}$	0,0	84,7	0,0	0,0	-44,6	
<b>Плановое значение удельного расхода тепла брутто, ккал/(кВт ч):</b>									
57	- по турбоагрегату	$q_{т}^{бр п_i}$	$q_{т}^{бр(ин)п_i} + \sum \Delta q_{т}^{бр п (j)_i} + \Delta q_{т}^{бр п (проч)_i}$	0,0	1612,8	0,0	0,0	1398,2	
58	- по ТЭЦ	$q_{т}^{бр п тэц}$	$\sum (q_{т}^{бр п_i} * \mathcal{E}_i^{п}) / \mathcal{E}_{тэц}^{п}$						1502,1
59	Увеличение выработки тепла брутто группой энергетических котлов, Гкал	$\Delta Q_{к}^{бр}$	$(\Delta Q_{от+сн} - \Delta Q_{от}^{нвк} - \Delta Q_{нас}^{рв}) + (q_{т}^{бр п тэц} * \mathcal{E}_{тэц}^{п} - q_{т}^{бр п тэц} * \mathcal{E}_{тэц}^{б}) * 10^{-6} + Q_{тп}^{п} - Q_{тп}^{б}$						-138050,7
<b>Номинальные затраты электроэнергии на индивидуальные механизмы собственных нужд турбоагрегатов, кВт ч</b>									
60	- в базовом периоде	$\mathcal{E}_{т}^{инд б_i}$	$N_{инд_i} * \tau_{раб_i}^{б}$ $N_{инд_i} = 27,9$ кВт для турбоагрегата ст. №3; $N_{инд_i} = 26,8$ кВт для турбоагрегата ст. №4; $N_{инд_i} = 27,4$ кВт для турбоагрегата ст. №5; $N_{инд_i} = 31,5$ кВт для турбоагрегата ст. №6; $N_{инд_i} = 27,7$ кВт для турбоагрегата ст. №8.	20757,6	20110,2	0,0	20385,6	23436,0	
61	- в плановом периоде	$\mathcal{E}_{т}^{инд п_i}$	$N_{инд_i} * \tau_{раб_i}^{п}$ $N_{инд_i} = 27,9$ кВт для турбоагрегата ст. №3; $N_{инд_i} = 26,8$ кВт для турбоагрегата ст. №4; $N_{инд_i} = 27,4$ кВт для турбоагрегата ст. №5; $N_{инд_i} = 31,5$ кВт для турбоагрегата ст. №6; $N_{инд_i} = 27,7$ кВт для турбоагрегата ст. №8.	0,0	20608,8	0,0	0,0	23436,0	
62	Увеличение затрат электроэнергии на индивидуальные механизмы собственных нужд турбоагрегатов, кВт.ч	$\Delta \mathcal{E}_{т}^{инд}$	$\mathcal{E}_{т}^{инд п_i} - \mathcal{E}_{т}^{инд б_i}$						-40644,6
<b>Номинальные затраты электроэнергии на привод циркуляционных насосов, кВт ч</b>									
63	- в базовом периоде	$\mathcal{E}_{т}^{ин б_i}$	$N_{ин} * \tau_{кал}^{б}$ $N_{ин} = f(G_{шв гр}^{б})$ по рис. 170						265447,1

64	- в плановом периоде	$\mathcal{E}_t^{инп}$	$N_{ин} * \tau_{кал}^п$ $N_{ин} = f(G_{ин}^п)$ по рис. 170							260961,3
65	Увеличение расхода электроэнергии привод циркуляционных насосов, кВт.ч	$\Delta \mathcal{E}_t^{ин}$	$\mathcal{E}_t^{инп} - \mathcal{E}_t^{инб}$							-4485,8
66	Увеличение расхода электроэнергии на прочие собственные нужды турбоагрегатов, кВт.ч	$\Delta \mathcal{E}_t^{проч}$	$N_t^{проч} * (\tau_{кал}^п - \tau_{кал}^б)$							0
67	Увеличение затрат электроэнергии на собственные нужды турбоагрегатов, кВт.ч	$\Delta \mathcal{E}_{сн}^т$	$\Delta \mathcal{E}_t^{проч} + \Delta \mathcal{E}_t^{ин} + \Delta \mathcal{E}_t^{инд}$							-45130
<b>Исходно-номинальные значения температуры питательной воды, °С:</b>										
<b>- по турбоагрегату:</b>										
68	- в базовом периоде	$t_{нв}^тб$	$f(G_0^{(ин)п/и}, P_{но}^б; \Pi_p^б)$ - по рис. 27 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 50 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 72 для турбоагрегата ст. № 6; - по рис. 110 для турбоагрегата ст. № 8.	209,4	218,4	0,0	184,8	200,3		
69	- в плановом периоде	$t_{нв}^тп$	$f(G_0^{(ин)п/и}, P_{но}^п; \Pi_p^п)$ - по рис. 27 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 50 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 72 для турбоагрегата ст. № 6; - по рис. 110 для турбоагрегата ст. № 8.	0,0	219,0	0,0	0,0	197,7		
<b>- по группе оборудования:</b>										
70	- в базовом периоде	$t_{нв-гр}^тб$	$\sum(t_{нв-гр}^тб * G_0^{(ин)б/и} * \tau_{раб}^б) / \sum(G_0^{(ин)б/и} * \tau_{раб}^б)$							205,4
71	- в плановом периоде	$t_{нв-гр}^тп$	$\sum(t_{нв-гр}^тп * G_0^{(ин)п/и} * \tau_{раб}^п) / \sum(G_0^{(ин)п/и} * \tau_{раб}^п)$							209,0
72	Доля времени нахождения турбоагрегатов в простое в базовом периоде, ед	$\beta_t^б$	$(5 * \tau_{кал}^б - \sum \tau_{раб}^тб) / (5 * \tau_{кал}^б)$							0,20
73	Номинальный расход тепла на отопление турбинного отделения в базовом периоде, Гкал/ч	$Q_o^{тоб/}$	$f(t_{нв}^б, \beta_t^б)$ - рис. 156							0,31
74	Номинальный расход тепла на вентиляцию турбинного отделения в базовом периоде, Гкал/ч	$Q_v^{тоб/}$	$f(t_{нв}^б, \gamma_k^б)$ - рис. 158							0,98
75	Номинальный расход тепла на отопление, вентиляцию и кондиционирование зданий и сооружений второй категории, относящихся к турбинному отделению в базовом период, Гкал/ч	$Q_{овк}^{то2кб/}$	$f(t_{нв}^б)$ - рис. 159							0,18
76	Доля времени нахождения турбоагрегата в простое в плановом периоде, ед	$\beta_t^п$	$(5 * \tau_{кал}^п - \sum \tau_{раб}^тп) / (5 * \tau_{кал}^п)$							0,60
77	Номинальный расход тепла на отопление турбинного отделения в плановом периоде, Гкал/ч	$Q_o^{топ/}$	$f(t_{нв}^п, \beta_t^п)$ - рис. 156							0,51
78	Номинальный расход тепла на вентиляцию турбинного отделения в плановом периоде, Гкал/ч	$Q_v^{топ/}$	$f(t_{нв}^п, \gamma_k^п)$ - рис. 158							0,99

79	Номинальный расход тепла на отопление, вентиляцию и кондиционирование зданий и сооружений второй категории, относящихся к турбинному отделению в плановом периоде, Гкал/ч	$Q_{\text{овк}}^{\text{то 2к п/}}$	$f(t_{\text{нв}}^{\text{п}})$ - рис. 159						0,18
80	Увеличение затрат тепла на отопление, вентиляцию и кондиционирование зданий и сооружений, относящихся к турбинному отделению, Гкал	$\Delta Q_{\text{овк}}^{\text{то}}$	$(\sum Q_{\text{о}}^{\text{то п/}} + \sum Q_{\text{в}}^{\text{то п/}} + \sum Q_{\text{овк}}^{\text{то 2к п/}}) * \tau_{\text{кал}}^{\text{п}} - (\sum Q_{\text{о}}^{\text{то б/}} + \sum Q_{\text{в}}^{\text{то б/}} + \sum Q_{\text{овк}}^{\text{то 2к б/}}) * \tau_{\text{кал}}^{\text{б}}$						160,3
81	Увеличение затрат тепла на собственные нужды группы турбоагрегатов, Гкал	$\Delta Q_{\text{сн}}^{\text{т}}$	$\Delta Q_{\text{овк}}^{\text{то}}$						160,3
	<b>Технологические потери тепла, связанные с отпуском тепла от энергетических котлов, Гкал/ч:</b>								
82	- в базовом периоде	$q_{\text{пот}}^{(\text{эк}) (\text{н}) \text{б}}$	$f(t_{\text{нв}}^{\text{б}})$ по рис. 183 с учетом состава работающего оборудования						0,593
94	- в плановом периоде	$q_{\text{пот}}^{(\text{эк}) (\text{н}) \text{п}}$	$f(t_{\text{нв}}^{\text{п}})$ по рис. 183 с учетом состава работающего оборудования						0,298
95	Увеличение технологических потерь тепла, связанных с отпуском тепла от энергетических котлов, Гкал	$\Delta Q_{\text{от}}^{\text{пот(эк)}}$	$q_{\text{пот}}^{(\text{эк}) (\text{н}) \text{п}} * \tau_{\text{кал}}^{\text{п}} - q_{\text{пот}}^{(\text{эк}) (\text{н}) \text{б}} * \tau_{\text{кал}}^{\text{б}}$						-5620,7
96	Увеличение затрат электроэнергии на нужды теплофикационной установки, кВт ч	$\Delta \mathcal{E}_{\text{тепл}}$	$\Delta \mathcal{E}_{\text{ост}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{гд}}^{\text{пвк}}$						-1257325
97	Уточненное увеличение расхода электроэнергии на собственные нужды, кВт ч	$\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}$	$\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{т}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{к}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{тепл}}$						-3463729
98	Уточненное увеличение расход тепла на собственные нужды, Гкал	$\Delta Q_{\text{сн}}$	$\Delta Q_{\text{сн}}^{\text{т}} + \Delta Q_{\text{сн}}^{\text{к}} + \Delta Q_{\text{от}}^{\text{пот(эк)}}$						-6372,6
<b>3. Расчет удельных</b>									
	<b>Расход тепла на выработку электроэнергии, Гкал:</b>								
1	- в базовом периоде	$Q_{\text{э}}^{\text{б}}$	$q_{\text{т}}^{\text{бр б}} \cdot \mathcal{E}_{\text{тэц}}^{\text{б}} * 10^{-6}$						105172,4
2	- в плановом периоде	$Q_{\text{э}}^{\text{п}}$	$q_{\text{т}}^{\text{бр п}} \cdot \mathcal{E}_{\text{тэц}}^{\text{п}} * 10^{-6}$						58972,1
	<b>Расход тепла на собственные нужды турбоагрегатов, Гкал:</b>								
3	- в базовом периоде	$Q_{\text{т}}^{\text{сн б}}$	Форма 3-ТЕХ						378,6
4	- в плановом периоде	$Q_{\text{т}}^{\text{сн п}}$	$Q_{\text{т}}^{\text{сн б}} + \Delta Q_{\text{сн}}^{\text{т}}$						538,9
	<b>Расход электроэнергии на собственные нужды турбоагрегатов, кВт.ч:</b>								
5	- в базовом периоде	$\mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{сн б}}$	Форма 3-ТЕХ						181325
6	- в плановом периоде	$\mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{сн п}}$	$\mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{сн б}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{т}}$						136195
	<b>Технологические потери тепла, связанные с отпуском тепла от энергетических котлов, Гкал:</b>								
7	- в базовом периоде	$Q_{\text{от}}^{\text{пот(эк) б}}$	Данные учета						10737,5
8	- в плановом периоде	$Q_{\text{от}}^{\text{пот(эк) п}}$	$Q_{\text{от}}^{\text{пот(эк) б}} + \Delta Q_{\text{от}}^{\text{пот(эк)}}$						5116,8

	<b>Отпуск тепла за счет нагрева воды в сетевых и перекачивающих насосах, Гкал:</b>								
9	- в базовом периоде	$Q_{нас}^{гв б}$	$0,86 * \varnothing_{сет} * \eta_{эм} / 100$ , где $\eta_{эм} = 95\%$ - электромеханический КПД сетевых и перекачивающих насосов						2616,0
10	- в плановом периоде	$Q_{нас}^{гв п}$	$Q_{нас}^{гв б} + \Delta Q_{нас}^{гв}$						1588,8
	<b>Отпуск тепла внешним потребителям, Гкал:</b>								
	<b>- в базовом периоде:</b>								
11	- всего	$Q_{от}^б$	Форма 3-ТЕХ						175345,0
12	- с паром	$Q_{от}^{пар б}$	Форма 3-ТЕХ						29292,0
13	- с сетевой водой	$Q_{от}^{св б}$	Форма 3-ТЕХ						146053,0
	<b>- в плановом периоде:</b>								
14	- всего	$Q_{от}^п$	$Q_{от}^б + \Delta Q_{от}$						91925,9
15	- с паром	$Q_{от}^{пар п}$	$Q_{от}^{пар б} + \Delta Q_{от}^{пар}$						29292,0
16	- с сетевой водой	$Q_{от}^{св п}$	$Q_{от}^{св б} + \Delta Q_{от}^{св}$						62633,9
	<b>Удельный расход тепла нетто на производство электроэнергии группой турбоагрегатов, ккал/кВт ч:</b>								
17	- в базовом периоде	$q_T^{н б}$	$(Q_3 + Q_T^{сн б}) * 10^6 / (\varnothing_{тэц}^б - \varnothing_T^{сн б})$						1494,0
18	- в плановом периоде	$q_T^{н п}$	$(Q_3 + Q_T^{сн п}) * 10^6 / (\varnothing_{тэц}^п - \varnothing_T^{сн п})$						1521,1
	<b>Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт ч:</b>								
	<b>- в базовом периоде:</b>								
19	- поверочный расчет	$b_3^{(физ) б}$	$q_T^{н б} * 10^4 / (7 * \eta_{кн}^{(физ) б} * \eta_{тп}^б)$						244,8
20	- отчетное значение	$b_3^{(физ) отч}$	Форма 3-ТЕХ						244,8
21	- в плановом периоде	$b_3^{(физ) п}$	$q_T^{н п} * 10^4 / (7 * \eta_{кн}^{(физ) п} * \eta_{тп}^п)$						252,6
<b>4. Дополнительные расчеты по определению удельных расходов топлива по пропорциональному методу</b>									
1	Отношение отпуски тепла с отработавшим паром к полному отпуску тепла от ТЭЦ в базовом периоде	$K_T$	Форма 3-ТЕХ						0,9875
2	Исходно-номинальные значения удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии в плановом периоде при условном отсутствии отпуска тепла из регулируемых отборов и от конденсаторов, ккал/кВт ч	$q_T^{бр (ин) i} Q_{по=0; Q_{то}=0 п}$	$f(N_i^n, Q_{по i}^n = 0, Q_{то i}^n = 0, p_{то i}^n, \Pi_p^n)$ - по рис. 2-11 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 83-92 для турбоагрегата ст. № 8; - по рис. 38 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 58-62 для турбоагрегата ст. № 6.	0,0	2800,4	0,0	0,0	2602,7	
	<b>Планируемое увеличение отпуска тепла на выработку электроэнергии при условном отсутствии отпуска тепла из регулируемых отборов и от конденсаторов, Гкал</b>								
3	- по турбоагрегату	$\Delta Q_3^{отр п i}$	$[(q_T^{бр (ин) i} Q_{по=0; Q_{то}=0 п} - q_T^{бр (ин) п i} * \varnothing_i^n) * K_T^б * 10^6 + Q_{конд i}^п * K_T^б]$	0,0	22669,7	0,0	0,0	22659,4	
4	- по ТЭЦ	$\Delta Q_3^{отр п}$	$\sum \Delta Q_3^{отр п i}$						45329,1

5	Коэффициент отнесения затрат топлива на производство электроэнергии по пропорциональному методу в плановом периоде, ед	$K_3^{(np) п}$	$(Q_3^{п} + Q_T^{чп} + \Delta Q_3^{отр п}) / [Q_3 + Q_T^{чп} + \Delta Q_3^{отр п} + (Q_{от}^{п} - Q_{от}^{пвк п} - Q_{нас}^{гв п})(100 + \alpha_{пот}^{эк п}) * 10^{-2}]$						0,5234
6	Коэффициент увеличения расхода топлива энергетическими котлами при условном отсутствии отпуска тепла от турбоагрегатов в плановом периоде, ед	$K_{отр (к)}^{п}$	$1 + \Delta Q_3^{отр б} / [Q_3 + Q_T^{чб} + (Q_{от}^{б} - Q_{от}^{пвк б} - Q_{нас}^{гв б})(100 + \alpha_{пот}^{эк б}) * 10^{-2}]$						1,2925
7	Коэффициент увеличения расхода тепла на производство электроэнергии при условном отсутствии отпуска тепла от турбоагрегатов в плановом периоде, ед	$K_{отр (т)}^{п}$	$1 + \Delta Q_3^{отр п} / (Q_3 + Q_T^{чп})$						1,7617
8	Удельный расход электроэнергии на собственные нужды, относимый на производство электроэнергии по пропорциональному методу в плановом периоде, %	$\varepsilon_3^{ч(пр) п}$	$(\varepsilon_T^{чп} + K_3^{(пр) п} * \varepsilon_k^{чп}) * 10^2 / \varepsilon_{тэц}^{п}$						5,62
9	КПД нетто группы энергетических котлов по пропорциональному методу в плановом периоде, %	$\eta_k^{н(пр) п}$	$\eta_k^{бр п} * (100 - d_k^{чп}) * (100 - \varepsilon_3^{ч(пр) п}) / (100 * K_Q^{п} * (100 - \varepsilon_T^{чп}) * 10^2 / \varepsilon_{тэц}^{п})$						86,29
10	Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по пропорциональному методу в плановом периоде, г у.т./кВт ч	$b_3^{(пр) п}$	$Q_T^{нп} * K_{отр (т)}^{п} * 10^4 / (7 * \eta_k^{н(пр) п} * \eta_{тп}^{п} * K_{отр (к)}^{п})$						349,5
11	Промежуточное значение удельного расхода условного топлива на отпуск тепла от энергетических котлов по пропорциональному методу в плановом периоде, кг у.т./Гкал	$b_{тэ}^{эк(пр) п}$	$(100 + \alpha_{пот}^{эк п}) * 10^5 / (7 * \eta_k^{н(пр) п} * \eta_{тп}^{п} * K_{отр (к)}^{п})$						137,8
12	Увеличение удельного расхода условного топлива на отпуск тепла вследствие дополнительных затрат электроэнергии по пропорциональному методу в плановом периоде, кг у.т./Гкал	$\Delta b_{тэ}^{(пр) п}$	$\varepsilon_{нар+тепл}^{п} * 10^{-3} * b_3^{(пр) п} / Q_{от}^{п}$						8,75
13	Удельный расход условного топлива на отпуск тепла по пропорциональному методу в плановом периоде, кг у.т./Гкал	$b_{тэ}^{(пр) п}$	$[b_{тэ}^{эк(пр) п} * (100 - \alpha_{пвк}^{п} - \alpha_{нас}^{гв п}) + b_{тэ}^{пвк п} * \alpha_{пвк}^{п}] * 10^{-2} + \Delta b_{тэ}^{(пр) п}$						144,2
14	Полный расход топлива по ТЭЦ по пропорциональному методу в плановом периоде, т у.т.	$B_{пр}^{п}$	$b_3^{(пр) п} * \varepsilon_{от}^{п} * 10^{-6} + b_{тэ}^{(пр) п} * Q_{от}^{п} * 10^{-3}$						24737
<b>5. Дополнительные расчеты по определению удельных расходов топлива на выработку электроэнергии</b>									
<b>Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, г/кВт ч:</b>									
1	<b>- в базовом периоде по физическому методу:</b>	$b_3^{(физ) б}_{выр}$	$b_3^{(физ) б} * \varepsilon_{от}^{б} / \varepsilon_{тэц}^{б}$						210,7
2	<b>- в плановом периоде:</b>								
2	- по физическому методу	$b_3^{(физ) п}_{выр}$	$b_3^{(физ) п} * \varepsilon_{от}^{п} / \varepsilon_{тэц}^{п}$						211,5
3	- по пропорциональному методу	$b_3^{(пр) п}_{выр}$	$b_3^{(пр) п} * \varepsilon_{от}^{п} / \varepsilon_{тэц}^{п}$						292,5

<b>6. Дополнительные расчеты по определению показателей выработки электроэнергии по конденсационному и теплофикационному циклам</b>								
<b>Удельная теплофикационная выработка электроэнергии, кВт ч/Гкал:</b>								
<b>- в базовом периоде:</b>								
1	- паром производственного отбора	$W_{\text{тф}}^{\text{по } \delta}_i$	$f(G_0^{(\text{шт}) \delta}_i, P_{\text{но } i}^{\delta})$ - по рис.21, 23 для турбоагрегатов ст. № 3; - по рис. 103, 105 для турбоагрегата ст. № 8.	175,2	182,5			
2	- паром теплофикационного отбора	$W_{\text{тф}}^{\text{то } \delta}_i$	$f(G_0^{(\text{шт}) \delta}_i, Q_{\text{но } i}^{\delta}, P_{\text{то } i}^{\delta}, P_{\text{р } i}^{\delta})$ - по рис. 22, 23 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 104, 105 для турбоагрегата ст. № 8; - по рис. 45 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 68 для турбоагрегата ст. № 6.	230,0	369,2	0,0	316,5	436,9
<b>- в плановом периоде:</b>								
3	- паром производственного отбора	$W_{\text{тф}}^{\text{по } \text{н}}_i$	$f(G_0^{(\text{шт}) \text{н}}_i, P_{\text{но } i}^{\text{н}})$ - по рис.21, 23 для турбоагрегатов ст. № 3; - по рис. 103, 105 для турбоагрегата ст. № 8.	0,0	185,2			
4	- паром теплофикационного отбора	$W_{\text{тф}}^{\text{то } \text{н}}_i$	$f(G_0^{(\text{шт}) \text{н}}_i, Q_{\text{но } i}^{\text{н}}, P_{\text{то } i}^{\text{н}}, P_{\text{р } i}^{\text{н}})$ - по рис. 22, 23 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 104, 105 для турбоагрегата ст. № 8; - по рис. 45 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 68 для турбоагрегата ст. № 6.	0,0	334,9	0,0	0,0	429,6
5	Электромеханический КПД турбоагрегатов в базовом периоде, %	$\eta_{\text{эм } i}^{\delta}$	$f(N_i^{\delta})$ - по рис. 30 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 111 для турбоагрегата ст. № 8; - по рис. 52 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 74 для турбоагрегата ст. № 6.	96,6	95,8	0,0	97,0	97,2
6	Электромеханический КПД турбоагрегатов в плановом периоде, %	$\eta_{\text{эм } i}^{\text{н}}$	$f(N_i^{\text{н}})$ - по рис. 30 для турбоагрегата ст. № 3; - по рис. 111 для турбоагрегата ст. № 8; - по рис. 52 для турбоагрегатов ст. № 4, 5; - по рис. 74 для турбоагрегата ст. № 6.	0,0	95,9	0,0	0,0	97,0
<b>Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу, кВт.ч:</b>								
<b>- в базовом периоде:</b>								
7	- по турбоагрегатам	$\mathcal{E}_{\text{тф } i}^{\delta}$	$W_{\text{тф } i}^{\text{по } \delta} * Q_{\text{но } i}^{\delta} + W_{\text{тф } i}^{\text{то } \delta} * Q_{\text{то } i}^{\delta} + \mathcal{E}_{\text{тф } i}^{\text{конд } \delta}$	14525000	12848000	0	12093000	18438000
8	- по ТЭЦ	$\mathcal{E}_{\text{тф } \text{тэц}}^{\delta}$	$\sum \mathcal{E}_{\text{тф } i}^{\delta}$					57904000
<b>- в плановом периоде:</b>								
9	- по турбоагрегатам	$\mathcal{E}_{\text{тф } i}^{\text{н}}$	$W_{\text{тф } i}^{\text{по } \text{н}} * Q_{\text{но } i}^{\text{н}} + W_{\text{тф } i}^{\text{то } \text{н}} * Q_{\text{то } i}^{\text{н}} + \mathcal{E}_{\text{тф } i}^{\text{конд } \text{н}}$	0	13271153	0	0	16208144
10	- по ТЭЦ	$\mathcal{E}_{\text{тф } \text{тэц}}^{\text{н}}$	$\sum \mathcal{E}_{\text{тф } i}^{\text{н}}$					29479297
<b>Выработка электроэнергии по конденсационному циклу, кВт.ч:</b>								
11	- в базовом периоде	$\mathcal{E}_{\text{кн } \text{тэц}}^{\delta}$	$\mathcal{E}_{\text{тэц}}^{\delta} - \mathcal{E}_{\text{тф } \text{тэц}}^{\delta}$					12927953
12	- в плановом периоде	$\mathcal{E}_{\text{кн } \text{тэц}}^{\text{н}}$	$\mathcal{E}_{\text{тэц}}^{\text{н}} - \mathcal{E}_{\text{тф } \text{тэц}}^{\text{н}}$					9780828
<b>Отпуск электроэнергии, кВт.ч:</b>								
<b>- в базовом периоде:</b>								
13	- по конденсационному циклу	$\mathcal{E}_{\text{от кн}}^{\delta}$	$\mathcal{E}_{\text{кн } \text{тэц}}^{\delta} * \mathcal{E}_{\text{от}}^{\delta} / \mathcal{E}_{\text{тэц}}^{\delta}$					11128537
14	- по теплофикационному циклу	$\mathcal{E}_{\text{от тф}}^{\delta}$	$\mathcal{E}_{\text{тф } \text{тэц}}^{\delta} * \mathcal{E}_{\text{от}}^{\delta} / \mathcal{E}_{\text{тэц}}^{\delta}$					49844460

	<b>- в плановом периоде:</b>								
15	- по конденсационному циклу	$\mathcal{E}_{от\text{ кн}}^n$	$\mathcal{E}_{кн\text{ тэц}}^n * \mathcal{E}_{от}^n / \mathcal{E}_{тэц}^n$						8187594
16	- по теплофикационному циклу	$\mathcal{E}_{от\text{ тф}}^n$	$\mathcal{E}_{тф\text{ тэц}}^n * \mathcal{E}_{от}^n / \mathcal{E}_{тэц}^n$						24677307
	<b>Удельный расход тепла брутто на выработку электроэнергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу, ккал/кВт.ч:</b>								
17	- в базовом периоде	$q_{тф}^{бр\ б}$	$860 * 10^2 / \eta_{эм\ i}^n + Q_{проч} * 10^3 / N_i^б - \Delta i_{пэн} * G_0^{(шт)\ б} / N_i^б,$ $Q_{проч} = 8,8 * 10^{-5} * N_i^б - 1,8 * 10^{-3} * N_i^б + 0,48;$ $\Delta i_{пэн} = 5,3 \text{ ккал/кг для турбоагрегатов ст. № 3-5, 8;}$ $\Delta i_{пэн} = 7,0 \text{ ккал/кг для турбоагрегата ст. № 6}$	1098,2	967,4	0,0	1176,9	844,7	
18	- в плановом периоде	$q_{тф}^{бр\ п}$	$860 * 10^2 / \eta_{эм\ i}^n + Q_{проч} * 10^3 / N_i^п - \Delta i_{пэн} * G_0^{(шт)\ п} / N_i^п,$ $Q_{проч} = 8,8 * 10^{-5} * N_i^п - 1,8 * 10^{-3} * N_i^п + 0,48;$ $\Delta i_{пэн} = 5,3 \text{ ккал/кг для турбоагрегатов ст. № 3-5, 8;}$ $\Delta i_{пэн} = 7,0 \text{ ккал/кг для турбоагрегата ст. № 6}$	0,0	965,4	0,0	0,0	847,1	
	<b>Удельный расход тепла нетто на производство электроэнергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу, ккал/кВт.ч:</b>								
	<b>- по турбоагрегатам:</b>								
19	- в базовом периоде	$q_{тф\ i}^{н\ б}$	$q_{тф}^{бр\ б} * (100 + Q_{т\ ч}^{н\ б} / Q_3^{б} * 10^2) / (100 - \mathcal{E}_{т\ ч}^{н\ б} * 10^2 * \mathcal{E}_{тф\ тэц}^б / (\mathcal{E}_{тэц}^б)^2)$	1104,5	972,9	0,0	1183,6	849,5	
20	- в плановом периоде	$q_{тф\ i}^{н\ п}$	$q_{тф}^{бр\ п} * (100 + Q_{т\ ч}^{н\ п} / Q_3^{п} * 10^2) / (100 - \mathcal{E}_{т\ ч}^{н\ п} * 10^2 * \mathcal{E}_{тф\ тэц}^п / (\mathcal{E}_{тэц}^п)^2)$	0,0	976,8	0,0	0,0	857,1	
	<b>- по ТЭЦ:</b>								
21	- в базовом периоде	$q_{тф}^{н\ б}$	$\sum q_{тф\ i}^{н\ б} * \mathcal{E}_{тф\ i}^б / \mathcal{E}_{тф\ тэц}^б$						1010,6
22	- в плановом периоде	$q_{тф}^{н\ п}$	$\sum q_{тф\ i}^{н\ п} * \mathcal{E}_{тф\ i}^п / \mathcal{E}_{тф\ тэц}^п$						911,0
	<b>Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г/кВт.ч:</b>								
	<b>- в базовом периоде по физическому методу:</b>								
23	- по конденсационному циклу	$b_3^{(физ)\ кн\ б}$	$(b_3^{(физ)\ б} * \mathcal{E}_{от}^б - b_3^{(физ)\ тф\ б} * \mathcal{E}_{от\ тф}^б) / \mathcal{E}_{от\ кн}^б$						599,5
24	- по теплофикационному циклу	$b_3^{(физ)\ тф\ б}$	$q_{тф}^{н\ б} * 10^4 / (7 * \eta_{кн}^{(физ)\ б} * \eta_{тп}^б)$						165,6
	<b>- в плановом периоде:</b>								
	<b>- по физическому методу:</b>								
25	- по конденсационному циклу	$b_3^{(физ)\ кн\ п}$	$(b_3^{(физ)\ п} * \mathcal{E}_{от}^п - b_3^{(физ)\ тф\ п} * \mathcal{E}_{от\ тф}^п) / \mathcal{E}_{от\ кн}^п$						558,0
26	- по теплофикационному циклу	$b_3^{(физ)\ тф\ п}$	$q_{тф}^{н\ п} * 10^4 / (7 * \eta_{кн}^{(физ)\ п} * \eta_{тп}^п)$						151,3
	<b>- по пропорциональному методу:</b>								
27	- по конденсационному циклу	$b_3^{(пр)\ кн\ п}$	$b_3^{(пр)\ п} * K_{отр(к)}^п$						378,1
28	- по теплофикационному циклу	$b_3^{(пр)\ тф\ п}$	$(b_3^{(пр)\ п} * \mathcal{E}_{от}^п - b_3^{(пр)\ кн\ п} * \mathcal{E}_{от\ кн}^п) / \mathcal{E}_{от\ тф}^п$						340,0









	<b>Фактический расход электроэнергии на собственные нужды, связанный с отпуском тепловой энергии с паром и водой, кВт ч:</b>									
3	- в базовом периоде	$\mathcal{E}_{\text{пар+тепл}}^{\text{б}}$	Форма 3-ТЕХ							3557750
4	- в плановом периоде	$\mathcal{E}_{\text{пар+тепл}}^{\text{п}}$	$\mathcal{E}_{\text{пар+тепл}}^{\text{б}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{тепл}}$							2300425
	<b>Относительная величина потерь тепла, связанных с отпуском тепла от энергетических котлов, ед:</b>									
5	- в базовом периоде	$\alpha_{\text{пот}}^{\text{э к б}}$	$Q_{\text{от}}^{\text{пот (э к б)}} * 10^2 / (Q_{\text{от}}^{\text{б}} - Q_{\text{от}}^{\text{пвк б}} - Q_{\text{нас}}^{\text{гв б}})$							6,216
6	- в плановом периоде	$\alpha_{\text{пот}}^{\text{э к п}}$	$Q_{\text{от}}^{\text{пот (э к п)}} * 10^2 / (Q_{\text{от}}^{\text{п}} - Q_{\text{от}}^{\text{пвк п}} - Q_{\text{нас}}^{\text{гв п}})$							5,664
	<b>Доля отпуска тепла, обеспечиваемая ПВК, ед:</b>									
7	- в базовом периоде	$\alpha_{\text{пвк}}^{\text{б}}$	$Q_{\text{от}}^{\text{пвк б}} * 10^2 / Q_{\text{от}}^{\text{б}}$							0,0
8	- в плановом периоде	$\alpha_{\text{пвк}}^{\text{п}}$	$Q_{\text{от}}^{\text{пвк п}} * 10^2 / Q_{\text{от}}^{\text{п}}$							0,0
	<b>Доля отпуска тепла, обеспечиваемая нагревом воды в сетевых и перекачивающих насосах, ед:</b>									
9	- в базовом периоде	$\alpha_{\text{нас}}^{\text{гв б}}$	$Q_{\text{нас}}^{\text{гв б}} * 10^2 / Q_{\text{от}}^{\text{б}}$							1,492
10	- в плановом периоде	$\alpha_{\text{нас}}^{\text{гв п}}$	$Q_{\text{от}}^{\text{пвк п}} * 10^2 / Q_{\text{от}}^{\text{п}}$							1,728
	<b>Коэффициент отнесения затрат топлива на производство электроэнергии, ед:</b>									
11	- в базовом периоде	$K_3^{\text{(физ) б}}$	$(Q_3^{\text{б}} + Q_{\text{т}}^{\text{сп б}}) / [Q_3 + Q_{\text{т}}^{\text{сп б}} + (Q_{\text{от}}^{\text{б}} - Q_{\text{от}}^{\text{пвк б}} - Q_{\text{нас}}^{\text{гв б}})(100 + \alpha_{\text{пот}}^{\text{э к б}}) * 10^{-2}]$							0,3652
12	- в плановом периоде	$K_3^{\text{(физ) п}}$	$(Q_3^{\text{п}} + Q_{\text{т}}^{\text{сп п}}) / [Q_3 + Q_{\text{т}}^{\text{сп п}} + (Q_{\text{от}}^{\text{п}} - Q_{\text{от}}^{\text{пвк п}} - Q_{\text{нас}}^{\text{гв п}})(100 + \alpha_{\text{пот}}^{\text{э к п}}) * 10^{-2}]$							0,3840
	<b>Удельный расход электроэнергии на собственные нужды, относимый на производство электроэнергии, %:</b>									
13	- в базовом периоде	$\mathcal{E}_3^{\text{сп(физ) б}}$	$(\mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{сп б}} + K_3^{\text{(физ) б}} * \mathcal{E}_{\text{к}}^{\text{сп б}}) * 10^2 / \mathcal{E}_{\text{тэц}}^{\text{б}}$							3,41
14	- в плановом периоде	$\mathcal{E}_3^{\text{сп(физ) п}}$	$(\mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{сп п}} + K_3^{\text{(физ) п}} * \mathcal{E}_{\text{к}}^{\text{сп п}}) * 10^2 / \mathcal{E}_{\text{тэц}}^{\text{п}}$							4,22
	<b>Фактический расход тепла на собственные нужды котлов:</b>									
	<b>- абсолютный, Гкал:</b>									
15	- в базовом периоде	$Q_{\text{к}}^{\text{сп б}}$	Форма 3-ТЕХ							5100,1
16	- в плановом периоде	$Q_{\text{к}}^{\text{сп п}}$	$Q_{\text{к}}^{\text{сп б}} + \Delta Q_{\text{сп}}^{\text{к}}$							4187,9
	<b>- относительный, %:</b>									
17	- в базовом периоде	$q_{\text{к}}^{\text{сп б}}$	$Q_{\text{к}}^{\text{сп б}} * 10^2 / Q_{\text{к}}^{\text{бр б}}_{\text{тэц}}$							1,70
18	- в плановом периоде	$q_{\text{к}}^{\text{сп п}}$	$Q_{\text{к}}^{\text{сп п}} * 10^2 / Q_{\text{к}}^{\text{бр п}}_{\text{тэц}}$							2,59
	<b>Коэффициент, учитывающий дополнительно внесенное тепло в топку по группе котлов, ед:</b>									
19	- в базовом периоде	$K_Q^{\text{б}}$	Форма 3-ТЕХ							1,0000
20	- в плановом периоде	$K_Q^{\text{п}}$	$K_Q^{\text{б}}$							1,0000
	<b>КПД нетто группы энергетических котлов, %:</b>									
21	- в базовом периоде	$\eta_{\text{к}}^{\text{п(физ) б}}$	$\eta_{\text{к}}^{\text{бр (ф) б}}_{\text{тэц}} * (100 - q_{\text{к}}^{\text{сп б}}) * (100 - \mathcal{E}_3^{\text{сп(физ) б}}) / (100 * K_Q^{\text{б}} * (100 - \mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{сп б}} * 10^2 / \mathcal{E}_{\text{тэц}}^{\text{б}}))$							88,97
22	- в плановом периоде	$\eta_{\text{к}}^{\text{п(физ) п}}$	$\eta_{\text{к}}^{\text{бр (ф) п}}_{\text{тэц}} * (100 - q_{\text{к}}^{\text{сп п}}) * (100 - \mathcal{E}_3^{\text{сп(физ) п}}) / (100 * K_Q^{\text{п}} * (100 - \mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{сп п}} * 10^2 / \mathcal{E}_{\text{тэц}}^{\text{п}}))$							87,57
	<b>Потери теплового потока, Гкал:</b>									
23	- в базовом периоде	$Q_{\text{тп}}^{\text{б}}$	$0,015 * (125,6 * \Sigma(\tau_{\text{раб}}^{\text{к б}}))$							5889,4
24	- в плановом периоде	$Q_{\text{тп}}^{\text{п}}$	$0,015 * (125,6 * \Sigma(\tau_{\text{раб}}^{\text{к п}}))$							2803,4

	<b>КПД теплового потока, %:</b>								
25	- в базовом периоде	$\eta_{тп}^6$	$100 - Q_{тп}^6 * 10^2 / (Q_k^{бр6} - Q_k^{сн6})$						98,00
26	- в плановом периоде	$\eta_{тп}^п$	$100 - Q_{тп}^п * 10^2 / (Q_k^{брп} - Q_k^{снп})$						98,22
	<b>Промежуточное значение удельного расхода условного топлива на отпуск тепла от энергетических котлов, кг у.т./Гкал:</b>								
27	- в базовом периоде	$b_{т3}^{эк(физ)6}$	$(100 + \alpha_{пот}^{эк6}) * 10^5 / (7 * \eta_k^{п(физ)6} * \eta_{тп}^6)$						174,0
28	- в плановом периоде	$b_{т3}^{эк(физ)п}$	$(100 + \alpha_{пот}^{экп}) * 10^5 / (7 * \eta_k^{п(физ)п} * \eta_{тп}^п)$						175,5
	<b>Увеличение удельного расхода условного топлива на отпуск тепла вследствие дополнительных затрат электроэнергии, кг у.т./Гкал:</b>								
29	- в базовом периоде	$\Delta b_{т3}^{(физ)6}$	$\mathcal{E}_{пар+тепл}^6 * 10^{-3} * b_{т3}^{(физ)6} / Q_{от}^6$						4,97
30	- в плановом периоде	$\Delta b_{т3}^{(физ)п}$	$\mathcal{E}_{пар+тепл}^п * 10^{-3} * b_{т3}^{(физ)п} / Q_{от}^п$						6,32
	<b>Удельный расход условного топлива на отпуск тепла, кг у.т./Гкал:</b>								
	<b>- в базовом периоде:</b>								
31	- поверочный расчет	$b_{т3}^{(физ)6}$	$[b_{т3}^{эк(физ)6} * (100 - \alpha_{пвк}^6 - \alpha_{пас}^{гв6}) + b_{т3}^{пвк6} * \alpha_{пвк}^6] * 10^{-2} + \Delta b_{т3}^{(физ)6}$						176,4
32	- отчетное значение	$b_{т3}^{(физ)отч}$	Форма 3-ТЕХ						176,4
33	- в плановом периоде	$b_{т3}^{(физ)п}$	$[b_{т3}^{эк(физ)п} * (100 - \alpha_{пвк}^п - \alpha_{пас}^{гвп}) + b_{т3}^{пвкп} * \alpha_{пвк}^п] * 10^{-2} + \Delta b_{т3}^{(физ)п}$						178,8
	<b>Полный расход топлива по ТЭЦ, т у.т.:</b>								
34	- в базовом периоде:	$B_{физ}^6$	$b_{т3}^{(физ)6} * \mathcal{E}_{от}^6 * 10^{-6} + b_{т3}^{(физ)6} * Q_{от}^6 * 10^{-3}$						45856
35	- по отчетным показателям:	$B_{отч}^6$	$b_{т3}^{(пр)отч} * \mathcal{E}_{отч}^6 * 10^{-6} + b_{т3}^{(пр)отч} * Q_{от}^6 * 10^{-3}$						45857
36	- в плановом периоде:	$B_{физ}^п$	$b_{т3}^{(физ)п} * \mathcal{E}_{от}^п * 10^{-6} + b_{т3}^{(физ)п} * Q_{от}^п * 10^{-3}$						24737
	<b>Невязка теплового баланса ТЭЦ, %:</b>								
37	- в базовом периоде	$\Delta Q_{неб}^6$	$(Q_k^{бр6} - Q_3^6 - Q_{от}^6 * (100 - \alpha_{пвк}^6 - \alpha_{пас}^{гв6} + \alpha_{пот}^{эк6}) / (100 - Q_t^{сн6} - Q_k^{сн6} - Q_{тп}^6) * 10^2 / Q_k^{бр6} - Q_{тэц}^6)$						0,00
38	- в плановом периоде	$\Delta Q_{неб}^п$	$(Q_k^{брп} - Q_3^п - Q_{от}^п * (100 - \alpha_{пвк}^п - \alpha_{пас}^{гвп} + \alpha_{пот}^{экп}) / (100 - Q_t^{снп} - Q_k^{снп} - Q_{тп}^п) * 10^2 / Q_k^{брп} - Q_{тэц}^п)$						0,0
	<b>Невязка электрического баланса ТЭЦ, %:</b>								
39	- в базовом периоде	$\Delta \mathcal{E}_{неб}^6$	$(\mathcal{E}_{тэц}^6 - \mathcal{E}_{от}^6 - \mathcal{E}_k^{сн6} - \mathcal{E}_t^{сн6} - \mathcal{E}_{пар+тепл}^6) * 10^2 / \mathcal{E}_{от}^6$						0,0
40	- в плановом периоде	$\Delta \mathcal{E}_{неб}^п$	$(\mathcal{E}_{тэц}^п - \mathcal{E}_{от}^п - \mathcal{E}_k^{снп} - \mathcal{E}_t^{снп} - \mathcal{E}_{пар+тепл}^п) * 10^2 / \mathcal{E}_{от}^п$						0,0

### III. Показатели пиковых водогрейных котлов

№ п/п	Наименование показателя, единицы измерения	Обозначение	Метод определения	Значение				ТЭЦ
				ст. № 1 КВГМ-100	ст. № 2 КВГМ-100	ст. № 3 КВГМ-100	ст. № 4 КВГМ-100	
<b>1. Исходные данные</b>								
1	Выработка тепла брутто ПВК в базовом периоде, Гкал	$Q_{\text{пвк}}^{\text{б}}$	Форма 3-ТЕХ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Число часов работы ПВК в базовом периоде, ч	$\tau_{\text{раб}}^{\text{пвк б}}$	Форма 3-ТЕХ	0	0	0	0	
3	Число часов работы ПВК в плановом периоде, ч	$\tau_{\text{раб}}^{\text{пвк п}}$	Задается	0,0	0,0	0	0	
4	Фактическое значение КПД брутто ПВК по прямому балансу в базовом периоде, %:	$\eta_{\text{пвк}}^{\text{бр (ф) б}}$	Форма 3-ТЕХ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>2. Расчет показателей работы ПВК</b>								
1	Среднечасовая теплопроизводительность ПВК в базовом периоде, Гкал/ч	$Q_{\text{пвк}}^{\text{б}} /$	$Q_{\text{пвк}}^{\text{б}} / \tau_{\text{раб}}^{\text{пвк б}}$	0,0	0,0	0,0	0,0	
2	Исходно-номинальное значение КПД брутто ПВК в базовом периоде, %	$\eta_{\text{пвк}}^{\text{бр (ин) б}}$	$f(Q_{\text{пвк}}^{\text{б}})$ - рис. 146	0,00	0,00	0,00	0,00	
3	Сумма поправок к КПД брутто ПВК на отклонение значений внешних факторов от фиксированных условий в базовом периоде, %	$\sum \Delta \eta_{\text{пвк}}^{\text{б}}$	$\eta_{\text{пвк}}^{\text{бр (ф) б}} - \eta_{\text{пвк}}^{\text{бр (ин) б}}$	0,00	0,00	0,00	0,00	
4	Выработка тепла брутто ПВК в плановом периоде, Гкал	$Q_{\text{пвк}}^{\text{п}}$	$Q_{\text{пвк}}^{\text{б}} + Q_{\text{отп}}^{\text{от пвк п}} - Q_{\text{отп}}^{\text{от пвк б}} + \Delta Q_{\text{от}}^{\text{пвк}}$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Среднечасовая теплопроизводительность ПВК в плановом периоде, Гкал/ч	$Q_{\text{пвк}}^{\text{п}} /$	$Q_{\text{пак}}^{\text{п}} / \tau_{\text{раб}}^{\text{пвк п}}$	0,0	0,0	0,0	0,0	
6	Исходно-номинальное значение КПД брутто ПВК в плановом периоде, %	$\eta_{\text{пвк}}^{\text{бр (ин) п}}$	$f(Q_{\text{пвк}}^{\text{п}})$ - рис. 146	0,00	0,00	0,00	0,00	
7	Плановое значение КПД брутто ПВК по прямому балансу, %:	$\eta_{\text{пвк}}^{\text{бр п}}$	$\eta_{\text{пвк}}^{\text{бр (ин) п}} + \sum \Delta \eta_{\text{пвк}}^{\text{б}}$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	Номинальный расход тепла на отопление котельного отделения в базовом периоде, Гкал/ч	$Q_{\text{ов}}^{\text{пвк б}} /$	$f(t_{\text{нв}}^{\text{б}})$ - рис. 159					0,46
9	Номинальный расход тепла на отопление котельного отделения в плановом периоде, Гкал/ч	$Q_{\text{ов}}^{\text{пвк п}} /$	$f(t_{\text{нв}}^{\text{п}})$ - рис. 159					0,46
<b>Параметр включения потерь тепла, связанных с отпуском тепла от ПВК:</b>								
10	- в базовом периоде	$P_{\text{от}}^{\text{пот пвк б}}$	0 - включены в $Q_{\text{от}}^{\text{пот пвк б}}$ , иначе - в $Q_{\text{от}}^{\text{пот (эк) б}}$					1
11	- в плановом периоде	$P_{\text{от}}^{\text{пот пвк п}}$	0 - включены в $Q_{\text{от}}^{\text{пот пвк п}}$ , иначе - в $Q_{\text{от}}^{\text{пот (эк) п}}$					1

	<b>Фактическое значение технологических потерь тепла, связанных с отпуском тепла от ПВК, Гкал:</b>							
12	- в базовом периоде	$Q_{от\ пвк}^{пот\ б}$	$(Q_{о\ пвк\ б} + Q_{в\ пвк\ б}) * \tau_{кал}^б$					339,0
13	- в плановом периоде	$Q_{от\ пвк}^{пот\ п}$	$(Q_{о\ пвк\ п} + Q_{в\ пвк\ п}) * \tau_{кал}^п$					339,0
	<b>Исходно-номинальное значение удельного расхода электроэнергии на тягу и дутье ПВК, кВт.ч/Гкал:</b>							
14	- в базовом периоде	$\varepsilon_{тд}^{пвк\ б}$	$f(Q_{пвк}^{б/})$ - рис. 6	0,00	0,00	0,00	0,00	
15	- в плановом периоде	$\varepsilon_{тд}^{пвк\ п}$	$f(Q_{пвк}^{п/})$ - рис. 6	0,00	0,00	0,00	0,00	
16	Увеличение затрат электроэнергии на тягу и дутье ПВК, кВт.ч	$\Delta \varepsilon_{тд}^{пвк}$	$\varepsilon_{тд}^{пвк\ п} * Q_{пвк}^п - \varepsilon_{тд}^{пвк\ б} * Q_{пвк}^б$	0	0	0	0	0
	<b>Отпуск тепла от ПВК, Гкал:</b>							
17	- в базовом периоде	$Q_{от\ пвк}^{пвк\ б}$	$Q_{пвк}^б - Q_{от\ пвк}^{пот\ б}$					0,0
18	- в плановом периоде	$Q_{от\ пвк}^{пвк\ п}$	$Q_{пвк}^п - Q_{от\ пвк}^{пот\ п}$					0,0
	<b>Относительные потери тепла, связанные с отпуском тепла от ПВК, %:</b>							
19	- в базовом периоде	$\alpha_{пот}^{пвк\ б}$	$Q_{от\ пвк}^{пот\ б} * 10^2 / Q_{пвк}^б$					0,0
20	- в плановом периоде	$\alpha_{пот}^{пвк\ п}$	$Q_{от\ пвк}^{пот\ п} * 10^2 / Q_{пвк}^п$					0,0
	<b>Промежуточное значение удельного расхода условного топлива на отпуск тепла от ПВК, кг у.т./Гкал:</b>							
21	- в базовом периоде	$b_{тэ}^{пвк\ б}$	$(100 + \alpha_{пот}^{пвк\ б}) * 10^3 / (7 * \eta_{пвк}^{бр(ф)\ б})$					0,0
22	- в плановом периоде	$b_{тэ}^{пвк\ п}$	$(100 + \alpha_{пот}^{пвк\ п}) * 10^3 / (7 * \eta_{пвк}^{бр\ п})$					0,0

#### IV. Показатели ПГУ

№ п/п	Наименование показателя, единицы измерения	Обозначение	Метод определения	Значение
<b>1. Исходные данные</b>				
<b>Номинальная электрическая мощность ПГУ, МВт:</b>				
1	- всего	$N_{\text{ПГУ}}^{(н)}$	Характеристики оборудования	220,0
2	- в том числе, паровой турбины	$N_{\text{ПТ}}^{(н)}$	Характеристики оборудования	63,0
3	Номинальный отпуск тепла потребителям от ПГУ, Гкал/ч	$Q_{\text{ПГУ}}^{(н)}$	Характеристики оборудования	136,0
<b>Отпуск тепла внешним потребителям от ПГУ, Гкал:</b>				
4	- с сетевой водой	$Q_{\text{отПГУ}}^{\text{св}}$	Задается	75030,9
5	- с паром	$Q_{\text{отПГУ}}^{\text{пар}}$	Задается	0,0
6	- всего	$Q_{\text{отПГУ}}$	$Q_{\text{отПГУ}}^{\text{св}} + Q_{\text{отПГУ}}^{\text{пар}}$	75030,9
7	Электрическая мощность паровой турбины, МВт	$N_{\text{ПТ}}$	Задается	64,7
8	Число часов работы ПГУ, ч	$\tau_{\text{раб}}^{\text{ПГУ}}$	Задается	744,0
<b>2. Расчет показателей работы ПГУ</b>				
1	Среднечасовой отпуск тепла от ПГУ, Гкал/ч	$Q_{\text{отПГУ}} /$	$Q_{\text{отПГУ}} / \tau_{\text{раб}}^{\text{ПГУ}}$	100,8
2	Удельный расход тепла брутто на выработку электроэнергии паровой турбиной, ккал/кВт.ч (предварительное значение)	$q_{\text{т}}^{\text{бр предв}}$	$f(N_{\text{ПТ}}, Q_{\text{по}}, Q_{\text{то}})$ - экспертная оценка	1398,0
3	Полный расход тепла на паровую турбину, Гкал (предварительное значение)	$Q_{\text{о}}^{\text{ПТ предв}}$	$q_{\text{т}}^{\text{бр предв}} * N_{\text{ПТ}} * \tau_{\text{раб}}^{\text{ПГУ}} * 10^{-3} + Q_{\text{отПГУ}} / * \tau_{\text{раб}}^{\text{ПГУ}}$	142370
4	КПД брутто котла-утилизатора ПГУ, % (предварительное значение)	$\eta_{\text{ку}}^{(\text{бр}) \text{ предв}}$	80%	80,00
5	Средняя электрическая нагрузка ГТУ, МВт (предварительное значение)	$N_{\text{ГТУ}}^{\text{предв}}$	$f(Q_{\text{о}}^{\text{ПТ предв}} * 10^2 / \eta_{\text{ку}}^{(\text{бр}) \text{ предв}} / \tau_{\text{раб}}^{\text{ПГУ}}; t_{\text{нв}}^{\text{п}})$ - экспертная оценка	154,23

6	Средняя электрическая нагрузка ПГУ, МВт (предварительное значение)	$N_{\text{ПГУ}}^{\text{предв}}$	$N_{\text{ПТ}} + N_{\text{ГТУ}}^{\text{предв}}$	219,0
	<b>Расход тепла на собственные нужды ПГУ:</b>			
	<b>- относительный, %:</b>			
7	- всего	$q_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}}$	$f(N_{\text{ПГУ}})$ - экспертная оценка	2,2
8	- паровой турбины	$q_{\text{сн}}^{\text{ПТ}}$	Экспертная оценка	1,6
9	- газовой турбины	$q_{\text{сн}}^{\text{ГТ}}$	Экспертная оценка	0,2
10	- котла-утилизатора	$q_{\text{сн}}^{\text{КУ}}$	Экспертная оценка	0,4
	<b>- абсолютный, Гкал:</b>			
11	- всего	$Q_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}}$	$q_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}} * 10^{-5} * 0,86 * \mathcal{E}_{\text{ПГУ}}$	3115,1
12	- паровой турбины	$Q_{\text{сн}}^{\text{ПТ}}$	$q_{\text{сн}}^{\text{ПТ}} * 10^{-5} * 0,86 * \mathcal{E}_{\text{ПГУ}}$	2180,6
13	- газовой турбины	$Q_{\text{сн}}^{\text{ГТ}}$	$q_{\text{сн}}^{\text{ГТ}} * 10^{-5} * 0,86 * \mathcal{E}_{\text{ПГУ}}$	311,5
14	- котла-утилизатора	$Q_{\text{сн}}^{\text{КУ}}$	$q_{\text{сн}}^{\text{КУ}} * 10^{-5} * 0,86 * \mathcal{E}_{\text{ПГУ}}$	623,0
15	Среднечасовая тепловая нагрузка паровой турбины ПГУ, Гкал/ч	$Q_{\text{отПТ}} /$	$(Q_{\text{отПГУ}} + Q_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}}) / \tau_{\text{раб}}^{\text{ПГУ}}$	105,0
16	Удельный расход тепла брутто на выработку электроэнергии паровой турбиной, ккал/кВт.ч	$q_{\text{т}}^{\text{бр}}$	$f(N_{\text{ПТ}}, Q_{\text{по}}, Q_{\text{то}})$ - экспертная оценка	1344,9
17	Полный расход тепла на паровую турбину, Гкал	$Q_{\text{о}}^{\text{ПТ}}$	$q_{\text{т}}^{\text{бр}} * N_{\text{ПТ}} * \tau_{\text{раб}}^{\text{ПГУ}} * 10^{-3} +$ $+ Q_{\text{отПГУ}} / \tau_{\text{раб}}^{\text{ПГУ}}$	142928,2
18	КПД брутто котла-утилизатора ПГУ, % (уточненное значение)	$\eta_{\text{ку}}^{\text{(бр) уточн}}$	$f(t_{\text{нв}}^{\text{б}}; N_{\text{ПГУ}}^{\text{предв}})$ - экспертная оценка	79,71
19	Средняя электрическая нагрузка ГТУ, МВт	$N_{\text{ГТУ}}$	$f(Q_{\text{о}}^{\text{ПТ}} * 10^2 / \eta_{\text{ку}}^{\text{(бр) уточн}} / \tau_{\text{раб}}^{\text{ПГУ}}; t_{\text{нв}}^{\text{п}})$ - экспертная оценка	155,3
20	Средняя электрическая нагрузка ПГУ, МВт	$N_{\text{ПГУ}}$	$N_{\text{ПТ}} + N_{\text{ГТУ}}$	220,0
21	Выработка электроэнергии от ПГУ, кВт.ч	$\mathcal{E}_{\text{ПГУ}}$	$10^3 * N_{\text{ПГУ}} * \tau_{\text{раб}}^{\text{ПГУ}}$	163679944

	<b>Расход электроэнергии на собственные нужды ПГУ, относимый на производство электроэнергии:</b>			
22	- относительный, %	$\varepsilon_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}(\varepsilon)}$	$f(N_{\text{ПГУ}})$ - экспертная оценка	2,0
23	- абсолютный, кВт.ч	$\varepsilon_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}(\varepsilon)}$	$\varepsilon_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}(\varepsilon)} * 10^{-2} * \varepsilon_{\text{ПГУ}}$	3273601,7
	<b>Расход электроэнергии на собственные нужды ПГУ, относимый на производство тепловой энергии:</b>			
24	- относительный, %	$\varepsilon_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}(\text{тэ})}$	$f(Q_{\text{отПГУ}})$ - экспертная оценка	1,9
25	- абсолютный, кВт.ч	$\varepsilon_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}(\text{тэ})}$	$\varepsilon_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}(\text{тэ})} * 10^{-2} * \varepsilon_{\text{ПГУ}}$	3180592,4
26	Отпуск электроэнергии от ПГУ, кВт.ч	$\varepsilon_{\text{от}}^{\text{ПГУ}}$	$\varepsilon_{\text{ПГУ}} - \varepsilon_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}(\varepsilon)} - \varepsilon_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}(\text{тэ})}$	157225750
27	КПД брутто ПГУ по выработке электроэнергии, %	$\eta_{\varepsilon}^{\text{а(бр)}}$	$f(t_{\text{нв}}^{\text{б}}; N_{\text{ПГУ}}; Q_{\text{отПГУ}})$ - экспертная оценка	60,67
28	Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт.ч	$b_{\varepsilon\text{ПГУ}}^{\text{(физ) п}}$	$123 * (1 + \varepsilon_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}(\varepsilon)} * 10^{-2}) / (10^{-2} * \eta_{\varepsilon}^{\text{а(бр)}}$	206,8
29	КПД брутто котла в альтернативной схеме, %	$\eta_{\text{шк}}^{\text{а(бр)}}$	Приказ Минэнерго № 323	91,7
30	Расход электроэнергии на нужды теплофикационной установки ПГУ и связанный с отпуском тепла от ПГУ с паром, кВт.ч	$\varepsilon_{\text{тепл+пар}}^{\text{ПГУ}}$	$0,27 * \varepsilon_{\text{сн}}^{\text{ПГУ}(\text{тэ})}$	858759,9
31	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	$b_{\text{тэПГУ}}^{\text{(физ) п}}$	$142,9 / (10^{-2} * \eta_{\text{шк}}^{\text{а(бр)}}) + b_{\varepsilon\text{ПГУ}}^{\text{(физ) п}} * \varepsilon_{\text{тепл+пар}}^{\text{ПГУ}} * 10^{-3} / Q_{\text{отПГУ}}$	158,2

<b>Полный расход топлива по ПГУ, т у.т.:</b>				
32	- на отпуск электроэнергии	$B_{\text{эПГУ}}^{\text{п}}$	$b_{\text{эПГУ}}^{(\text{физ})\text{п}} * \text{Э}_{\text{от}}^{\text{ПГУ}} * 10^{-6}$	32512,5
33	- на отпуск тепловой энергии	$B_{\text{тэПГУ}}^{\text{п}}$	$b_{\text{тэПГУ}}^{(\text{физ})\text{п}} * Q_{\text{отПГУ}} * 10^{-3}$	11872,1
34	- суммарно	$B_{\text{ПГУ}}^{\text{п}}$	$B_{\text{эПГУ}}^{\text{п}} + B_{\text{тэПГУ}}^{\text{п}}$	44384,5
35	КПД брутто котла-утилизатора ПГУ, %	$\eta_{\text{ку}}^{(\text{бр})}$	$f(t_{\text{нв}}^{\text{п}}; N_{\text{ПГУ}})$ - экспертная оценка	79,71
36	Поправка к мощности паровой турбины при условном отсутствии отпуска тепла из регулируемых отборов, МВт	$\Delta N_{\text{ПТ}}$	$f(Q_{\text{отПТ}}^{\text{п}})$ - экспертная оценка	19,8
37	Расход топлива на ПГУ при раздельном производстве тепловой и электрической энергии, т у.т.	$B_{\text{ПГУ}}^{\text{п}/}$	$B_{\text{ПГУ}}^{\text{п}} * 0,99 * 0,985 * \text{Э}_{\text{от}}^{\text{ПГУ}} / (\text{Э}_{\text{от}}^{\text{ПГУ}} + \Delta N_{\text{ПТ}} * 10^3 * \tau_{\text{раб}}^{\text{ПГУ}})$	39581,8
38	Расход топлива на замещающий котел при раздельном производстве тепловой и электрической энергии, т у.т.	$B_{\text{зам}}^{\text{п}}$	$(b_{\text{тэ зам}}^{\text{п}} = 166 \text{ кг/Гкал}) * Q_{\text{отПГУ}} * 10^{-3}$	12455,1
39	Коэффициент экономии топлива при комбинированном производстве тепловой и электрической энергии на ПГУ, т у.т.	$K_{\text{эк}}$	$B_{\text{ПГУ}}^{\text{п}} / (B_{\text{ПГУ}}^{\text{п}/} + B_{\text{зам}}^{\text{п}})$	0,8529
<b>Исходно-номинальные значения удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии паровой турбиной ПГУ в плановом периоде, ккал/кВт ч:</b>				
40	- при фактическом отпуске тепла из регулируемых отборов	$q_{\text{т}}^{\text{бр (ин)}}$	$f(N_{\text{ПТ}}, Q_{\text{по}}, Q_{\text{то}})$ - экспертная оценка	1344,9
41	- при условном отсутствии отпуска тепла из регулируемых отборов	$q_{\text{т}}^{\text{бр (ин) Q=0}}$	$f(N_{\text{ПТ}}, Q_{\text{по}} = 0, Q_{\text{то}} = 0)$ - экспертная оценка	2669,9

42	Планируемое увеличение отпуска тепла на выработку электроэнергии при условном отсутствии отпуска тепла из регулируемых отборов паровой турбины, Гкал	$\Delta Q_{\text{отр ПТ}}$	$(q_{\text{т}}^{\text{бр (ин) Q=0 пред}} - q_{\text{т}}^{\text{бр (ин) пред}}) * N_{\text{ПТ}} * \tau_{\text{раб}}^{\text{ПГУ}} * 10^{-3}$	63823,8
43	Коэффициент увеличения расхода топлива на замещающий котел при условном отсутствии отпуска тепла от паровой турбины ПГУ, ед	$K_{\text{отр (зам)}}$	$1 + \Delta Q_{\text{отр ПТ}} / [q_{\text{т}}^{\text{бр (ин)}} * N_{\text{ПТ}} * \tau_{\text{раб}}^{\text{ПГУ}} + Q_{\text{сн}}^{\text{ПТ}} + Q_{\text{отПГУ}}]$	1,4495
	<b>Удельные расходы топлива на отпуск тепловой и электрической энергии по ПГУ при расчете по пропорциональному методу:</b>			
44	- на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	$b_{\text{тэПГУ}}^{(\text{пр}) \text{ П}}$	$B_{\text{зам}}^{\text{П}} * K_{\text{эк}} / (K_{\text{отр (зам)}} * 10^3 * Q_{\text{отПГУ}})$	134,3
45	- на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт.ч	$b_{\text{эПГУ}}^{(\text{пр}) \text{ П}}$	$(B_{\text{ПГУ}}^{\text{П}} - b_{\text{тэПГУ}}^{(\text{пр}) \text{ П}} * 10^{-3} * Q_{\text{отПГУ}}) * 10^6 / \mathcal{E}_{\text{от}}^{\text{ПГУ}}$	218,2