

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



**Обосновывающие материалы
к схеме теплоснабжения:**

**Глава 10. Перспективные топливные
балансы**

**Книга 10. Перспективные топливные
балансы**

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

Согласовано:
филиал «Кировский»
ПАО «Т Плюс»

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

**Обосновывающие материалы к
схеме теплоснабжения:**

**Глава 10. Перспективные топливные балансы
Книга 10. Перспективные топливные балансы**

Киров, 2019 г.

Содержание

Содержание.....	3
Раздел 1. Расчет перспективных технико-экономических показателей работы Кировской ТЭЦ-3.....	4
1.1. Исходные данные по базовому периоду.....	5
1.2. Исходные данные по прогнозируемому периоду	5
1.3. Техничко-экономические показатели работы Кировской ТЭЦ-3 на период с 2014 по 2033 год.....	7
1.4. Анализ ТЭП Кировской ТЭЦ-3.....	17
Раздел 2. Расчет перспективных технико-экономических показателей работы котельной микрорайона Каринторф.....	23
2.1. Исходные данные по базовому периоду.....	23
2.2. Исходные данные по прогнозируемому периоду	23
2.3. Анализ ТЭП котельной МКР Каринторф.....	25
2.4. Потребление топлива котельной микрорайона Каринторф на период 2014 – 2033 гг.....	26
Раздел 3. Расчет запасов аварийного и резервного топлива	28
3.1 Методика определения нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях	28
3.2 Расчет запасов аварийного и резервного топлива Кировской ТЭЦ-3.....	31
Раздел. 4. Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива на источниках тепловой мощности на период 2014 – 2033 гг.....	34
4.1. Максимальные часовые расходы основного топлива на Кировской ТЭЦ-3 на период 2014 – 2033 гг.....	34
4.2. Максимальные часовые расходы основного топлива на котельной микрорайона Каринторф на период 2014 – 2033 гг.....	36
Раздел 5. Выводы	37
Список использованных источников	38
Приложение 1. Алгоритм и пример расчета перспективных технико-экономических показателей старой части Кировской ТЭЦ-3	40

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

В период с 2014 по 2017 год на Кировской ТЭЦ-3 введено/выведено следующее оборудование:

– в июле 2014 года введена 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»;

– в январе 2015 года выведены из эксплуатации энергетические котлы ТП-170-1 ст. №5, ТП-170-1 ст. №6;

– в январе 2016 года из эксплуатации выведены турбоагрегаты Т-25-90 ст. №4, Т-27-90 ст. №5, Т-42/50-90 ст. №6, ПТ-30-90-10 ст. №8;

– в апреле 2016 года турбоагрегат Т-25-90 ст. №3 перемаркирован в турбоагрегат Т-22-90 ст. №3;

– в июле 2016 года выведены из эксплуатации энергетические котлы ТП-170-1 ст. №7, ПК-14/2 ст. №9;

В период с 2018 по 2033 год на Кировской ТЭЦ-3 рассматривается вывод следующего оборудования:

– турбоагрегат Т-22-90 ст. №3;

– энергетические котлы ТП-170-1 ст.8, ПК-14/2 ст.10, ПК-14/2 ст. 11.

Окончательное решение по выводу оборудования не принято, поэтому дальнейший расчет буде выполнен на существующий состав оборудования.

Расчет перспективных технико-экономических показателей работы Кировской ТЭЦ-3 на период 2018-2033 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].

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 2017 год;

- изменение нагрузки внешних потребителей тепловой энергии; определено с учетом прогнозируемого изменения тепловых нагрузок в рассматриваемом тепловом узле в период 2018-2033 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 2017 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 (помесячно):

– 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
Старая часть Кировской ТЭЦ-3													
Число часов работы турбоагрегата в базовом периоде, ч/год:													
- ТГ ст. № 3 (ПТ-22-90)	744	672	744	458	744	720	603	744	720	553	720	562	7 984
Число часов работы энергетических котлов в базовом периоде, ч/год:													
- КА ст. № 8 (ТП-170)	0	508	430	0	0	94	105	661	166	386	0	50	2 400
- КА ст. № 10 (ПК-14)	744	472	0	0	0	310	645	83	554	353	720	744	4 625
- КА ст. № 11 (ПК-14)	744	365	744	720	744	319	0	0	0	168	0	0	3 804
Число часов работы ПВК в базовом пе- риоде, ч/год:													
- КА ст. № 1 (КВГМ-100)	558	321	113	85	116	0	0	0	0	33	163	211	1600
- КА ст. № 2 (КВГМ-100)	160	158	0	8	237	0	0	0	0	0	396	119	1078
- КА ст. № 3 (КВГМ-100)	233	163	295	44	33	0	0	0	0	0	0	391	1159
- КА ст. № 4 (КВГМ-100)	167	62	0	73	0	0	0	0	0	321	0	402	1025
Выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч	17 850	16 125	17 832	10 130	15 740	13 232	10 649	12 447	14 115	12 412	16 577	12 993	170 102
Отпуск электроэнергии, тыс. кВт.ч	11 798	11 219	12 900	5 949	11 450	9 501	6 738	8 580	10 181	7 676	11 722	7 886	115 600
Отпуск тепловой энергии, всего, тыс. Гкал	149,734	98,510	77,658	57,259	69,835	44,707	41,378	43,606	46,162	70,588	77,490	102,256	879,183
Отпуск тепловой энергии группой ПВК, Гкал	48,736	43,015	19,256	11,741	21,280	0,000	0,000	0,000	0,000	14,420	26,485	48,307	233,421

Удельный расход условного топлива*:														
- на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт.ч	453,9	388,5	408,5	489,7	349,8	373,4	465,9	484,9	383,3	403,7	351,3	439,8	409,5	
- на отпуск тепловой энергии, г у.т./Гкал	175,3	177,0	177,4	189,1	177,7	191,0	197,2	189,3	187,3	180,0	173,4	176,4	180,3	
ПГУ Кировской ТЭЦ-3														
Число часов работы газовой турбины в базовом периоде, ч/год:														
- ГТЭ-160	633	672	744	716	339	427	705	744	720	744	720	742	7 906	
Число часов работы турбоагрегата в базовом периоде, ч/год:														
- Т-63/76-8,8	619	672	744	714	337	383	701	744	720	744	720	740	7 838	
Число часов работы котла-утилизатора в базовом периоде, ч/год:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- Е-236/40,2-9,15/1,5-515/298-19,3	633	672	744	716	339	427	705	744	720	744	720	742	7 906	
Выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч	117 075	127 908	145 307	136 932	64 808	75 247	128 330	146 452	136 124	146 774	140 135	145 213	1510305	
Отпуск электроэнергии, тыс. кВт.ч	113 906	124 555	141 503	133 324	63 139	73 454	125 581	143 506	133 041	143 032	136 573	141 678	1473291	
Отпуск тепловой энергии, всего, Гкал	57,915	66,456	68,278	61,881	23,058	3,224	5,460	5,837	19,022	56,035	60,352	65,909	493,427	
Удельный расход условного топлива*:														
- на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт.ч	193,0	183,3	189,5	190,5	197,5	260,7	250,9	247,4	234,9	197,2	191,3	188,5	209,0	
- на отпуск тепловой энергии, г у.т./Гкал	169,4	167,6	167,8	167,2	160,9	177,1	169,8	167,9	176,2	166,3	167,4	165,5	167,4	

* 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 2018-2033 годы показано в табл. 1.2 (значения указаны относительно базового 2017 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). Нагрузка станции во многом зависит от температуры наружного воздуха, поэтому полученные изменения в прогнозном периоде по факту могут менять как в сторону увеличения, так и в сторону снижения.

Таблица 1.2

Изменение отпуска тепла, тыс. Гкал	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Всего в т.ч.:	0,0	-54,87	-54,87	-63,54	-72,18
старая часть	0,0	-59,29	-59,29	-67,97	-76,60
ПГУ	0,0	4,42	4,42	4,42	4,42
С горячей водой, в т.ч.:	0,0	-26,66	-26,66	-35,33	-43,97
старая часть	0,0	-31,08	-31,08	-39,76	-48,39
ПГУ	0,0	4,42	4,42	4,42	4,42
С паром в т.ч.:	0,0	-28,21	-28,21	-28,21	-28,21
старая часть	0,0	-28,21	-28,21	-28,21	-28,21
ПГУ	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00

Продолжение таблица 1.2

Изменение отпуска тепла, тыс. Гкал	2022 г.	2023 г.	2024-2028 гг.	2029-2033 гг.
Всего в т.ч.:	-82,43	-89,57	-86,76	-82,75
старая часть	-86,85	-93,99	-91,18	-87,17
ПГУ	4,42	4,42	4,42	4,42
С горячей водой, в т.ч.:	-54,22	-61,36	-58,54	-54,54
старая часть	-58,64	-65,78	-62,97	-58,96
ПГУ	4,42	4,42	4,42	4,42
С паром в т.ч.:	-28,21	-28,21	-28,21	-28,21
старая часть	-28,21	-28,21	-28,21	-28,21
ПГУ	0,00	0,00	0,00	0,00

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

1.3. Техничко-экономические показатели работы Кировской ТЭЦ-3 на период с 2014 по 2033 год

Алгоритм расчета перспективных технико-экономических показателей работы Кировской ТЭЦ-3 на период 2014-2033 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 [14];

Полные перечни исходных данных по прогнозируемому периоду и алгоритм расчета перспективных технико-экономических показателей работы Кировской ТЭЦ-3 приведен в Приложении 1.

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.

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).

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, нагрузок потребителей и собственных нужд.

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. Регулировочный диапазон нагрузок котлов принимался в соответствии с нормативно-техническими документами (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 по физическому методу отнесения суммарных затрат топлива по отпуск 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 34.08.552-95 «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования», Методических указаний по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций: РД 34.09.155-93 (м.: спо оргрэс, 1993).

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.

Технико-экономические показатели и перспективные топливные балансы Кировской ТЭЦ-3 представлены в таблице 1.3.1. В таблице перечеркнутое оборудование на сегодня выведено из эксплуатации.

Таблица 1.3.1

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя по годам													
	2013 ф	2014 ф	2015 ф	2016 ф	2017 ф	2018 п	2019 п	2020 п	2021 п	2022 п	2023 п	2024-2028 п *	2029-2033 п *	
А. Старая часть Кировской ТЭЦ-3														
1. Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч	618,424	465,149	236,857	102,828	115,600	136,54	113,76	112,556	111,358	109,936	108,524	108,274	108,261	
2. Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	723,579	556,939	304,433	157,487	170,102	183,49	165,60	163,848	162,104	160,033	157,978	157,615	157,595	
3. Выработка электроэнергии по конденсационному циклу	абсолютная, млн.кВт·ч	283,411	157,877	52,628	14,061	25,501	46,57	26,92	26,635	26,352	26,015	25,681	25,622	25,619
	относительная, %	39,2	28,3%	17,3%	8,9%	15,0%	25%	16%	16,3%	16,3%	16,3%	16,3%	16,3%	16,3%
4. Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу	абсолютная, млн.кВт·ч	440,168	399,062	251,805	143,426	144,601	136,92	138,68	137,213	135,752	134,018	132,297	131,993	131,976
	относительная, %	60,8	71,7%	82,7%	91,1%	85,0%	75%	84%	83,7%	83,7%	83,7%	83,7%	83,7%	83,7%
5. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	333,5	310,8	336,2	412,9	409,5	387,6	409,5	410,2	410,5	410,9	411,4	411,5	411,6	
6. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по конденсационному циклу, г у.т./кВт·ч	324,0	377,6	409,3	500,9	473,3	476,3	489,2	491,0	492,0	492,0	492,0	491,0	490,0	
7. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу, г у.т./кВт·ч	226,8	277,1	356,7	475,7	424,4	353,5	394,4	385,2	385,9	386,1	386,4	385,9	385,4	
8. Отпуск тепловой энергии от ПВК, тыс. Гкал	0,000	9,903	65,980	269,101	231,985	204,874	204,874	202,706	200,549	197,987	195,444	194,995	194,970	
9. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям, всего, тыс. Гкал	1333,679	1295,004	972,795	876,317	879,183	819,889	819,889	811,214	802,579	792,329	785,189	788,003	792,010	
– с горячей водой	1067,727	1007,884	699,163	612,219	562,571	531,489	531,489	522,814	514,179	503,929	496,789	499,603	503,610	
– с паром	265,952	287,120	273,632	264,098	316,612	288,400	288,400	288,400	288,4	288,4	288,400	288,400	288,400	
10. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	177,5	178,1	182,1	179,4	180,3	180,20	180,70	180,9	180,9	181,0	181,0	180,9	180,8	

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя по годам												
	2013 ф	2014 ф	2015 ф	2016 ф	2017 ф	2018 п	2019 п	2020 п	2021 п	2022 п	2023 п	2024-2028 п *	2029-2033 п *
11. Суммарный расход условного топлива за год, т у.т., в том числе по видам:	442930	375188	256813	199691	205818	201191	195297	192919	190899	188584	186216	185877	185942
Природный газ, т у.т.	414 870	355 227	239 914	189 765	204 587	199 988	194 129	191 765	189 724	187 301	185 102	184 658	184 701
Уголь, т у.т.	27 905	19 837	16 899	9 910	1 140	1 114	1 082	1 069	1 057	1 045	1 031	1 029	1 029
Торф, т у.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Мазут, т у.т.	155	124	-	16	91	89	86	85	84	83	82	82	82
Природный газ, млн. м3	357,491	305,081	205,253	162,748	175,781	171,829	166,795	164,765	163,011	160,929	159,040	158,658	158,695
Уголь, тыс. тнт	43,275	30,222	27,081	16,143	1,867	1,825	1,772	1,750	1,732	1,711	1,689	1,685	1,686
Торф, тыс. тнв	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Мазут, тыс. тнт	0,163	0,123	0,000	0,014	0,074	0,072	0,070	0,069	0,069	0,068	0,067	0,067	0,067
Природный газ, %	93,66%	94,68%	93,42%	95,03%	99,40%	99,40%	99,40%	99,40%	99,38%	99,32%	99,40%	99,40%	99,40%
Уголь, %	6,30%	5,29%	6,58%	4,96%	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%
Торф, %	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Мазут, %	0,03%	0,03%	0,00%	0,01%	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%
12. Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, т у.т.	206262	144564	79623	42456	47336	52888	46583	46171	45713	45173	44647	44555	44560
13. Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, т у.т.	236668	230624	177190	157235	158482	148303	148714	146749	145187	143412	141569	141322	141382
14. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2017 год, т у.т.	237112	169370	50995	-6127	0	-4627	-10521	-12 899	-14 919	-17 234	-19 602	-19 941	-19 876
15. Изменение расхода условного топлива на отпуск электроэнергии, т у.т.	158926	97228	32287	-4880	0	5552	-753	-1 165	-1 623	-2 163	-2 689	-2 781	-2 776

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя по годам												
		2013 ф	2014 ф	2015 ф	2016 ф	2017 ф	2018 п	2019 п	2020 п	2021 п	2022 п	2023 п	2024-2028 п *	2029-2033 п *
16. Изменение расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, т у.т.		78186	72142	18708	-1247	0	-10179	-9768	-11 733	-13 295	-15 070	-16 913	-17 160	-17 100
17. Число часов работы турбоагрегатов, ч	ТГст.№3(ПТ-22-90)	7899	6878	5911	8087	7984	8400	7560	7600	7600	7600	7600	7600	7600
	ТГст.№4(Т-25-90)	4864	2543	220	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТГст.№5(Т-27-90)	7827	3866	3809	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТГст.№6(Т-42-90)	5946	4205	2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТГст.№8(ПТ-30-90)	6906	5984	2701	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18. Среднечасовой отпуск тепла из производственного отбора (противодавления), Гкал/ч	ТГст.№3(ПТ-22-90)	30,2	39,4	42,1	38,8	41,9	36,0	40,1	39,8	39,8	39,8	39,8	39,8	39,8
	ТГст.№4(Т-25-90)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТГст.№5(Т-27-90)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТГст.№6(Т-42-90)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТГст.№8(ПТ-30-90)	29,3	32,2	39,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19. Среднечасовой отпуск тепла из теплофикационного отбора, Гкал/ч	ТГст.№3(ПТ-22-90)	22,4	28,6	21,1	29,9	30,5	26,8	29,8	30,0	29,9	29,8	29,7	28,8	29,9
	ТГст.№4(Т-25-90)	15,0	34,7	7,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТГст.№5(Т-27-90)	22,1	28,8	42,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТГст.№6(Т-42-90)	43,0	48,6	59,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТГст.№8(ПТ-30-90)	26,2	29,8	28,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20. Средняя электрическая нагрузка, МВт	ТГст.№3(ПТ-22-90)	19,3	22,2	16,8	19,5	21,3	21,8	21,9	21,6	21,2	21,0	20,8	20,7	20,7
	ТГст.№4(Т-25-90)	16,8	18,0	15,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТГст.№5(Т-27-90)	18,6	20,5	19,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТГст.№6(Т-42-90)	29,2	28,9	29,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ТГст.№8(ПТ-30-90)	24,7	26,4	25,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя по годам												
		2013 ф	2014 ф	2015 ф	2016 ф	2017 ф	2018 п	2019 п	2020 п	2021 п	2022 п	2023 п	2024-2028 п *	2029-2033 п *
21. Число часов работы энергетических котлов, ч	КАст.№5(ТП-170)	443	273	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	КАст.№6(ТП-170)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	КАст.№7(ТП-170)	6659	6129	3715	2276	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	КАст.№8(ТП-170)	6664	6598	3342	642	2400	2102	1744	2100	2100	2100	2100	2100	2100
	КАст.№9(ПК-14)	6135	4596	4275	781	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	КАст.№10(ПК-14)	6188	5043	1446	2923	4625	4334	3169	4600	4600	4600	4600	4600	4600
	КАст.№11(ПК-14)	6532	3912	3385	4975	3804	3908	4102	3800	3800	3800	3800	3800	3800
22. Среднечасовая теплопроизводительность энергетических котлов, Гкал/ч	КАст.№5(ТП-170)	85,8	84,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	КАст.№6(ТП-170)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	КАст.№7(ТП-170)	79,4	77,2	86,6	70,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	КАст.№8(ТП-170)	77,3	80,2	77,1	68,9	86,0	85,6	94,8	85	85	85	85	85	85
	КАст.№9(ПК-14)	90,7	104,8	102,5	80,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	КАст.№10(ПК-14)	89,8	109,7	129,6	88,4	99,3	101,5	96,1	98	98	98	98	98	98
	КАст.№11(ПК-14)	92,0	97,8	102,1	95,5	106,6	104,9	110,4	105	105	105	105	105	105
23. Число часов работы пиковых водогрейных котлов, ч	КАст.№1(КВГМ-100)	-	-	-	330	1600	1150	2634	1100	1100	1100	1100	1100	1100
	КАст.№2(КВГМ-100)	-	-	145	821	1078	775	442	1100	1100	1100	1100	1100	1100
	КАст.№3(КВГМ-100)	-	134	623	1368	1159	833	419	1100	1100	1100	1100	1100	1100
	КАст.№4(КВГМ-100)	-	70	472	2423	1025	737	-	1100	1100	1100	1100	1100	1100
24. Среднечасовая теплопроизводительность пиковых водогрейных котлов, Гкал/ч	КАст.№1(КВГМ-100)	-	-		5,0	54,8	67,3	57,5	46,1	44,4	44,4	44,4	44,3	44,3
	КАст.№2(КВГМ-100)	-	-	51,1	35,0	45,4	55,8	62,5	46,1	44,4	44,4	44,4	44,3	44,3
	КАст.№3(КВГМ-100)	-	53,4	56,4	42,1	47,8	58,7	61,3	46,1	44,4	44,4	44,4	44,3	44,3
	КАст.№4(КВГМ-100)	-	20,6	49,7	44,1	39,0	47,9		46,1	44,4	44,4	44,4	44,3	44,3

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя по годам												
	2013 ф	2014 ф	2015 ф	2016 ф	2017 ф	2018 п	2019 п	2020 п	2021 п	2022 п	2023 п	2024-2028 п *	2029-2033 п *
Б. ПГУ Кировской ТЭЦ-3													
1. Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч	-	674,267	1407,675	1502,083	1473,291	1278,69	1427,50	1427,50	1427,50	1427,50	1427,50	1427,50	1427,50
2. Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	-	688,973	1438,516	1537,967	1510,305	1333,57	1472,64	1472,64	1472,64	1472,64	1472,64	1472,64	1472,64
3. Выработка электроэнергии по конденсационному циклу	абсолютная, млн.кВт·ч	-	647,950	1304,770	1381,077	1354,607	1166,84	1315,03	1315,03	1315,03	1315,03	1315,03	1315,03
	относительная, %	-	94,0%	90,7%	89,8%	89,7%	87,5%	89,3%	89,3%	89,3%	89,3%	89,3%	89,3%
4. Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу	абсолютная, млн.кВт·ч	-	41,023	133,747	156,889	155,698	166,73	157,62	157,62	157,62	157,62	157,62	157,62
	относительная, %	-	6,0%	9,3%	10,2%	10,3%	12,5%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%	10,7%
5. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	-	228,4	217,3	211,1	209,0	251,6	236,9	236,9	236,9	236,9	236,9	236,9	236,9
6. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям, всего, тыс. Гкал	-	103,857	351,695	466,873	493,427	497,851	497,851	497,851	497,851	497,851	497,851	497,851	497,851
– с горячей водой	-	103,857	351,695	466,873	493,427	497,851	497,851	497,851	497,851	497,851	497,851	497,851	497,851
– с паром	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	-	142,792	155,626	166,641	167,433	158,20	167,73	167,73	167,73	167,73	167,73	167,73	167,73
8. Суммарный расход условного топлива за год, т у.т., в том числе по видам:	-	168840	360668	394905	390553	400469	421655	421655	421655	421655	421655	421655	421655
Природный газ, тут.	-	168840	360668	394905	390553	400469	421655	421655	421655	421655	421655	421655	421655
Природный газ, млн. м3	-	144,371	308,387	338,293	335,442	343,959	362,155	362,155	362,155	362,155	362,155	362,155	362,155
Природный газ, %	-	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
9. Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, т.у.т.	-	154010	305935	317105	307937	321719	338145	338145	338145	338145	338145	338145	338145
10. Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, т у.т.	-	14830	54733	77800	82616	78760	83505	83505	83505	83505	83505	83505	83505
11. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2017 год, т у.т.	-390553	-221713	-29885	4352	0	9916	31102	31102	31102	31102	31102	31102	31102
12. Изменение расхода условного топлива на отпуск электроэнергии, т у.т.	-307937	-153927	-2002	9168	0	13782	30208	30208	30208	30208	30208	30208	30208

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя по годам												
		2013 ф	2014 ф	2015 ф	2016 ф	2017 ф	2018 п	2019 п	2020 п	2021 п	2022 п	2023 п	2024-2028 п *	2029-2033 п *
13. Изменение расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, т у.т.		-82616	-67786	-27883	-4816	0	-3856	889	889	889	889	889	889	889
14. Число часов работы основного оборудования, ч	-котла-утилизатора Е-236/41-9,14/1,45-512/298	-	3376	6749	7516	7906	7900	8040	8040	8040	8040	8040	8040	8040
	- ПТУ Т-63/76-8,8	-	3159	6608	7596	7838	7800	8040	8040	8040	8040	8040	8040	8040
	-ГТУ-160	-	3376	6749	7636	7906	7900	8136	8136	8136	8136	8136	8136	8136
15. Среднечасовой отпуск тепла из производственного отбора ПТУ Т-63/76-8,8, Гкал/ч		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16. Среднечасовой отпуск тепла из теплофикационного отбора ПТУ Т-63/76-8,8, Гкал/ч		-	-	49,4	54,5	52,0	51,9	51,3	51,3	51,3	51,3	51,3	51,3	51,3
27. Планируемая электрическая мощность, МВт	-ГТУ-160	-	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173
	- ПТУ Т-63/76-8,8	-	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
В. Всего по Кировской ТЭЦ-3														
1. Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч		618,424	1139,416	1644,532	1604,911	1588,891	1415,23	1541,26	1540,056	1538,858	1537,436	1536,024	1535,774	1535,761
2. Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч		723,579	1245,912	1742,949	1695,454	1680,407	1517,06	1638,24	1636,488	1634,744	1632,673	1630,618	1630,255	1630,235
3. Выработка электроэнергии по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	283,411	805,827	1357,398	1395,138	1380,108	1213,41	1341,95	1341,665	1341,382	1341,045	1340,711	1340,652	1340,649
	относительная, %	39,2%	64,7%	77,9%	82,3%	82,1%	80,0%	81,9%	82,0%	82,1%	82,1%	82,2%	82,2%	82,2%
4. Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	440,168	440	385,552	300,315	300,299	303,65	296,3	294,832	293,372	291,638	289,916	289,612	289,596
	относительная, %	60,8%	35,3%	22,1%	17,7%	17,9%	20,0%	18,1%	18,0%	17,9%	17,9%	17,8%	17,8%	17,8%
5. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч		333,5	262,0	234,4	224,0	223,6	264,7	249,6	249,5	249,4	249,3	249,2	249,2	249,2
6. Отпуск тепловой энергии от ПВК, тыс. Гкал		0	9,903	65,98	269,101	231,985	204,874	204,874	202,706	200,549	197,987	195,444	194,995	194,970

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя по годам												
	2013 ф	2014 ф	2015 ф	2016 ф	2017 ф	2018 п	2019 п	2020 п	2021 п	2022 п	2023 п	2024-2028 п *	2029-2033 п *
7. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям, всего, тыс. Гкал	1333,679	1398,861	1324,49	1343,19	1372,61	1317,74	1317,74	1309,065	1300,43	1290,18	1283,040	1285,846	1289,859
– с горячей водой	1067,727	1111,741	1050,858	1079,092	1055,998	1029,34	1029,34	1020,665	1012,03	1001,78	994,64	997,454	1001,461
– с паром	265,952	287,12	273,632	264,098	316,612	288,4	288,4	288,4	288,4	288,4	288,4	288,4	288,4
8. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	177,5	175,5	175,1	175,0	175,6	172,3	176,2	175,9	175,9	175,9	175,8	175,9	176,0
9. Суммарный расход условного топлива за год, т у.т.	442930	544028	617481	594596	596371	601660	616952	614574	612554	610239	607871	607532	607597
Природный газ, т у.т.	414870	524067	600582	584670	595140	600457	615784	613420	611379	608956	606757	606313	606356
Уголь, т у.т.	27905	19837	16899	9910	1140	1114	1082	1069	1057	1045	1031	1029	1029
Торф, т у.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Мазут (резервное топливо), т у.т.	155	124		16	91	89	86	85	84	83	82	82	82
Природный газ, млн. м3	357,491	449,453	513,640	501,041	511,223	515,788	528,951	526,920	525,166	523,084	521,195	520,813	520,850
Уголь, тыс. тнт	43,275	30,222	27,081	16,143	1,867	1,825	1,772	1,750	1,732	1,711	1,689	1,685	1,686
Торф, тыс. тнв	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Мазут (резервное топливо), тыс. тнт	0,163	0,123	0,000	0,014	0,074	0,072	0,070	0,069	0,069	0,068	0,067	0,067	0,067
Природный газ, %	93,66%	96,33%	97,26%	98,33%	99,79%	99,80%	99,81%	99,81%	99,81%	99,79%	99,82%	99,82%	99,82%
Уголь, %	6,30%	3,65%	2,74%	1,67%	0,19%	0,19%	0,18%	0,17%	0,17%	0,17%	0,17%	0,17%	0,17%
Торф, %	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Мазут (резервное топливо), %	0,03%	0,02%	0,00%	0,00%	0,02%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя по годам												
	2013 ф	2014 ф	2015 ф	2016 ф	2017 ф	2018 п	2019 п	2020 п	2021 п	2022 п	2023 п	2024-2028 п *	2029-2033 п *
10. Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, т у.т.	206262	298574	385558	359561	355273	374607	384728	384316	383858	383318	382792	382700	382705
11. Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, т у.т.	236668	245454	231923	235035	241098	227063	232219	230254	228692	226917	225074	224827	224887
12. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2017 год, т у.т.	-153441	-52343	21110	-1775	0	5289	20581	18203	16183	13868	11500	11161	11226
13. Изменение расхода условного топлива на отпуск электроэнергии, т у.т.	-149011	-56699	30285	4288	0	19334	29455	29043	28585	28045	27519	27427	27432
14. Изменение расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, т у.т.	-4430	4356	-9175	-6063	0	-14035	-8879	-10844	-12406	-14181	-16024	-16271	-16211

* Примечание: за 2024-2028 годы и 2029-2033 годы показаны среднегодовые показатели за период.

1.4. Анализ ТЭП Кировской ТЭЦ-3

Технико-экономические показатели Кировской ТЭЦ-3 приведены в табл. 1.3.1 и на рис. 1.3.1–1.3.28.

Изменение выработки электрической энергии по показателям Кировской ТЭЦ-3 на период 2013 – 2033 годов показано на рис. 1.3.1–1.3.3.

После ввода ПГУ старая часть ТЭЦ работает 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 относительно 2013 года увеличился в 2,4 раза, достигнув максимального значения 1743 млн. кВтч в 2015 году. Величина отпуска электроэнергии ТЭЦ в период 2018-2033 годов принята на уровне прогноза 2019 года. Значительных отклонений от прогнозных значений не ожидается, поскольку нагрузка станции задается оператором единой энергетической системы, основная часть электрической энергии вырабатывается в конденсационном режиме, что нормально для работы блоков ПГУ.

Снижение выработки электроэнергии по ПГУ в 2018 году относительно среднего уровня связано с проведением большой инспекции (плановый ремонт основного и вспомогательного оборудования ПГУ, проводимый 1 раз в 5 лет).

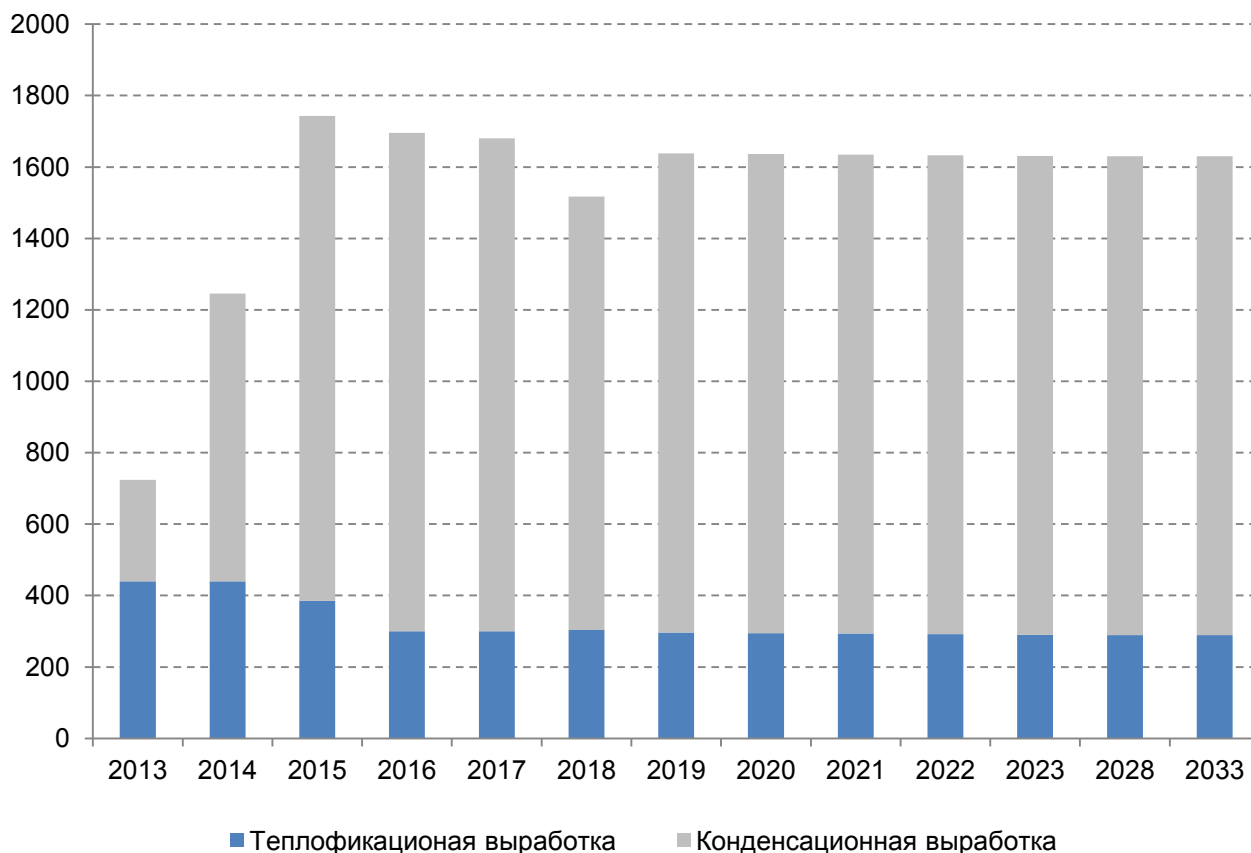


Рис.1.3.1. Выработка электроэнергии по теплофикационному и конденсационному циклам на 2013 - 2033 годы в целом по Кировской ТЭЦ-3, млн. кВтч

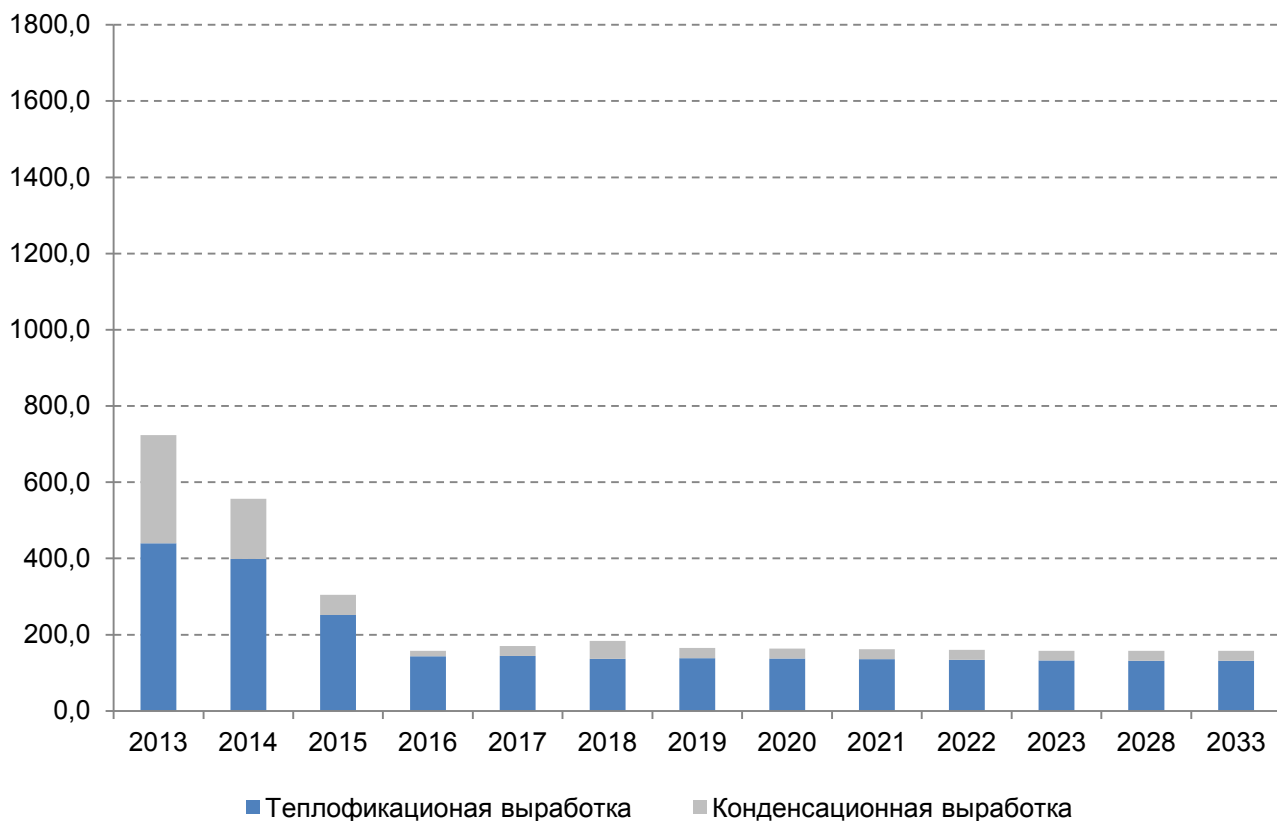


Рис.1.3.2. Выработка электроэнергии по теплофикационному и конденсационному циклам на 2013 - 2033 годы по старой части Кировской ТЭЦ-3, млн. кВтч

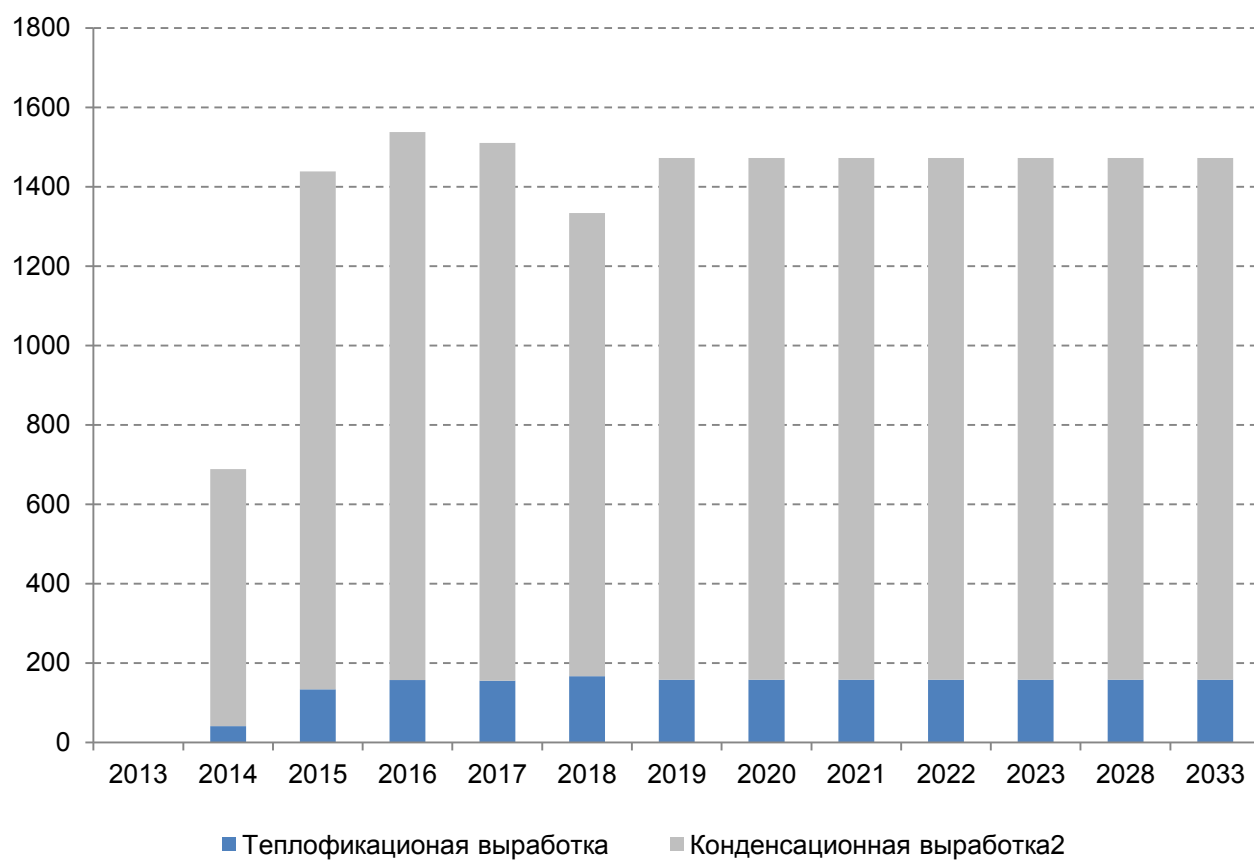


Рис.1.3.3. Выработка электроэнергии по теплофикационному и конденсационному циклам на 2013 - 2033 годы по ПГУ Кировской ТЭЦ-3, млн. кВтч

Динамика изменения удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии отражена на рис. 1.3.4 –1.3.6.

Анализ представленных данных позволяет заключить следующее:

– не смотря на уменьшение доли конденсационной выработки электроэнергии по старой части ТЭЦ среднегодовые удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии увеличились с 335,5 до 412,9 (максимальное значение, достигнутое в 2016 году) гут/кВтч, что объясняется значительной долей конденсационной выработки электрической энергии в межотопительный период;

– ввод экономического блока ПГУ-220Т даже при его работе в неотопительный период в конденсационном режиме обеспечил уменьшение среднегодовых удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии по ТЭЦ.

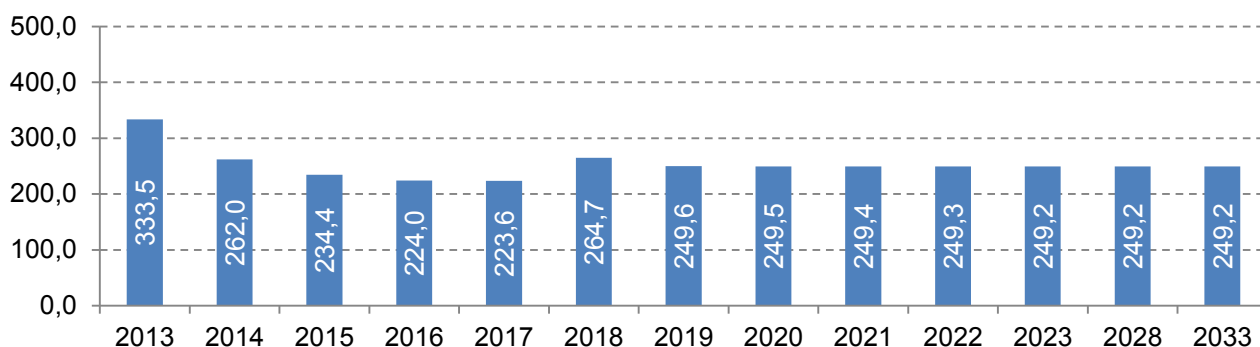


Рис.1.3.4. Удельные расхода условного топлива на отпуск электроэнергии в целом по Кировской ТЭЦ-3 на 2013 - 2033 годы, гут/кВтч

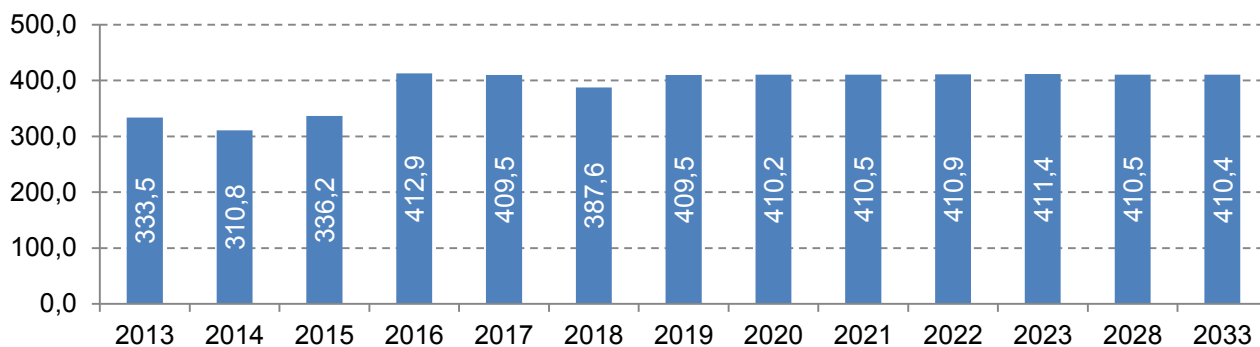


Рис.1.3.5. Удельные расхода условного топлива на отпуск электроэнергии по старой части Кировской ТЭЦ-3 на 2013 - 2033 годы

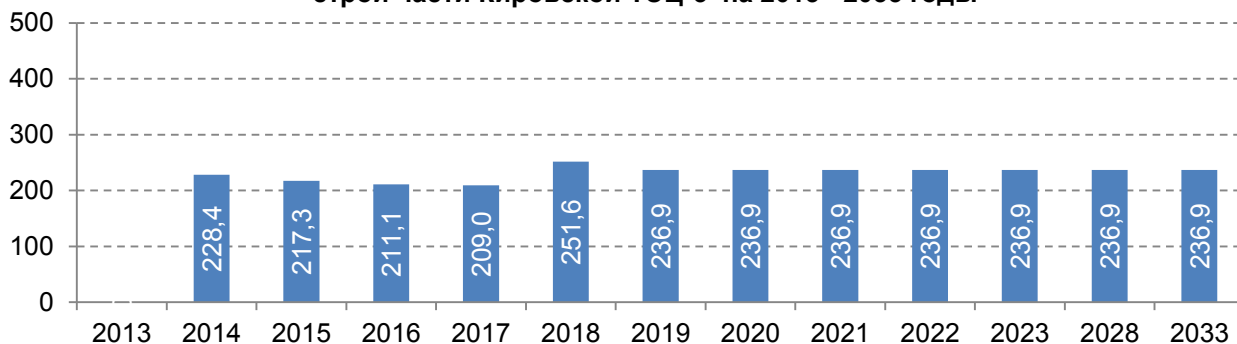


Рис.1.3.6. Удельные расхода условного топлива на отпуск электроэнергии по ПГУ Кировской ТЭЦ-3 на 2013 - 2033 годы

Динамика изменения отпуска тепловой энергии внешним потребителям и тепловой нагрузки источников тепла на ТЭЦ показана на рис. 1.3.7 – 1.3.9.

После ввода ПГУ и вывода из эксплуатации большинства турбина на старой части ТЭЦ тепловая нагрузка ПВК значительно выросла – доля отпуск ПВК выросла с 0% до 20% (максимально достигнутое значение в 2016 году) от величины отпуска все станции.

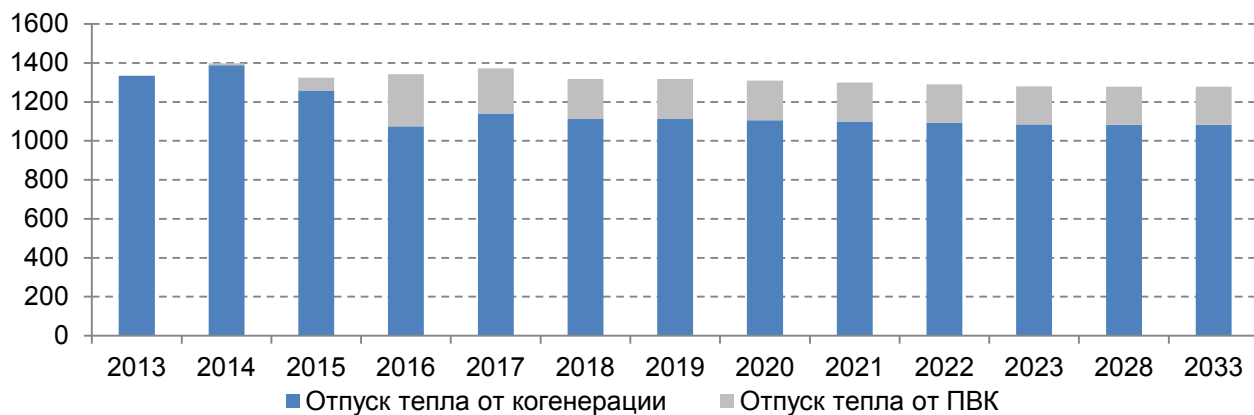


Рис. 1.3.7. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям в целом по Кировской ТЭЦ-3 на 2013 - 2033 годы (включая отпуск с паром), тыс. Гкал



Рис. 1.3.8. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям по старой части Кировской ТЭЦ-3 на 2013 - 2033 годы (включая отпуск с паром) , тыс. Гкал

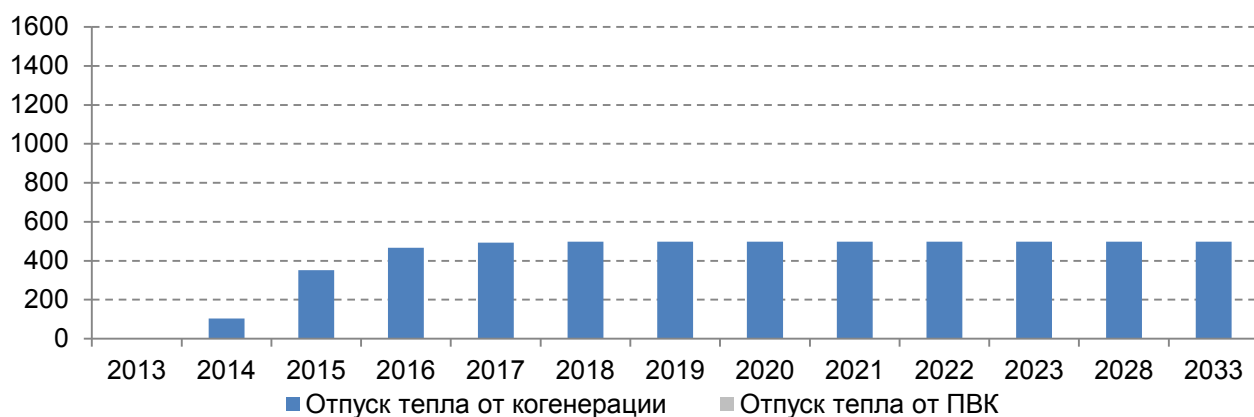


Рис. 1.3.9. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям по ПГУ Кировской ТЭЦ-3 на 2013 - 2033 годы, тыс. Гкал

Динамика изменения удельных расходов условного топлива на отпуск тепловой энергии отражена на рис. 1.3.10 –1.3.12. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы:

– уменьшение отпуска тепла от старой части ТЭЦ повлияло на увеличение удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии относительно уровня 2013 года;

– в целом в прогнозируемом периоде наблюдается значительного изменения удельных расходов не произошло и не прогнозируется.

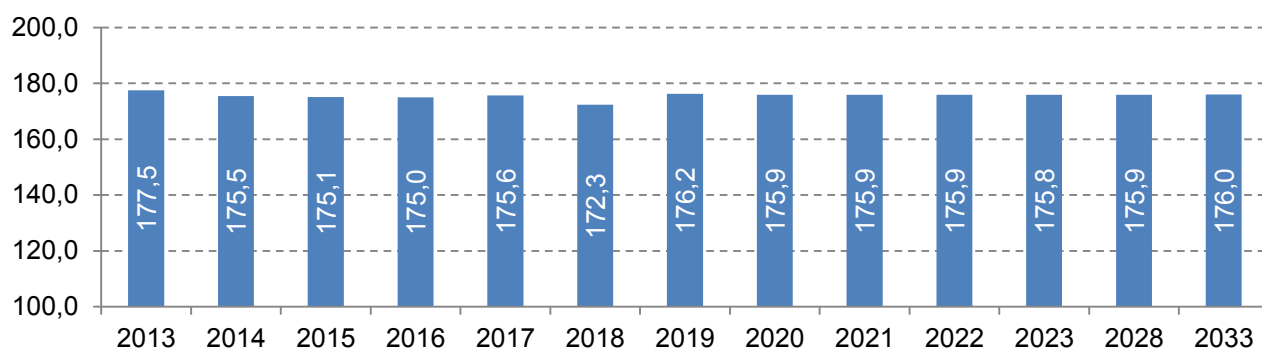


Рис. 1.3.10. Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии в целом по Кировской ТЭЦ-3 на 2013 – 2033 годы, кгт/Гкал

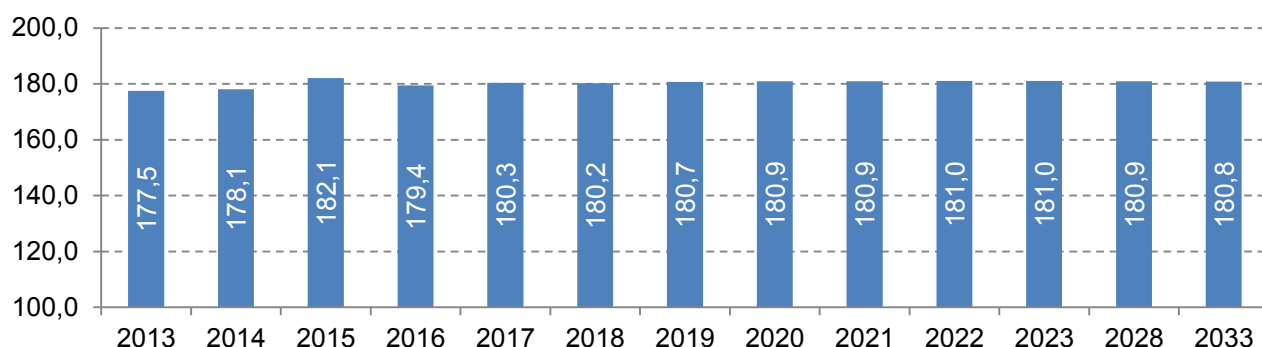


Рис. 1.3.11. Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии по старой части Кировской ТЭЦ-3 на 2013 – 2033 годы, кгт/Гкал

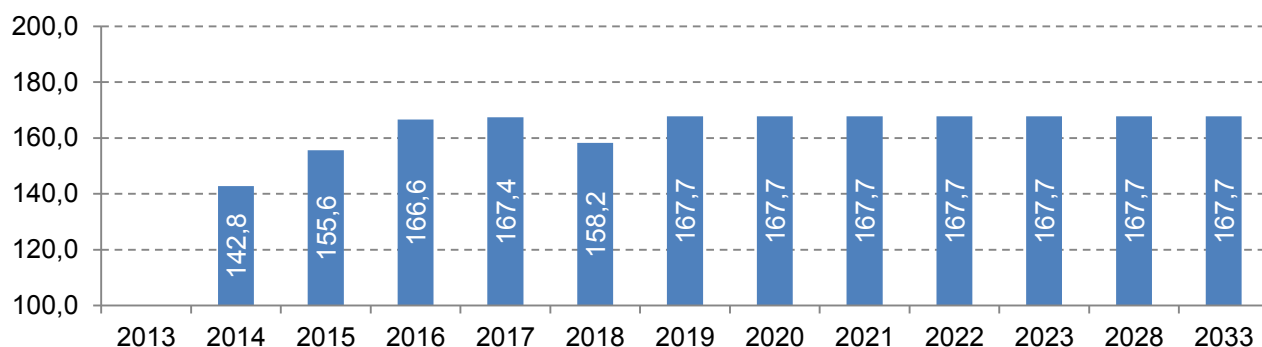


Рис. 1.3.12. Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии по ПГУ Кировской ТЭЦ-3 на 2013 – 2033 годы, кгт/Гкал

Динамика изменения расхода условного топлива по Кировской ТЭЦ-3 приведена на рис. 1.4.1. – 1.4.3.

С 2014 года с вводом ПГУ расход топлива существенно увеличивается из-за увеличения отпуска электроэнергии.

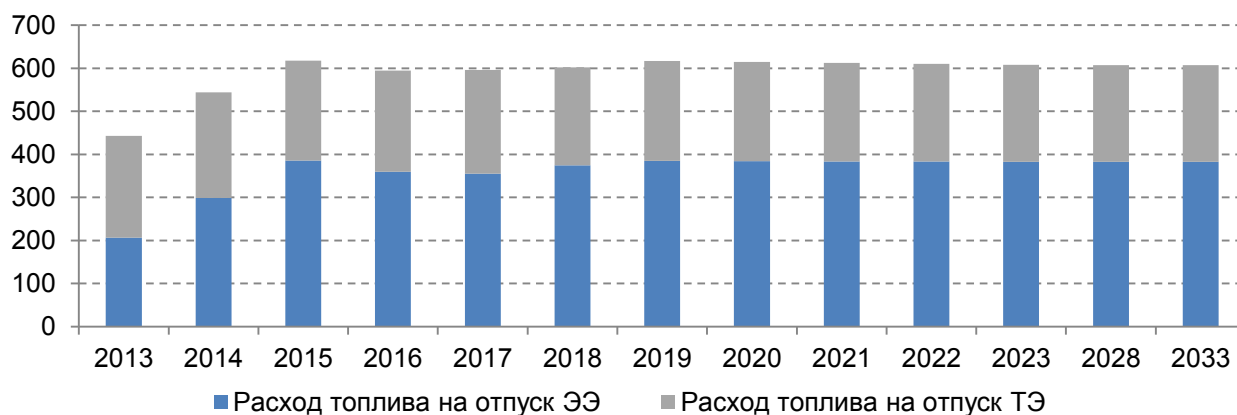


Рис.1.4.1. Изменение расхода условного топлива в целом по Кировской ТЭЦ-3 на 2013 - 2033 годы, тыс. тут

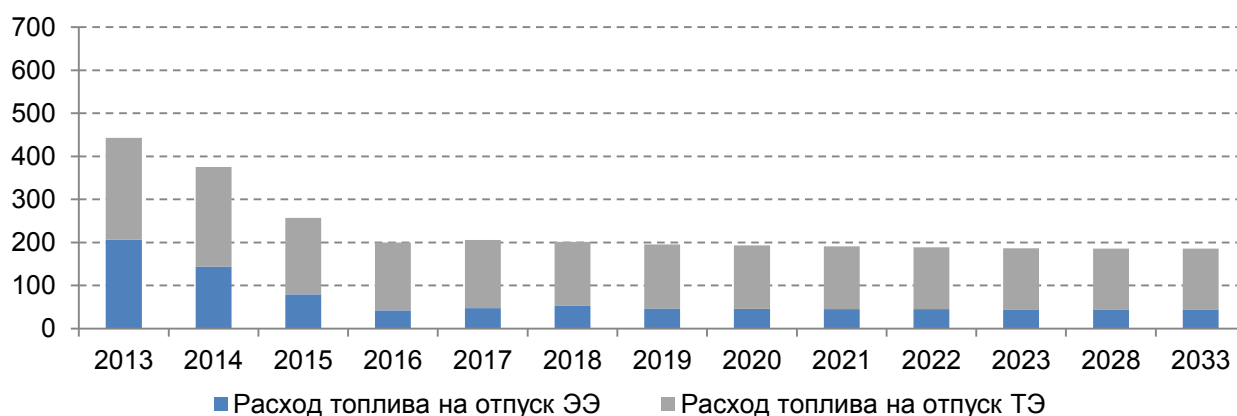


Рис.1.4.1. Изменение расхода условного топлива по старой части Кировской ТЭЦ-3 на 2013 - 2033 годы, тыс. тут

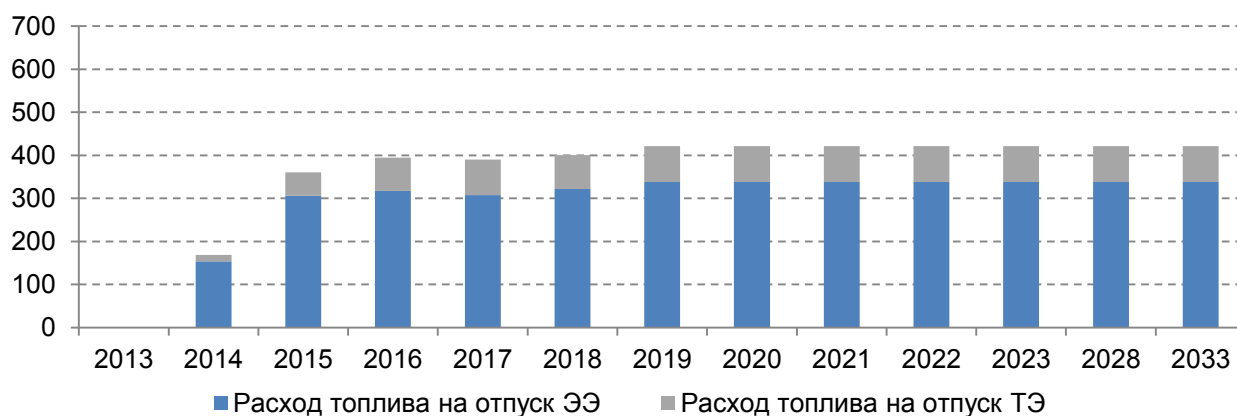


Рис.1.4.1. Изменение расхода условного топлива по ПГУ Кировской ТЭЦ-3 на 2013 - 2033 годы, тыс. тут

Раздел 2. Расчет перспективных технико-экономических показателей работы котельной микрорайона Каринторф

2.1. Исходные данные по базовому периоду

За базовый период принят 2017 год. Исходные данные приняты по представленным формам корпоративной статистической отчетности, содержащей фактически достигнутые показатели тепловой экономичности по месяцам базового периода.

В качестве исходных приняты следующие показатели (помесечно): состав работающего оборудования; технико-экономические показатели работы отдельных единиц оборудования и котельной в целом.

Основные показатели, принятые в качестве исходных данных, сведены в табл. 2.1.1.

Таблица 2.1.1

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя
Число часов работы котлов в базовом периоде, ч/год:	5 544
Выработка тепловой энергии брутто котлами, Гкал	14 763,3
Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	14 443,3
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т./Гкал	158,7
Полный годовой расход топлива, т у.т.	2 292,5
Затраты тепловой энергии на собственные нужды котельной, Гкал	320,0
То же, % (от выработки тепловой энергии брутто котлами)	2,17 %

2.2. 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. 2.2.1

Таблица 2.2.1.

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 гг.	2022 гг.
1	Подключенная тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч			- 0,067			
2	Резерв/дефицит тепловой энергии	Гкал/ч	1,46	1,46	1,53	1,53	1,53	1,53

Продолжение таблица 2.2.1.

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2023 г.	2024 - 2028 гг.	2029 - 2033 гг.	2018 – 2033 гг.
1	Подключенная тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч			- 0,192	- 0,259
2	Резерв/дефицит тепловой энергии	Гкал/ч	1,53	1,53	1,72	1,72

Технико-экономических показатели котельной микрорайона Каринторф на период 2014–2033 гг. приведен в табл. 2.2.2.

Таблица 2.2.2

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Рассматриваемый период, год											
			2014 ф	2015 ф	2016 ф	2017 ф	2018 п	2019 п	2020 п	2021 п	2022 п	2023 п	2024-2028 п*	2029-2033 п *
1	Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	4,04	4,04	4,04	4,04	4,04	3,97	3,97	3,97	3,97	3,97	3,97	3,78
2	Выработка тепловой энергии брутто	Гкал/год	13816,2	12699,0	13635,8	14763,3	14763,3	14763,3	14614,7	14614,7	14614,7	14614,7	14614,7	14188,9
3	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной	Гкал/год	13506,2	12336,1	13240,0	14443,3	14443,3	14443,3	14294,7	14294,7	14294,7	14294,7	14294,7	13868,9
4	Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов,	кгут/Гкал	158,8	157,7	159,9	158,7	158,7	158,7	158,7	158,7	158,7	158,7	158,7	159,7
5	Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии,	кгут/Гкал	155,3	153,2	155,3	155,3	155,3	155,3	155,2	155,2	155,2	155,2	155,2	155,1
6	Суммарный расход условного топлива за год, в т.ч. по видам	тыс. тут	2145,4	1945,7	2117,6	2292,5	2292,5	2292,5	2268,9	2268,9	2268,9	2268,9	2268,9	2200,9
	Природный газ	тыс. тут.	2145,4	1945,7	2117,6	2292,5	2292,5	2292,5	2268,9	2268,9	2268,9	2268,9	2268,9	2200,9
	Природный газ	млн. м3	1,834	1,664	1,814	1,969	1,969	1,969	1,949	1,949	1,949	1,949	1,949	1,890
	Природный газ	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
7	Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2017 год,	тыс. тут	-147,1	-346,8	-174,9	0,0	0,0	0,0	-23,6	-23,6	-23,6	-23,6	-23,6	-91,6
8	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной	тыс. Гкал	310,0	362,9	395,8	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0
9	То же, % (от выработки тепла брутто котлами)	%	2,2%	2,9%	2,9%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,3%

* Примечание: за 2024-2028 годы и 2029-2033 годы показаны среднегодовые показатели за период.

2.3. Анализ ТЭП котельной МКР Каринторфф

Технико-экономические показатели котельной МКР Каринторфф на период 2013–2033 гг. показаны на рис. 2.3.1.- 2.3.3.

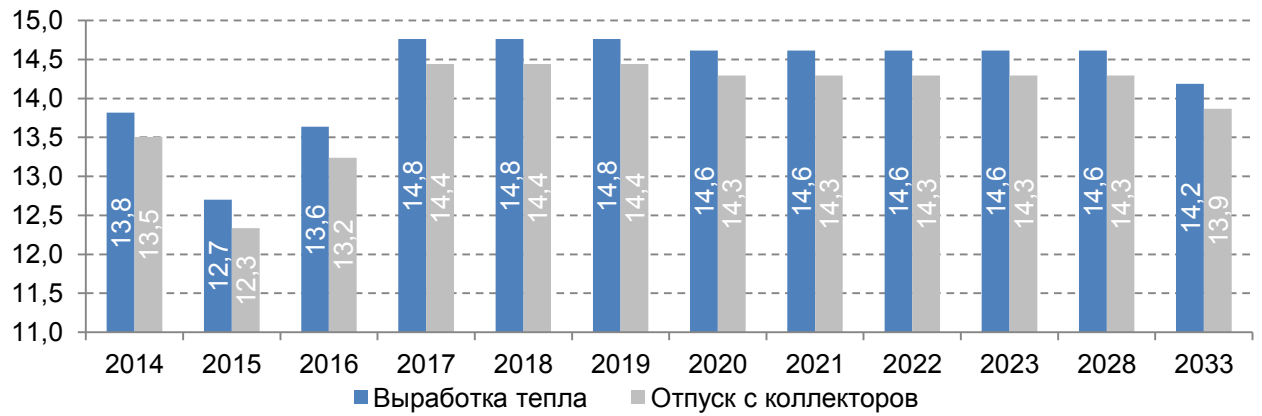


Рис. 2.3.1. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям от котельной МКР Каринторфф на 2013 - 2033 годы, тыс. Гкал

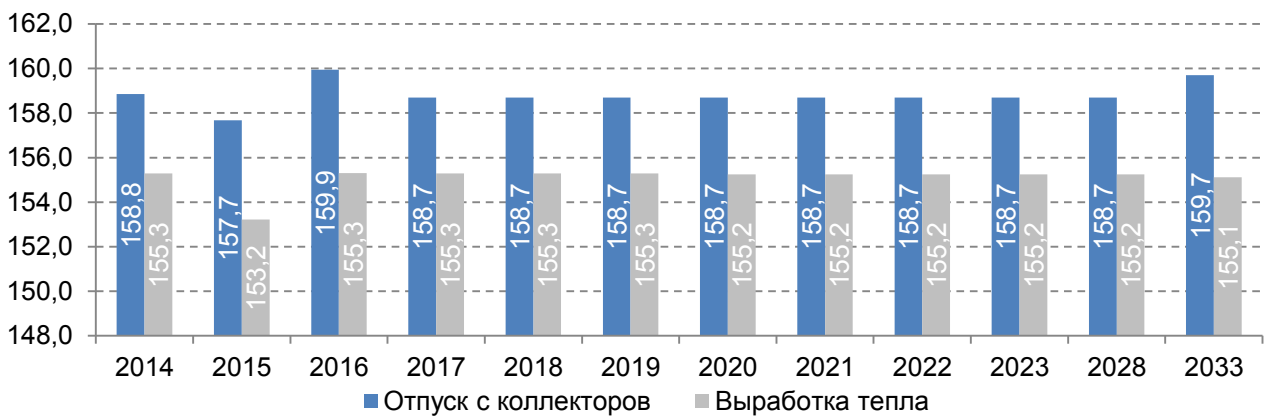


Рис. 2.3..2. Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии котельной МКР Каринторфф на 2013 - 2033 годы, кВт/Гкал

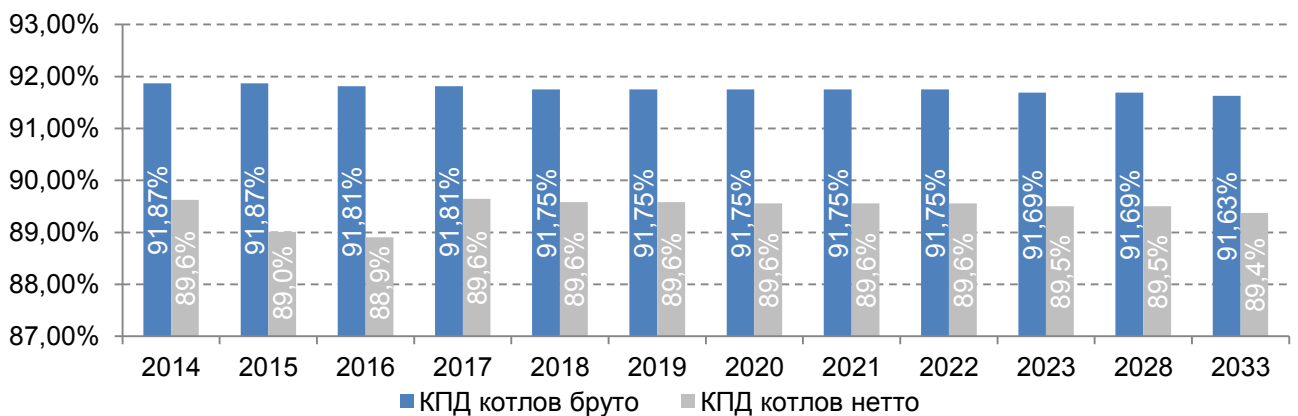


Рис. 2.3.3. Групповой КПД котлов брутто и КПД котлов нетто котельной МКР Каринторфф на 2013 - 2033 годы, %

2.4. Потребление 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 2018 – 2033 гг.

При разработке перспективных топливных балансов принято следующее:

- характерные состав работающего оборудования и технико-экономические показатели работы котельной за 2017 г.;

- планируемые изменения отпуска тепловой энергии с коллекторов котельной на период 2018 – 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.

Топливные балансы котельной микрорайона Каринторф в период 2014 – 2033 гг. показаны в табл. 2.4.1 и рис. 2.4.1.

Таблица 2.4.1

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

Продолжение таблица 2.4.1

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

Расход условного топлива и расход природного газа на котельной микрорайона Каринторф в периоде 2014 – 2033 гг. приведены на рис. 2.4.1.

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

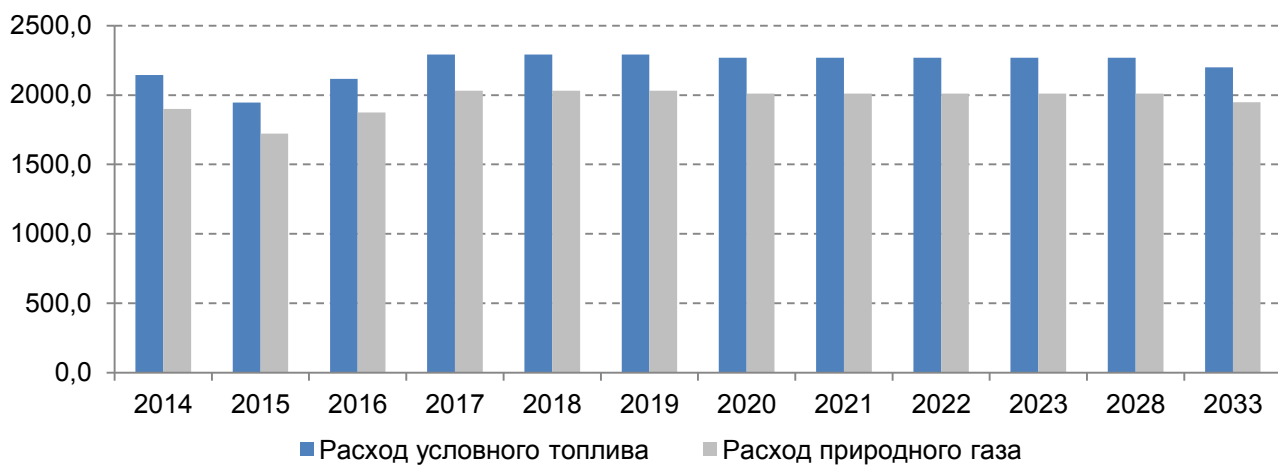


Рис. 2.4.1. Расход условного топлива (тыс. тут) и расход природного газа (тыс. м.куб) на котельной МКР Каринторф на 2013 - 2033 годы

Раздел 3. Расчет запасов аварийного и резервного топлива

3.1 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:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$Q_{\text{от}}$ – отпуск тепловой энергии за сутки, необходимый для обеспечения работы

электростанции, в режиме "выживания", тыс. Гкал.

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

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

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

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

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

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

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

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

$K_{\text{р}}$ – коэффициент изменения среднесуточного расхода топлива в январе и апреле определяется по формуле:

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

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

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).

$K_{\text{ср}}$ – 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 основе 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).

3.2 Расчет запасов аварийного и резервного топлива Кировской ТЭЦ-3

3.2.1 Нормативные запасы топлива Кировской ТЭЦ-3 по состоянию на базовый 2017 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 от данного вида топлива в последние годы отказались полностью. Выполнения производственной программы ТЭЦ по отпуску тепловой и электрической энергии обеспечивается 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 или уголь из железнодорожных вагонов разгружаются в бункерах питателей 1А, 1Б, 3А, 3Б, 2А, 2Б, 4А, 4Б. 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 может подаваться только с колёс, так как отсутствует склад торфа. Для небольших запасов торфа на складе, который поступал автотранспортом с Бурмакинского торфопредприятия, освобождался штабель № 5 склада угля.

Сжигание фрезерного торфа производилось до февраля 2012 года. Торф доставлялся вагонами узкой колеи и выгружался в роторном вагонопрокидывателе на питатели в разгрузсараяе. С марта 2012 года подъездные пути узкой колеи разобраны. Запас торфа находится на хранении на складе ЗАО «Вятка Торф» и поставляется автомобильным транспортом.

Выгрузка угля производится вручную. Уровень механизации погрузочно-разгрузочных работ не на должном уровне. Необходимо иметь дополнительный вагонопрокидыватель для вагонов нормальной колеи и размораживающие устройства, для приёма твёрдого топлива и очистки вагонов в зимнее время года.

Существующий склад мазутного хозяйства, емкостью 15000 м³ (3 бака по 5000 м³) 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 м³, 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 утвержденных нормативных запасов резервного топлива по состоянию на 2017 год представлена в табл. 3.2.1. Резервное топливо на станции – мазут, аварийного топлива не предусмотрено.

Таблица 3.2.1

Наименование показателя, размерность	Значение
Нормативный неснижаемый запас топлива (ННЗТ), тут	1293
- каменный уголь	0
- топочный мазут	1293
- торф	0
Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ), тут	-
- каменный уголь	2502
- топочный мазут	395
- торф	38671
Общий нормативный запас топлива (ОНЗТ), т н.т	-
- каменный уголь	2502
- топочный мазут	1688
- торф	38671

3.2.2 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. 3.2.2.

Таблица 3.2.2

Наименование показателя, размерность	Период								
	Утв. на 2013 г.	Утв. на 2014	Утв. на 2015	Утв. на 2016	Утв. на 2017	Утв. на 2018	2019-2023	2024-2028	2029-2033
- каменный уголь, тут	9787	9787	9787						
- мазут, тут	2053	2053	2053	2009	1293	1293	1293	1293	1293
- торф, тут									

3.2.3 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:

- время доставки каменного угля принято равным 6 суток;
- ввиду сохранения состава оборудования станции для выполнения производственной

программы ТЭЦ в базовом периоде величина НЭЗТ по мазуту принята на уровне ранее утвержденной величины – 395 т.

Результаты расчета перспективных объемов нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ) на период 2014 – 2033 годы представлены в табл. 3.2.3.

Таблица 3.2.3

Наименование показателя, размерность	Период								
	Утв. на 2013 г.	Утв. на 2014	Утв. на 2015	Утв. на 2016	Утв. на 2017	Утв. на 2018	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.	2029-2033 гг.
- каменный уголь, тут	58937	58937	58937	2502	2502	2502	2502	2502	2502
- мазут, тут	230	230	60	395	395	395	395	395	395
- торф, тут				116240	38671	38671	38671	38671	38671

3.2.4 Расчет перспективных объемов общего нормативного запаса топлива (ОНЗТ) Кировской ТЭЦ-3

Результаты расчета перспективных объемов общего нормативного запаса топлива (ОНЗТ) приведены в табл. 3.2.4.

Таблица 3.2.4

Наименование показателя, размерность	Период								
	Утв. на 2013 г.	Утв. на 2014	Утв. на 2015	Утв. на 2016	Утв. на 2017	Утв. на 2018	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.	2029-2033 гг.
- каменный уголь, тут	68724	68724	68742	2502	2502	2502	2502	2502	2502
- мазут, тут	2283	2283	2113	2404	1688	1688	1688	1688	1688
- торф, тут				116240	38671	38671	38671	38671	38671

Снижение величины ОНЗТ каменного угля в 2016 году и увеличение доли торфа связано с возможностью более быстрой доставки торфа в сравнении с временем доставки угля с мест разработки торфа в Кировской области. Общее снижение ОНЗТ связано со снижением доли каменного угля и торфа в структуре сжигаемого топлива в связи с вводом ПГУ-220, работающей на природном газе.

Раздел. 4. Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива на источниках тепловой мощности на период 2014 – 2033 гг.

4.1. 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:

- максимальный зимний режим: 100,0 % природного газа, 0 % каменного угля, 0 % фрезерного торфа;
- переходный режим: 100,0 % природного газа, 0 % каменного угля, 0,0 % фрезерного торфа;
- летний режим: 100 % природного газа, 0 % 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. 4.1.1.

Таблица 4.1.1

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя по годам											2024-2028 п *	2029-2033 п *	
	2013 ф	2014 ф	2015 ф	2016 ф	2017 ф	2018 п	2019 п	2020 п	2021 п	2022 п	2023 п			
Максимальные часовые расходы основного топлива по Кировской ТЭЦ-3														
1. Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период при температуре наружного воздуха (-33 °С)	природного газа, тыс. нм ³ /ч	63,21	78,5	78,43	78,36	107,20	107,13	105,37	105,58	105,58	105,58	105,84	105,84	105,84
	природного газа, тут/ч	73,49	91,26	91,18	91,1	124,63	124,55	122,5	122,75	122,75	122,75	123,05	123,05	123,05
	кузнецкого угля, т н.т./ч	21,42	21,42	21,42	21,42									
	кузнецкого угля, тут/ч	33,59	33,59	33,59	33,59									
	фрезерного торфа, т н.т./ч													
2. Максимальный часовой расход условного топлива в зимний период при температуре наружного воздуха (-33 °С)	тут/ч	107,07	124,85	124,77	124,69	124,63	124,55	122,5	122,75	122,75	122,75	123,05	123,05	123,05
3. Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	природного газа, тыс. нм ³ /ч	44,07	74,29	74,28	74,27	76,77	76,76	69,77	69,81	69,81	69,81	69,84	69,84	69,84
	природного газа, тут/ч	51,23	116,49	86,36	86,34	89,25	89,23	81,11	81,15	81,15	81,15	81,19	81,19	81,19
	кузнецкого угля, т н.т./ч	1,86	1,86	1,86	1,86									
	кузнецкого угля, тут/ч	2,92	2,92	2,92	2,92									
	фрезерного торфа, т н.т./ч													
4. Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	тут/ч	54,15	119,41	89,27	89,26	89,25	89,23	81,11	81,15	81,15	81,15	81,19	81,19	81,19
5. Максимальный часовой расход натурального топлива в неотапливаемый период при температуре наружного воздуха (+15 °С)	природного газа, тыс. нм ³ /ч	32,01	32,01	56,43	56,32	66,51	66,50	66,31	66,31	66,31	66,31	66,31	66,31	66,31
	природного газа, тут/ч	37,21	37,21	65,6	65,48	77,33	77,32	77,1	77,1	77,1	77,1	77,1	77,1	77,1
	кузнецкого угля, т н.т./ч	7,5	7,5	7,5	7,5									
	кузнецкого угля, тут/ч	11,76	11,76	11,76	11,76									
	фрезерного торфа, т н.т./ч													
6. Максимальный часовой расход условного топлива в неотапливаемый период при температуре наружного воздуха (+15 °С)	тут/ч	48,97	48,97	77,36	77,24	77,33	77,32	77,1	77,1	77,1	77,1	77,1	77,1	77,1

Примечание.

* За 2024-2028 и 2029-2033 годы показаны максимальные значения за период.

** Калорийность природного газа – 8 138 ккал/м³.

4.2. Максимальные часовые расходы основного топлива на котельной микрорайона Каринторфф на период 2014 – 2033 гг.

Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива, необходимого для обеспечения функционирования на котельной микрорайона Каринторфф 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 Каринторфф в период 2014 – 2033 гг. представлено в табл. 4.2.1.

Таблица 4.2.1.

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя по годам											
		2014 ф	2015 ф	2016 ф	2017 ф	2018 п	2019 п	2020 п	2021 п	2022 п	2023 п	2024-2028 п *	2029-2033 п *
Максимальные часовые расходы основного топлива по котельной микрорайона Каринторфф													
1. Максимальный часовой расход натурального топлива в зимний период при температуре наружного воздуха (-33 °С)	Природный газ, тыс. нм ³ /ч	0,55	0,55	0,57	0,59	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
2. Максимальный часовой расход условного топлива в зимний период при температуре наружного воздуха (-33 °С)	тут/ч	0,64	0,64	0,66	0,69	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
3. Максимальный часовой расход натурального топлива в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	Природный газ, тыс. нм ³ /ч	0,22	0,22	0,225	0,23	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
4. Максимальный часовой расход условного топлива в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)	тут/ч	0,26	0,25	0,26	0,27	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
5. Максимальный часовой расход натурального топлива в летний период при температуре наружного воздуха (+15 °С)	Природный газ, тыс. нм ³ /ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6. Максимальный часовой расход условного топлива в летний период при температуре наружного воздуха (+15 °С)	тут/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Примечание.

* За 2024-2028 и 2029-2033 годы показаны максимальные значения за период.

Раздел 5. Выводы

1. При разработке перспективных топливных балансов принято, что характерные составы работающего оборудования, режимные и технико-экономические показатели работы отдельных агрегатов и энергообъекта в целом за 2017 год помесячно (базовый период) в прогнозном периоде не меняются;

2. В соответствии с планируемой динамикой изменения присоединенной тепловой нагрузки Кировской ТЭЦ-3 значительных изменений ТЭП станции не ожидается.

3. Тепловая нагрузка ТЭЦ не может быть обеспечена без подключения ПВК в зимние месяцы вплоть до условий 2033 года.

4. После ввода ПГУ старая часть ТЭЦ работает 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 относительно 2013 года увеличился в 2,4 раза, достигнув максимального значения 1743 млн. кВтч в 2015 году.

5. Не смотря на уменьшение доли конденсационной выработки электроэнергии по старой части ТЭЦ среднегодовые удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии увеличились с 335,5 до 412,9 (максимальное значение, достигнутое в 2016 году) гут/кВтч, что объясняется ростом доли конденсационной выработки электрической энергии в межотопительный период.

6. Ввод экономичного блока ПГУ-220Т даже при его работе в неотопительный период в конденсационном режиме обеспечил уменьшение среднегодовых удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии по ТЭЦ.

7. Общее снижение ОНЗТ связано со снижением доли каменного угля и торфа в структуре сжигаемого топлива в связи с вводом ПГУ-220, работающей на природном газе.

8. Исходя из прогноза тепловой нагрузки котельной МКР Каринторф, значительного изменения плановых технико-экономические показатели работы оборудования, объемов потребления условного топлива на период 2018 – 2033 гг. не прогнозируется.

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 2017 год помесечно.
8. РД 34.08.552-95 «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования».
9. РД 34.09.155-93 «Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций» (м.: спо оргрЭС, 1993).
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., введ. 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.

Приложение 1. Алгоритм и пример расчета перспективных технико-экономических показателей старой части Кировской ТЭЦ-3

М А К Е Т
расчета номинальных и нормативных удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии и тепла за отчетный период Кировской ТЭЦ-3
 октябрь 2019 года

1. Расчет номинальных и нормативных показателей пиковых водогрейных котлов, группы ПВК

№№	Наименование показателя, единица измерения.	Обозначение	Способ определения, расчетная формула	Значение показателя				
				КВГМ-100				Всего по группе
				№1	№2	№3	№4	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.1.	<u>Исходные данные</u>							
1.1.3.	Фактический расход условного топлива гр. котлов, т у.т.:	$V_{усл}^{гр}$	Отчетные данные	x	x	x	x	3750
1.1.5.	Число часов работы:							
	- котла	$\tau_{рi}^{пвк}$	Данные учета	436	0	0	0	x
	- группы котлов	$\tau_{р(гр)}^{пвк}$	Данные учета	x	x	x	x	436
1.1.6.	Температура сетевой воды на входе в котел, °C	$t_{вхi}$	Данные учета	63,0	0,0	0,0	0,0	x
1.1.7.	Температура сетевой воды на выходе из котла, °C	$t_{выхi}$	Данные учета	110,0	0,0	0,0	0,0	x
1.1.8.	Расход сетевой воды через котел, т/ч:	$G_{св}^{пвк}$	Данные учета	1200,0	0,0	0,0	0,0	x
1.1.9.	Температура холодного воздуха на всасе дутьевого вентилятора, °C:	$t_{хв}$	Данные учета	x	x	x	x	2,0
1.2.	<u>Расчет показателей</u>							
	Приведенные характеристики топлива котла :							
1.2.1.		k	3,53	3,530	0,000	0,000	0,000	x
1.2.2.		c	0,62	0,600	0,000	0,000	0,000	x
1.2.3.		b	0,18	0,180	0,000	0,000	0,000	x
1.2.4.	Выработка тепла, Гкал:							
	- котлом	$Q_{пвкi}$	$G_{свi}^{пвк} * (t_{выхi} - t_{вхi}) * 10^{-3}$	24590	0	0	0	x
	- группой ПВК	$Q_{пвк}^{гр}$	$\sum Q_{пвкi}$	x	x	x	x	24590
1.2.5.	Средняя тепловая нагрузка котла, Гкал/ч:	$Q_{пвкi}$	$Q_{пвкi} / \tau_{рi}^{пвк}$	56,4	0,0	0,0	0,0	x
1.2.6.	Температура уходящих газов:							
1.2.6.1.	Исходно-номинальное значение температуры уходящих газов, °C:	$t_{ухi}^{пвк(исх)}$	$f(Q_{пвкi})$ рис.147 рис.152	117,2	0,0	0,0	0,0	x
1.2.6.2.	Поправки к исходно-номинальному значению на отклонение значений внешних факторов от фиксированных условий, принятых при построении, °C:							
	- расхода сетевой воды:	$\Delta t_{ухi(Гпвкi)}$	$(1235 - G_{свi}^{пвк} / \tau_{рi}^{пвк}) * 1.4 * 10^{-2}$	0,5	0,0	0,0	0,0	
	- температуры воды на входе в котел:	$\Delta t_{ухi(твхi)}$	$(t_{вхi} - 70) * 0,9$	-6,3	0,0	0,0	0,0	x
1.2.6.3.	Номинальное значение температуры уходящих газов, °C:							
	- котла:	$t_{ухi}^{пвк(н)}$	$t_{ухi}^{пвк(исх)} + \Delta t_{ухi(Гпвкi)} + \Delta t_{ухi(твхi)}$	111,4	0,0	0,0	0,0	x
	- по группе ПВК	$t_{ух}^{пвк(н)}$	$\sum (t_{ухi}^{пвк(н)} * Q_{кi}^{брi}) / \sum Q_{кi}^{брi}$	x	x	x	x	111,4
1.2.7.	Номинальное значение коэффициента избытка воздуха в уходящих газах :							

	- котла	$\alpha_{ух1}^{пвк}$	$f(Q_{пвкi})$ рис.147 рис.152	1,229	0,000	0,000	0,000	x
	- группы ПВК	$\alpha_{ух}^{пвк}$	$\Sigma(\alpha_{ухi}^{пвк} * Q_{кi}^{бр}) / \Sigma Q_{кi}^{бр}$	x	x	x	x	1,229
1.2.8.	Номинальные потери тепла с уходящими газами, %:							
	- котла	$q_{2i}^{пвк(н)}$	$(\kappa * \alpha_{ухi}^{пвк} + C) * [t_{ухi}^{пвк(н)} - \alpha_{ухi}^{пвк} * t_{хв} / (\alpha_{ухi}^{пвк} + b)] *$	5,39	0,00	0,00	0,00	x
	- группы ПВК	$q_2^{пвк(н)}$	$* (0,9805 + 0,00013 * t_{ухi}^{пвк(н)}) * 10^{-2}$	x	x	x	x	5,39
1.2.9.	Номинал.потери тепла от наружного охлаждения котла, групп. котлов, %	$q_5^{пвк(н)}$	$\Sigma(q_{2i}^{пвк(н)} * V_{вспi}^{пвк}) / \Sigma V_{вспi}^{пвк}$	0,05	0	0	0	0,05
1.2.10.	Номинальное значение КПД брутто, %:							
	- котла	$\eta_{кi}^{бр(пвкi)}$	$100 - q_{2i}^{пвк(н)} - q_5^{пвк(н)}$	94,56	0,00	0,00	0,00	x
	- группы ПВК	$\eta_{к}^{бр(пвк)}$	$100 - q_2^{пвк(н)} - q_5^{пвк(н)}$	x	x	x	x	94,56
1.2.11.	Номинал.значение уд.расхода эл/энергии на тягу и дутье, кВтч/Гкал:	$\mathcal{E}_{тдi}^{пвк(н)}$	$f(Q_{пвкi})$ рис. 149	3,94	0,00	0,00	0,00	x
1.2.12.	Номинальный расход электроэнергии на тягу и дутье, тыс. кВтч:							
	- котла	$\mathcal{E}_{тдi}^{пвк}$	$\mathcal{E}_{тдi}^{пвк(н)} * Q_{пвкi} * 10^{-3}$	96,997	0,000	0,000	0,000	x
	- группы ПВК	$\mathcal{E}_{тд}^{пвк}$	$\Sigma \mathcal{E}_{тдi}^{пвк}$	x	x	x	x	96,997

2. Расчет номинальных показателей турбоагрегатов, подгруппы турбоагрегатов.

№№	Наименование показателя, единица измерения.	Обозначение	Способ определения, расчетная формула	Значение показателя					Всего по группе
				ПТ-22	Т-25	Т-25	Т-42	ПТ-25	
				ТГ № 3	ТГ № 4	ТГ № 5	ТГ № 6	ТГ № 8	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.1.	Исходные данные								
2.1.1.	Выработка электроэнергии, тыс. кВтч:								
	- турбоагрегатом	\mathcal{E}_i	Отчетные данные	11052,000	0,000	0,000	0,000	0,000	11052,000
	в том числе в режимах:								
	- конденсационном	$\mathcal{E}_i^к$	Отчетные данные	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	- "Т" (Т-25, Т-42)	$\mathcal{E}_i^т$	Отчетные данные	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	- "П" (ПТ-25)	$\mathcal{E}_i^п$	Отчетные данные	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	- "ПТ" (ПТ-25)	$\mathcal{E}_i^{пт}$	Отчетные данные	11052,000	0,000	0,000	0,000	0,000	11052,000
	- группой турбоагрегатов	$\mathcal{E}_{гр}$	Отчетные данные	x	x	x	x	x	11052,000
2.1.2.	Отпуск электроэнергии, тыс. кВтч:	$\mathcal{E}_{отп}$	Отчетные данные	x	x	x	x	x	7483,608
2.1.3.	Число часов работы турбоагрегата, ч:	$\tau_{тi}$	Данные учета	504	0	0	0	0	504
	в том числе в режимах:								
	- конденсационном	$\tau_{тi}^к$	Данные учета	0	0	0	0	0	0
	- "Т" (Т-25, Т-42)	$\tau_{тi}^т$	Данные учета	0	0	0	0	0	x
	- "П" (ПТ-25)	$\tau_{тi}^п$	Данные учета	0	0	0	0	0	x
	- "ПТ" (ПТ-25)	$\tau_{тi}^{пт}$	Данные учета	504	0	0	0	0	x
	Число часов работы станции, ч	$\tau_{тэц}$	Данные учета	x	x	x	x	x	744
	Параметры свежего пара на турбины:								
	- температура, °С	T_0	Отчетные данные	500,0	500,0	500,0	535,0	535,0	
	- давление, кгс/см ²	P_0	Отчетные данные	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	
2.1.4.	Отпуск тепла внешним потребителям, группой оборудования, Гкал:								
	- всего	$Q_{от}^{гр}$	Отчетные данные	x	x	x	x	x	55677
	- отработавшим паром	$Q_{от}^{отр(гд)}$	Отчетные данные	x	x	x	x	x	17041
	- с горячей водой	$Q_{от}^{гв(гд)}$	Отчетные данные	x	x	x	x	x	27172
	- ПВК	$Q_{от}^{пвк}$	Отчетные данные	x	x	x	x	x	24590

2.2.5.	- "ПТ" - режиме; Среднечасовой отпуск пара из П - отбора турбин в режимах, т/ч	$D_{от\ пт}^T$ (т/ч)	$Q_{то}^{пт} / (i_{то}-100,3)$	64,0	x	x	x	0,0	
	- "П" - режиме;	$D_{от\ п}^n$ (т/ч)	$Q_{по}^n / (i_{по}-104,3)$	0,0	x	x	x	0,0	
	- "ПТ" - режиме;	$D_{от\ пт}^n$ (т/ч)	$Q_{по}^{пт} / (i_{по}-104,3)$	65,0	x	x	x	0,0	
	Исходно-номинальное значение расхода свежего пара турбоагрегатом, т/ч:								
в режимах:									
- конденсационном	G_{oi}^k	$f(N_{тi}^k)$ - для Т-25 рис. 37; для ПТ-25 рис. 2, 83; для Т-42 рис. 58	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	x
- "Т" (Т-25, Т-42, ПТ-25)	G_{oi}^T	$f(N_{тi}^T, D_{тоi}^T)$ рис. 24. 46. 70. 106	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
- "П" (ПТ-25)	G_{oi}^n	$f(N_{тi}^n, D_{поi}^{пт}, D_{тоi}^{пт})$ рис.24, 106	0,0	x	x	x	0,0	0,0	x
- "ПТ" (ПТ-25)	$G_{oi}^{пт}$	$f(N_{тi}^T, D_{поi}^{пт}, D_{тоi}^{пт})$ рис.24, 106	158,1	x	x	x	0,0	0,0	
2.2.6.	Исходно-номинальное значение удельного расхода тепла брутто на турбоагрегат, ккал/кВтч:								
в режимах:									
- конденсационном	$q_{тi}^{исх}$	$(q_{тi}(исх)k^*N_{тi}k + q_{тi}(исх)k^*N_{тi}k + q_{тi}(исх)k^*N_{тi}k + q_{тi}(исх)k^*N_{тi}k)/N_{э}$	2316,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2316,8
- "Т" (Т-25, Т-42, ПТ-25)	$q_{тi}^{(исх)k}$	$f(N_{тi}^k)$ - для Т-25 рис.37; для ПТ-25 рис.2, 83; для Т-42 рис. 58	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	x
- "П" (ПТ-25)	$q_{тi}^{(исх)г}$	$f(N_{тi}^{пт}, Q_{тоi}^T)$ - для Т-25 рис.38; для Т-42 рис. 59-62	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	x
- "ПТ" (ПТ-25)	$q_{тi}^{(исх)п\ пт}$	$f(N_{тi}^{пт}, Q_{поi}^{пт}, Q_{тоi}^{пт})$ - для ПТ-25 рис. 3-11, 84-92	0,0	x	x	x	0,0	0,0	x
- "ПТ" (ПТ-25)	$q_{тi}^{(исх)пт\ пт}$	$f(N_{тi}^{пт}, Q_{поi}^{пт}, Q_{тоi}^{пт})$ - для ПТ-25 рис. 3-11, 84-92	2314,7	x	x	x	70,0	0,0	
2.2.7.	Средний расход пара в конденсатор турбоагрегата при различных (j) режимах, т/ч	G_{2i}	$(q_{тi}^{исх} * N_{тi}^j - 860N_{тi}^j * 10^2 / \eta_{эм} - \Delta Q_{проч} * 10^3) / 550$	56,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
- конденсационном		$\Delta Q_{проч} = 0,49$ Гкал/ч (Т-25, ПТ-25)							
- "Т" (Т-25, Т-42, ПТ-25)		$\Delta Q_{проч} = 0,61$ Гкал/ч (Т-42), $\eta_{эм}$ - рис.30,52,74,111	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
- "П" (ПТ-25)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
- "ПТ" (ПТ-25)			0,0	x	x	x	0,0	0,0	
			55,9	x	x	x	0,0	0,0	
2.2.8.	Средний расход охлаждающей воды, идущей через конденсатор турбины при различных режимах, т/ч	$W_{охлi}^{p(i)}$	$0,55 * G_{2i}^j * 10^3 / (t_{2i} - t_{1i})$						
- конденсационном			0	0	0	0	0	0	
- "Т" (Т-25, Т-42, ПТ-25)			0	0	0	0	0	0	
- "П" (ПТ-25)			0	x	x	x	0	0	
- "ПТ" (ПТ-25)			3706	x	x	x	0	0	
2.2.9.	Нормативное значение давления отработавшего пара в конденсаторе при различных режимах работы турбоагрегата, кгс/см ²	$P_{2i}^{H(i)}$	$f(G_{2i}^j, W_{охлi}^{онт}, t_1^B)$ - Т-25 рис.53, 54; ПТ-25 рис. 31, 32, 112 Т-42 рис. 75, 76						
- конденсационном		где: $W_{охлi}^{онт}$ - оптимальный расход охлаждающей воды. В случае отсутствия на ТЭЦ расчетов по определению оптимальных расходов охлаждающей воды, эта величина может быть принята равной расчетной	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
- "Т" (Т-25, Т-42, ПТ-25)			0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
- "П" (ПТ-25)			0,000	x	x	x	0,000	0,000	
- "ПТ" (ПТ-25)			0,029	x	x	x	0,000	0,000	
Фактическое значение давления отработавшего пара в конденсаторе	$P_{2i}^{\Phi(i)}$	$(W_{охлi}^p)$ п. 2.28	0,052	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
2.2.10.	Номинальное значение давления пара в отборах, кгс/см ² :								
- производственном (значение давления по станционному прибору в камере производственного отбора)	P_{ni}^H	$P_{потр} + \Delta P_n^{TP}$ где: $P_{потр}$ - давление пара в выходном коллекторе, обеспечивающее у потребителя номинальное значение параметра; ΔP_n^{TP} - расчетное значение потери давления в трубопроводе от камеры производст. отбора до выход. коллектора (данные ТЭЦ)	12,00	x	x	x	12,00	12,00	
2.2.11.	- теплофикационном (значение давления по станционному прибору	$P_{тi}^H$	$f(t_s^{БВ}) + \Delta P_T^{TP}$	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	

в камере теплофикационного отбора)										
			где: $t_s^{BY} = t_{BY}'' + \delta t_{BY}^{(H)}$ t_{BY}'' - п. 2.1.12 $\delta t_{BY}^{(H)}$ - рис.114-119							
			ΔP_T^{TP} - расчетное значение потери давления в трубопроводе от камеры теплофик.отбора до бойлерной установки (данные ТЭЦ)							
2.2.12.	Поправки к $q_{тн}^{(исх)}$ на отклонение значений внешних факторов от фиксированных условий, принятых при построении исходно-номинальных зависимостей, ккал/кВтч: - давления пара в производственном отборе: - "П"- режиме; - "ПТ" - режиме; - давления пара в теплофикационном отборе: - "Т"- режиме;	$\delta \Delta q_{тн(Pнi)}^P$ $\delta \Delta q_{тн(Pнi)}^{PT}$	$\delta \Delta q_{тн(Pнi)} = \Delta q_{тн(Pнi)} * (P_{нi}^H - 12)$ где: $\Delta q_{тн(Pнi)}$ - рис. 14, 95	0,00	x	x	x	0		
2.2.13.	- "Т"- режиме;	$\delta \Delta q_{тн(Pт)}^T$	$(P_t^H - 1,5) * \Delta q_{тн(Pт)} * q_{тн}^{исх} * 10^{-1}$ где: $\Delta q_{тн(Pт)} = f(N_{тн}, Q_{тоi}^T)$ рис. 43	0,00	0,00	0,00	0	0,00		
2.2.14.	- "ПТ" - режиме;	$\delta \Delta q_{тн(Pт)}^{PT}$	$(P_t^H - 1,2) * \Delta q_{тн(Pт)} * 10$ где: $\Delta q_{тн(Pт)} = f(N_{тн}^{PT}, Q_{ноi}^{PT}, Q_{тоi}^{PT})$ рис. 15, 96	87,36	x	x	x	0,00		
2.2.15.	- отлчия расхода питательной воды от расхода свежего пара: в режимах: - конденсационном	$\Delta q_{тн(Gнвi)}$ $\Delta q_{тн(Gнвi)}^K$	$\alpha q_{тн}^K * 10^{-1} * q_{тн}^{исх} * (G_{oi} - G_{нвi}) / G_{oi}$ где: $\alpha q_{тн}^K = (N_{тн}, G_{нвi} / G_{oi})$ рис.13, 64, 94,44 $\Delta q_{тн} = (\Delta Q_{э} * 10^3 / N_{тн}) * 10 * (G_{oi} - G_{нвi}) / G_{oi}$, где: $\Delta Q_{э} = f(G_{oi})$ рис. $\Delta q_{тн} * 10 * (G_{oi} - G_{нвi}) / G_{oi}$,	-21,50 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00		x
	- при работе с отборами - "Т" (Т-25, Т-42, ПТ-25) - "П" (ПТ-25) - "ПТ" (ПТ-25)	$\Delta q_{тн(Gнвi)}^T$ $\Delta q_{тн(Gнвi)}^P$ $\Delta q_{тн(Gнвi)}^{PT}$	где: $\Delta q_{тн} = f(G_{oi}, Q_{тн})$ рис. 44 (Т-25) $\Delta q_{тн} = f(G_{oi}, Q_{тн})$ рис. 67 (Т-42) Для ПТ-25 : $\Delta q_{тн} = (\Delta Q_{э} * 10^3 / N_{тн}) * 10 * (G_{oi} - G_{нвi}) / G_{oi}$, где: $\Delta Q_{э} = f(G_{н}, G_{oi})$ рис.17, 97	x 0,0 -21,5	x 0,00 x	x 0,00 x	x 0,00 x	x 0,0 0,0		x
2.2.16.	- давления отработавшего пара в конденсаторе (номинального): в режимах: - конденсационном - "Т" (Т-25, Т-42, ПТ-25) - "П" (ПТ-25) - "ПТ" (ПТ-25)	$\Delta q_{тн(P2)}$ $\Delta q_{тн(P2)}^K$ $\Delta q_{тн(P2)}^T$ $\Delta q_{тн(P2)}^P$ $\Delta q_{тн(P2)}^{PT}$	Для Т-25 - рис. 40, Т-42 - рис. 64 Для ПТ-25: $\Delta N_{P2} * q_{кн} / N_{тн}$, где: $q_{кн} = 2,8 (N_{э8}); 2,5(N_{э3})$ Гкал/мВт, ΔN_{P2} - рис. 34 Для Т-25, Т-42: $\Delta N_{P2} * q_{кн} / N_{тн}$, где: $q_{кн} = 2,33; 2,25$ Гкал/мВт, ΔN_{P2} - рис. 80 Для ПТ-25, $\Delta q_{тн} = \Delta Q_{э} * 10^3 / N_{тн}$ где: $\Delta Q_{э} = f(G_{чнд}^{BK}, P_2)$ рис.16 $G_{чнд}^{BK} = G_2$	-43,04 0,00 0,00 0,00 -41,98	0,00 0,00 0,00 x	0,00 0,00 0,00 x	0,00 0,00 0,00 x	0,00 0,00 0,00 0,00		
2.2.17.	- отпуска тепла от конденсатора турбоагрегата : в том числе при работе в режимах: - конденсационном - "Т" (Т-25, Т-42, ПТ-25) - "П" (ПТ-25) - "ПТ" (ПТ-25)	$\Delta q_{кондi}$ $\Delta q_{кондi}^K$ $\Delta q_{кондi}^T$ $\Delta q_{кондi}^P$ $\Delta q_{кондi}^{PT}$	$- Q_{кондi} * 10^3 / \Theta_i$ $- Q_{кондi}^K * 10^3 / \Theta_i^K$ $- Q_{кондi}^T * 10^3 / \Theta_i^T$ $- Q_{кондi}^P * 10^3 / \Theta_i^P$ $- Q_{кондi}^{PT} * 10^3 / \Theta_i^{PT}$	0,00 0,00 0,00 0,00 0,00	0,00 0,00 0,00 0,00	0,00 0,00 0,00 0,00	0,00 0,00 0,00 0,00	0,00 0,00 0,00 0,00		
2.2.18.	- отработанного ресурса времени	$\Delta q_{тн(pec)i}$	$q_{тн}^{исх} * 0,0085 * \tau_{pec}^T * 10^{-5}$	3,14	0,00	0,00	0,00	0,00		x

2.2.19.	- количества пусков турбин по диспетчерскому графику	$\Delta q_{\text{тн(пуск)}}$	$\Sigma(\Delta Q_{\text{а(пуск)}} * n_{\text{т}}^{(H)} * 10^3 / \Theta_i$ $\Delta Q_{\text{а(пуск)}} = 85,09 \text{ Гкал (ПТ-25, Т-25)}; 111,2 \text{ Гкал (Т-42)}$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	x
	- на отклонение давления свежего пара:	$\Delta q_{\text{тн(Ро)}}$							
	в том числе при работе в режимах:								
	- конденсационном	$\Delta q_{\text{тн(Ро)}}^{\text{К}}$		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	- "Т" (Т-25, Т-42, ПТ-25)	$\Delta q_{\text{тн(Ро)}}^{\text{Т}}$		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	- "П" (ПТ-25)	$\Delta q_{\text{тн(Ро)}}^{\text{П}}$		0,00	x	x	x	0,00	
	- "ПТ" (ПТ-25)	$\Delta q_{\text{тн(Ро)}}^{\text{ПТ}}$		0,00	x	x	x	0,00	
	- на отклонение температуры свежего пара:	$\Delta q_{\text{тн(То)}}$							
	в том числе при работе в режимах:								
	- конденсационном	$\Delta q_{\text{тн(То)}}^{\text{К}}$		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	- "Т" (Т-25, Т-42, ПТ-25)	$\Delta q_{\text{тн(То)}}^{\text{Т}}$		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	- "П" (ПТ-25)	$\Delta q_{\text{тн(То)}}^{\text{П}}$		0,00	x	x	x	0,00	
	- "ПТ" (ПТ-25)	$\Delta q_{\text{тн(То)}}^{\text{ПТ}}$		0,00	x	x	x	0,00	
2.2.20.	Номинальное значение удельного расхода тепла брутто, ккал/кВтч:	$q_{\text{т}}^{(H)}$	$q_{\text{т}}^{\text{исх}j} + \Sigma \Delta q_{\text{т}}^j + \Sigma \delta \Delta q_{\text{т}}^j$						
	в том числе при работе в режимах:								
	- конденсационном	$q_{\text{т}}^{(H)K}$		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	- "Т" (Т-25, Т-42, ПТ-25)	$q_{\text{т}}^{(H)T}$		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	- "П" (ПТ-25)	$q_{\text{т}}^{(H)P}$		0,00	x	x	x	0,00	
	- "ПТ" (ПТ-25)	$q_{\text{т}}^{(H)PT}$		2339,62	x	x	x	70,00	
	- по турбоагрегату	$q_{\text{т}}^{(H)}$	$[\Sigma(q_{\text{т}}^{(H)j} * \Theta_j)] / \Theta_i + \delta \Delta q_{\text{т(пуск)}} + \delta \Delta q_{\text{т(рес)j}}$	2342,76	0,00	0,00	0,00	0,00	
	- по группе турбоагрегатов	$q_{\text{т}}^{(H) \text{г} \text{з} \text{а} \text{ц}}$	$[\Sigma(q_{\text{т}}^{(H)} * \Theta)] / \Theta_{\text{г} \text{з} \text{а} \text{ц}}$						2342,8
				x	x	x	x	x	x
				x	x	x	x	x	x
2.2.21.	Номинальное значение удельной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу паром теплофикационного отбора турбин типа "Т" и "ПТ" в режиме с одним отбором "Т", кВтч/Гкал	$W_{\text{тф}}^{(H)}$	$f(G_{oi}, P_{\text{т}})$ рис. 45, 68 $W_{\text{тф}}^{\text{Т}} * K \Delta W_{\text{тф}}^{\text{Т}}$, где: $K \Delta W_{\text{тф}}^{\text{Т}}$ - рис.23,105 $W_{\text{тф}}^{\text{Т}} = f(G_{oi}, G_{\text{т}})$ рис. 22, 104	0,000	0,000	0,000	0,00	0,000	
2.2.22.	Номинальное значение удел. выработки электроэнергии по теплофикационному циклу турбин типа "ПТ", кВтч/Гкал								
	- паром производственного отбора								
	- для ПТ-25 в режиме с одним отбором "П"	$W_{\text{тф}}^{\text{п(Н)п}}$	$W_{\text{тф}}^{\text{п}} * K \Delta W_{\text{тф}}^{\text{п}}$, где: $K \Delta W_{\text{тф}}^{\text{п}}$ - рис.23, 105	0,000	x	x	x	0,000	
	- для ПТ-25 в режиме с обоими отборами	$W_{\text{тф}}^{\text{п(Н)пт}}$	$W_{\text{тф}}^{\text{п}} = f(G_{oi})$ рис. 21, 103	179,181	x	x	x	0,000	
2.2.23.	- паром теплофикационного отбора (режим "ПТ")								
	- для ПТ-25	$W_{\text{тф}}^{\text{т(Н)}}$	$W_{\text{тф}}^{\text{т}} * K \Delta W_{\text{тф}}^{\text{т}}$, где: $K \Delta W_{\text{тф}}^{\text{т}}$ - рис.23,105 $W_{\text{тф}}^{\text{т}} = f(G_{oi}, G_{\text{т}})$ рис. 22, 104	371,393	x	x	x	0,000	x
2.2.24.	Выработка электроэнергии турбоагрегатом по теплофикационному циклу за счет отпуска тепла из конденсатора, тыс. кВтч:	$\Theta_{\text{тф}}^{\text{конд} \text{ и}}$	$(\Theta_i - W_{\text{тф}}^{\text{т(Н)}} * Q_{\text{тои}} * 10^{-3}) ** Q_{\text{конд}}^j / [W_{\text{окл}}^{\text{п}j} * t_{\text{р}}^j * (t_2 - t_1) * 10^{-3}]$	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
	в том числе при работе в режимах:								
	- конденсационном	$\Theta_{\text{тф}}^{\text{конд} \text{ к}}$		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
	- "Т" (Т-25, Т-42, ПТ-25)	$\Theta_{\text{тф}}^{\text{конд} \text{ т}}$		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
	- "П" (ПТ-25)	$\Theta_{\text{тф}}^{\text{конд} \text{ п}}$		0,000	x	x	x	0,000	
	- "ПТ" (ПТ-25)	$\Theta_{\text{тф}}^{\text{конд} \text{ пт}}$		0,000	x	x	x	0,000	

2.2.25.	Номинальное значение выработки электроэнергии по теплофикационному циклу, тыс. кВтч: - турбоагрегатом типа ПТ, Т - ПТ-25 - Т-25, Т-42 - группой турбоагрегатов - то же в %	$\mathcal{E}_{\text{Тф}i}^{\text{H(ПТ)}}$ $\mathcal{E}_{\text{Тф}i}^{\text{H(Т)}}$ $\mathcal{E}_{\text{Тф} \text{ гр}}^{\text{H}}$ $\mathcal{E}_{\text{Тф} \text{ гр}}^{\text{H}}$	$\Sigma(W_{\text{Тф}i}^{\text{T(H)}} * Q_{\text{Тф}i}^{\text{J}} + W_{\text{Тф}i}^{\text{П(H)}} * Q_{\text{Тф}i}^{\text{J}}) * 10^{-3} + \mathcal{E}_{\text{Тф}i}^{\text{конд}}$ $W_{\text{Тф}i}^{\text{T(H)}} * Q_{\text{Тф}i} * 10^{-3} + \mathcal{E}_{\text{Тф}i}^{\text{конд}}$ $\Sigma \mathcal{E}_{\text{Тф}i}^{\text{H(ПТ)}}$ $\mathcal{E}_{\text{Тф} \text{ гр}}^{\text{H}} * 10^2 / \mathcal{E}_{\text{гр}}$	10487,764 x x x	x 0 x x	x 0 x x	x 0 x x	0,000 x x x	x x 10487,764 94,89
2.2.26.	Номинальное значение выработки электроэнергии по конденсационному циклу, тыс. кВтч: - группой турбоагрегатов	$\mathcal{E}_{\text{кн}}^{\text{кэс}}$	$\mathcal{E}_{\text{гр}} - \mathcal{E}_{\text{Тф}}^{\text{H}}$	x	x	x	x	x	564,236
2.2.27.	Средний расход охлаждающей воды, проходящей цирк.насосы, т/ч	$W_{\text{охл}}^{\text{ци}}$	$[\Sigma(W_{\text{охл}i}^{\text{П}} * \tau_{\text{р}i}^{\text{T}}) + \Sigma(W_{\text{охл}i}^{\text{ТН}} * \tau_{\text{р}i}^{\text{T}}) - G_{\text{сыр}}^{\text{конд}}] / \tau_{\text{кал}}$ где: $W_{\text{охл}i}^{\text{ТН}}$ -расход охлаждающей воды на технические нужды турбоагрегата (масло-, газо-, воздухоохладители) по экспл.данным.	2129400	0	0	0	0	2263,2
2.2.28.	Исходно-номинальное значение затрат мощности на собственные нужды групп турбоагрегатов, кВт: - на циркуляционные насосы: - на конденсатные насосы турбоагрегатов - на индивидуальные механизмы собственных нужд турбоагрегата: - Т-25 - ПТ-25 - Т-42/50 - на прочие механизмы собственных нужд турбоагрегатов общегрупповые (общестанционные)	$N_{\text{ци}}$ $N_{\text{кн}i}$ $N_{\text{инд}i}^{\text{T}}$ $N_{\text{проч} \text{ гр}}^{\text{T}}$	$f(W_{\text{ци}})$ рис.170 $f(G_2)$ рис.171 № 4 - 26,8; №5 - 27,4 кВт № 3 -27,9; № 8 - 27,7 кВт № 6 - 31,5 кВт 380,76 кВт	49,6 27,9	0 0	0 0	0 0	0,00 0,0	346,316 36,9
2.2.29.	Затраты электроэнергии на пуски турбоагрегатов по диспетчерскому графику, тыс. кВтч:	$\mathcal{E}_{\text{пуск}}^{\text{T(H)}}$	$\Sigma(\mathcal{E}_{\text{пуск}}^{\text{T(H)}} * n_{\text{т}i}^{\text{(H)}}$ где: $\mathcal{E}_{\text{пуск}}^{\text{T(H)}} =$ Т-25, ПТ-25 - 1,24 МВтч где: $\mathcal{E}_{\text{пуск}}^{\text{T(H)}} =$ Т-42/50 - 1,6 МВтч	0	0	0	0	0	0,000
2.2.30.	Номинальное значение расхода электроэнергии на собственные нужды: - группы турбоагрегатов, тыс. кВтч - %	$\mathcal{E}_{\text{Т} \text{ гр}}^{\text{сн(H)}}$ $\mathcal{E}_{\text{Т} \text{ тэц}}^{\text{сн(H)}}$	$[\Sigma(N_{\text{кн}i} + N_{\text{инд}i}) * \tau_{\text{т}i} + (N_{\text{ци}} + N_{\text{проч} \text{ гр}}^{\text{T}} * \tau_{\text{р}}^{\text{П}}) * 10^{-3} * 1,03 + \mathcal{E}_{\text{пуск}}^{\text{T(H)}}]_{\text{тэц}}$ $\mathcal{E}_{\text{Т} \text{ тэц}}^{\text{сн(H)}} * 10^2 / \mathcal{E}_{\text{гр}}^{\text{тэц}}$	77,50 x	0,00 x	0,00 x	0,00 x	0,00 x	407,652 3,69
2.2.31.	Номинальный расход тепла на собственные нужды групп турбоагрегатов, Гкал/ч: - на отопление турбинного отделения - на вентиляцию турбинного отделения - на отопление и вентиляцию зданий и сооружений II категории, относимых к турбинному отделению	$Q_{\text{отоп}}^{\text{ТО}}$ $Q_{\text{вент}}^{\text{ТО}}$ $Q_{\text{от+в}}^{\text{то(II)}}$	$f(t_{\text{нв}}, \beta)$ рис. 156 где: $\beta = (5 * \tau_{\text{кал}} - \Sigma \tau_{\text{т}i}) / (5 * \tau_{\text{кал}})$ $f(t_{\text{нв}}, \gamma)$ рис. 158 где: $\gamma = \Sigma Q_{\text{к}i}^{\text{бр}} / \Sigma Q_{\text{к}i}^{\text{бр}}_{\text{(НОМ)}}$ $f(t_{\text{нв}})$ рис 159	x x x	x x x	x x x	x x x	x x x	0,244 0,149 0,172
2.2.32.	Затраты тепла на пуски турбоагрегатов по диспетчер. графику, Гкал: - ПТ-25	$Q_{\text{сн}}^{\text{T(пуск)}}$	$\Sigma(Q_{\text{сн}}^{\text{T(пуск)}} * n_{\text{т}i}^{\text{(H)}})$ где: $Q_{\text{сн}}^{\text{T(пуск)}} = 5,61$ Гкал	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0 x

	- Т-25		$Q_{\text{сн}}^{\text{Т}} = 5,61 \text{ Гкал}$	x	x			x	x
	- Т-42		$Q_{\text{сн}}^{\text{Т}} = 7,3 \text{ Гкал}$	x	x	x	x		x
2.2.33.	Номинальные затраты тепла на собственные нужды групп турбоаг-в:								
	- в целом по ТЭС, Гкал	$Q_{\text{сн}}^{\text{Т(Н)}}_{\text{гр}}$	$(q_{\text{отоп}}^{\text{ТО}} + q_{\text{вент}}^{\text{ТО}} + q_{\text{от+в}}^{\text{ТО(II)}}) * \tau_{\text{кап}} + Q_{\text{сн}}^{\text{Т}}_{\text{(пуск)}}$	x	x	x	x	x	420,841902
	- %	$q_{\text{сн}}^{\text{Т(Н)}}_{\text{гр}}$	$Q_{\text{сн}}^{\text{Т(Н)}}_{\text{гр}} * 10^2 / (\mathcal{E}_{\text{гр}} * q_{\text{т}}^{\text{(Н)}}_{\text{гр}} * 10^{-3})$	x	x	x	x	x	1,623
2.2.34.	Номинальное значение удельного расхода тепла нетто по группам турбоагрегатов, ккал/кВтч:	$q_{\text{т}}^{\text{(Н)}}_{\text{гр}}$	$q_{\text{т}}^{\text{(Н)}}_{\text{гр}} * (100 + q_{\text{сн}}^{\text{Т(Н)}}_{\text{гр}}) / (100 - \mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{сн(Н)}}_{\text{гр}})$	x	x	x	x	x	2472,0
2.2.35.	Исходно-номинальное значение удельного расхода тепла брутто турбоагрегата для фактических $N_{\text{т}}^{\text{Т}}$ и $Q_{\text{топ}}^{\text{Т}}=0$ при работе в режиме "Т", ккал/кВтч:	$q_{\text{т}}^{\text{исх(0Т)}}$							
	- Т-25, Т-42		$f(N_{\text{т}}^{\text{Т}}, Q_{\text{топ}}^{\text{Т}}=0) \text{ рис.38}$	x	0,000	0,000	0	x	x
			$f(N_{\text{т}}^{\text{Т}}, Q_{\text{топ}}^{\text{Т}}=0) \text{ рис.59-62}$	x	x	x	x	x	x
2.2.36.	Исходно-номинальное значение удельного расхода тепла брутто турбоагрегата типа ПТ-25, ккал/кВтч:								
	- в режиме "ПТ", для фактич.значения $N_{\text{т}}^{\text{ПТ}}$, $Q_{\text{топ}}^{\text{ПТ}}=0$, $Q_{\text{топ}}^{\text{ПТ}}=0$	$q_{\text{т}}^{\text{исх(0)ПТ}}$	$f(N_{\text{т}}^{\text{ПТ}}, Q_{\text{топ}}^{\text{ПТ}}=0, Q_{\text{топ}}^{\text{ПТ}}=0) \text{ рис.3}$	2688,21	x	x	x	0,00	
	- в режиме "ПТ", для фактич.значения $N_{\text{т}}$, $Q_{\text{топ}}$ и $Q_{\text{топ}}=0$	$q_{\text{т}}^{\text{исх(П=0)ПТ}}$	$f(N_{\text{т}}^{\text{ПТ}}, Q_{\text{топ}}^{\text{ПТ}}=0, Q_{\text{топ}}^{\text{ПТ}}) \text{ рис.3}$	1967,20	x	x	x	0,00	
2.2.37.	Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии при условном отсутствии отпуска тепла, Гкал:								
	- из производственного отбора	$\Delta Q_{\text{э}}^{\text{по отр}}$	$\{\Sigma[(q_{\text{т}}^{\text{исх(0)ПТ}}_{\text{ПТ-25}} - q_{\text{т}}^{\text{исх(ПТ-25)}}) * \mathcal{E}_{\text{ПТ-25}}^{\text{ПТ}}] + Q_{\text{от}}^{\text{отр}}_{\text{тэц}} / (Q_{\text{по}}^{\text{тэц}} + Q_{\text{то}}^{\text{тэц}} + Q_{\text{конд}}^{\text{тэц}})\}$	2306,7	x	x	x	0,0	2306,7
	- из теплофикационного отбора	$\Delta Q_{\text{э}}^{\text{то отр}}$	$\{\Sigma[(q_{\text{т}}^{\text{исх(0)ПТ}} - q_{\text{т}}^{\text{исх(П=0)ПТ}}) * \mathcal{E}_{\text{ПТ-25}}^{\text{ПТ}}] + \Sigma[(q_{\text{т}}^{\text{исх(0Т)}}_{\text{Т-25}} - q_{\text{т}}^{\text{исх(Т)}}_{\text{Т-25}}) * \mathcal{E}_{\text{Т-25}}^{\text{Т}}] + (q_{\text{т}}^{\text{исх(0Т)}}_{\text{Т-42}} - q_{\text{т}}^{\text{исх(Т)}}_{\text{Т-42}}) * \mathcal{E}_{\text{Т-42}}^{\text{Т}}\} * 10^{-3} * Q_{\text{от}}^{\text{отр}}_{\text{гр}} / (Q_{\text{по}}^{\text{гр}} + Q_{\text{то}}^{\text{гр}} + Q_{\text{конд}}^{\text{гр}})$	3513,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3513,0
	- от конденсатора	$\Delta Q_{\text{э}}^{\text{конд отр}}$	$Q_{\text{конд}}^{\text{гр}} * Q_{\text{от}}^{\text{отр}}_{\text{гр}} / (Q_{\text{по}}^{\text{гр}} + Q_{\text{то}}^{\text{гр}} + Q_{\text{конд}}^{\text{гр}})$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	- всего	$\Delta Q_{\text{э}}^{\text{отр}}$	$\Delta Q_{\text{э}}^{\text{по отр}} + \Delta Q_{\text{э}}^{\text{то отр}} + \Delta Q_{\text{э}}^{\text{конд отр}}$	5819,7	0,0	0,0	0,0	0,0	5819,7
2.2.38.	Коэффициент увеличения расхода тепла на производство электроэнергии при условном отсутствии отпуска тепла из отборов и от конденсаторов:								
	- группы турбоагрегатов	$K_{\text{отр}}^{\text{Т тэц}}$	$[q_{\text{т}}^{\text{(Н)}}_{\text{тэц}} * \mathcal{E}_{\text{тэц}} * (100 + q_{\text{сн}}^{\text{Т(Н)}}_{\text{тэц}}) * 10^{-5} + \Delta Q_{\text{э(отр)}}] / [q_{\text{т}}^{\text{(Н)}}_{\text{тэц}} * \mathcal{E}_{\text{тэц}} * (100 + q_{\text{сн}}^{\text{Т(Н)}}_{\text{тэц}}) * 10^{-5}]$	x	x	x	x	x	1,3055

3. Расчет номинальных и нормативных показателей котлоагрегата, группы котлоагрегатов

№№	Наименование показателя, единица измерения.	Обозначение	Значение показателя										Всего по ТЭЦ	
			Способ определения, расчетная	ТП - 170				Всего по КА №№5-8	ПК - 14			Всего по КА №№9-11		
				№5	№6	№7	№8		№9	№10	№11			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
3.1.	<u>Исходные данные</u>													
	Календарное время работы, ч	$\tau_{\text{кал}}$	Данные учета	x	x	x	x		x	x	x	x	744	

	- котлами типа ТП-170	$\alpha_{\Gamma}^{TB} (тп)$	$B_{y_{cп}}^{cm(\tau)} / (B_{y_{cп}}^{cm(y)} (тп) + B_{\Gamma})$	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	x	x	x	x	x	x
	- котлами типа ПК-14	$\alpha_{\Gamma}^{TB} (пк)$	$B_{y_{cп}}^{cm(\tau)} (пк) / (B_{y_{cп}}^{cm(y)} (пк) + B_{\Gamma})$	x	x	x	x	x	0,0000	0,0000	0,0000	x	x
3.2.5.	Доля угля в структуре тв.топлива при сжигании смеси:												
	- котлами типа ТП-170	$\alpha_{y}^{TB} (тп)$	$B_{y_{cп}}^{cm(y)} (тп) / (B_{y_{cп}}^{cm(y)} (тп) + B_{\Gamma})$	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	x	x	x	x	x	x
	- котлами типа ПК-14	$\alpha_{y}^{TB} (пк)$	$B_{y_{cп}}^{cm(y)} (пк) / (B_{y_{cп}}^{cm(y)} (пк) + B_{\Gamma})$	x	x	x	x	x	0,0000	0,0000	0,0000	x	x
3.2.6.	Средняя тепловая нагрузка котла типа ТП-170, Гкал/ч: _												
	- при сжигании газа в течении всего отчет.периода	$Q_{\Gamma}^{бр} (г)тп$	$\Sigma Q_{\Gamma}^{бр} (г) (тп) / \Sigma \tau_{p}^{к} (г) (тп)$	0,0	0,0	0,0	0,0	x	x	x	x	x	x
	- при сжигании смеси	$Q_{\Gamma}^{бр} (см)тп$	$\Sigma Q_{\Gamma}^{бр} (см) (тп) / \Sigma \tau_{p}^{к} (см) (тп)$	0,0	0,0	0,0	0,0	x	x	x	x	x	x
3.2.7.	Средняя тепловая нагрузка котла типа ПК-14, Гкал/ч: _												
	- при сжигании газа в течении всего отчет.периода	$Q_{\Gamma}^{бр} (г)пк$	$\Sigma Q_{\Gamma}^{бр} (г) (пк) / \Sigma \tau_{p}^{к} (г) (пк)$	x	x	x	x	x	0,0	0,0	108,2	x	108,162308
	- при сжигании смеси	$Q_{\Gamma}^{бр} (см)пк$	$\Sigma Q_{\Gamma}^{бр} (см) (пк) / \Sigma \tau_{p}^{к} (см) (пк)$	x	x	x	x	x	0,0	0,0	0,0	x	x
3.2.8.	Средний расход питательной воды, т/ч	$G_{пв}^{рп}$	$G_{пв}^{рп} / \tau_{к}^{рп}$	x	x	x	x	x	x	x	x	x	178,78605
	Приведенные характеристики топлив:												
3.2.9.	- газа	K_{Γ}	3,53										3,530
		C_{Γ}	0,6										0,600
		b_{Γ}	0,18										0,180
3.2.10.	- торфа	K_{τ}	$3,42 + 0,021 * W_{\tau}^p * 10^3 / Q_{H \tau}^p$										0,000
		C_{τ}	$0,76 + 0,044 * W_{\tau}^p * 10^3 / Q_{H \tau}^p$										0,000
		b_{τ}	$0,25 + 0,01 * W_{\tau}^p * 10^3 / Q_{H \tau}^p$										0,000
3.2.11.	- угля	K_{y}	$3,5 + 0,02 * W_{y}^p * 10^3 / Q_{H y}^p$										0,000
		C_{y}	$0,4 + 0,04 * W_{y}^p * 10^3 / Q_{H y}^p$										0,000
		b_{y}	$0,14$ при $W_{y}^p * 10^3 / Q_{H y}^p < 2$ $0,12 + 0,14 * W_{y}^p * 10^3 / Q_{H y}^p$ при $(W_{y}^p * 10^3 / Q_{H y}^p) \geq 2$										0,000
3.2.12.	- смеси												
	- при сжигании в котлах типа ТП-170	$K_{см(тп)}$	$K_{\Gamma} * \alpha_{\Gamma}^{см} + K_{\tau} * \alpha_{\tau}^{см} + K_{y} * \alpha_{y}^{см}$	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000						
		$C_{см(тп)}$	$C_{\Gamma} * \alpha_{\Gamma}^{см} + C_{\tau} * \alpha_{\tau}^{см} + C_{y} * \alpha_{y}^{см}$	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000						
		$b_{см(тп)}$	$b_{\Gamma} * \alpha_{\Gamma}^{см} + b_{\tau} * \alpha_{\tau}^{см} + b_{y} * \alpha_{y}^{см}$	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000						
	- при сжигании в котлах типа ПК-14	$K_{см(пк)}$	$K_{\Gamma} * \alpha_{\Gamma}^{см} + K_{\tau} * \alpha_{\tau}^{см} + K_{y} * \alpha_{y}^{см}$						0,0000	0,0000	0,0000		
		$C_{см(пк)}$	$C_{\Gamma} * \alpha_{\Gamma}^{см} + C_{\tau} * \alpha_{\tau}^{см} + C_{y} * \alpha_{y}^{см}$						0	0,0000	0,0000		
		$b_{см(пк)}$	$b_{\Gamma} * \alpha_{\Gamma}^{см} + b_{\tau} * \alpha_{\tau}^{см} + b_{y} * \alpha_{y}^{см}$						0	0,0000	0,0000		
3.2.13.	Средняя теплота сгорания рабочей массы топлив, ккал/кг :												
	- котлов типа ТП-170	$Q_{H}^p (ср)тп$	$Q_{H \tau}^p * B_{нат}^T (тп) + Q_{H y}^p * B_{нат}^T (тп)$	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	8135,0		
	- котлов типа ПК-14	$Q_{H}^p (ср)пк$	$Q_{H \tau}^p * B_{нат}^T (пк) + Q_{H y}^p * B_{нат}^T (пк) + Q_{H \Gamma}^p * G^{(см)} (пк)$	x	x	x	x	x	0,0	0,0	0,0	x	x
3.2.14.	Номинальное уд.значние количества тепла предварительно подогретого мазута в среднем, ккал/кг												
	- по котлу типа ТП-170	$q_{тп}^M$	$(0,415 + 0,0006 * t_{маз}) * B_{нат}^M (тп) / (B_{нат}^M (тп) + B_{нат}^T (тп) + B_{нат}^Y (тп) + B_{нат}^R (тп))$	0,00	0,00	0,00	0,00	x	x	x	x	x	x

	- смеси	$q_2^{H(см)тт}$	$(K_{см(тт)} * \alpha_{yx}^{H(см)тт} + C_{см(тт)}) * [t_y]$	0,00	0,00	0,00	0,00	x	x	x	x	x	x
	- котлоагрегата ПК-14 при сжигании	$q_2^{H(r)пк}$	$(K_r * \alpha_{yx}^{H(r)пк} + C_r) * [t_{yx}^{H(r)пк} - \alpha_{yx}]$	x	x	x	x	x	0,00	0,00	5,80	x	x
	- газа	$q_2^{H(r)пк}$	$(\alpha_{yx}^{H(r)пк} + b_r) * (0,9805 + 0,00013 * t_{yx}^{H(r)пк}) * (1 - 0,01 * q_4^{см(тт)}) * 10^{-2} * K_Q + \Delta q_2^{(h)зипнк} * (1 - \alpha_r^{см(тт)})$	x	x	x	x	x	0,00	0,00	0,00	x	x
	- смеси	$q_2^{H(см)пк}$	$(K_{см(пк)} * \alpha_{yx}^{H(см)пк} + C_{см(пк)}) * [t_y]$	x	x	x	x	x	0,00	0,00	0,00	x	x
	- группы котлоагрегатов	$q_2^{H(г)гр}$	$(\alpha_{yx}^{H(см)пк} + b_{см(пк)}) * (0,9805 + 0,00013 * t_{yx}^{H(см)пк}) * (1 - 0,01 * q_4^{см(пк)}) * 10^{-2} * K_Q + \Delta q_2^{(h)зипнк} * (1 - \alpha_r^{см(пк)})$ $[q_2^{H(r)тт} * B_{yсл}^{(r)тт} + q_2^{H(r)пк} * B_y]$	0,00	0,00	0,00	0,00	x	0,00	0,00	5,80	x	5,80
			$(B_{yсл}^{см(г)тт} + B_{yсл}^{см(г)пк} + B_{yсл}^{см(г)тт}) + q_2^{H(см)пк} * (B_{yсл}^{см(г)тт} + B_{yсл}^{см(г)пк} + B_{yсл}^{см(г)тт}) / B_{yсл}$										
3.2.22.	Ном.значение потери тепла от наружного охлаждения, %:	$q_5^{H(i)}$	$q_5^{исх} * K_Q / K_Q^P$	0,00	0,00	0,00	0,00	x	0,00	0,00	0,68	x	x
	- котлоагрегата		где: $q_5^{исх} = f(Q_k^{бр})$ рис.124,129135; 140 $K_Q^P(газа) = 1; K_Q^P(см) -$ рис.131,142										
	- группы котлоагрегатов	$q_5^{H(г)гр}$	$\sum (q_5^{H(i)} * Q_k^{бр(i)} / \sum Q_k^{бр(i)})$	x	x	x	x	x	x	x	x	x	0,68
3.2.23.	Ном.значение потери тепла с физическим теплом шлака, %:	$q_6^{H(тт)}$	$\{\alpha_{шл} * A_{см(тт)}^P * (CV)_{шл} * K_Q / [(Q_{н(г)}^P * B_{нат(тт)}^y) / (B_{нат(тт)}^T + B_{нат(тт)}^y)] * (1 - \alpha_r^{см(тт)})$	0,000	0,000	0,000	0,000	x	x	x	x	x	x
	- котлоагрегата ТП-170		$A_{см(тт)}^P = A_T^P * \alpha_T^{TB(тт)} + A_y^P * \alpha_y^{TB(тт)}$										
	- котлоагрегата ПК-14	$q_6^{H(пк)}$	$\{\alpha_{шл} * A_{см(пк)}^P * (CV)_{шл} * K_Q / [(Q_{н(г)}^P * B_{нат(пк)}^y) / (B_{нат(пк)}^T + B_{нат(пк)}^y)] * (1 - \alpha_r^{см(пк)})$	x	x	x	x	x	0,000	0,000	0,000	x	0,00
			$A_{см(пк)}^P = A_T^P * \alpha_T^{TB(пк)} + A_y^P * \alpha_y^{TB(пк)}$ где: $\alpha_{шл} = 0,05; (CV)_{шл} = 134$ ккал/кг										
3.2.24.	Ном.потери тепла при пус.к. по дисп. графику, %	$n_{пуск}^{норм}$	Данные учета	0	0	0	0	x	0	0	0	x	x
	- котлоагрегата	$q_{пуск}^{H(i)(к)}$	$B_{пуск}^{H(i)} * n_{пуск}^{H(i)} * 7 * 10^2 / [Q_k^{H(i)}]$	0,00	0,00	0,00	0,00	x	0,00	0,00	0,00	x	x
	- группы (нескольких) котлоагрегатов	$q_{пуск}^{H(г)гр}$	$q_4^{H(i)} - q_5^{H(i)} - q_6^{H(i)} + B_{пуск}^{H(i)} * n_{пуск}^{H(i)} * 7]$	x	x	x	x	x	x	x	x	x	0,00
3.2.25.	Номинальные потери тепла от старения, %	$q_{рес}^{H(i)}$	$0,0055 * \tau_{рес i}^k * 10^{-3}$, если к	0,000	0,000	0,000	0,000	x	0,000	0,000	0,000	x	0,00
			работает только на газе $0,0015 * \tau_{рес i}^k * 10^{-3}$										
3.2.26.	Номинальное значение КПД брутто, %	$\eta_k^{бр(г)тт}$	$100 - q_2^{H(r)тт} - q_5^{H(i)} - q_{пуск}^{H(i)}$	0,00	0,00	0,00	0,00	x	x	x	x	x	x
	- котлоагрегата ТП-170 при сжигании	$\eta_k^{бр(см)тт}$	$100 - q_2^{H(см)тт} - q_4^{см(тт)} - q_5^{H(i)} - q_{пуск}^{H(i)}$	0,00	0,00	0,00	0,00	x	x	x	x	x	x
	- газа	$\eta_k^{бр(г)пк}$	$100 - q_2^{H(r)пк} - q_5^{H(i)} - q_{пуск}^{H(i)}$	x	x	x	x	x	0,00	0,00	93,52	x	x
	- смеси	$\eta_k^{бр(см)пк}$	$100 - q_2^{H(см)пк} - q_4^{см(пк)} - q_5^{H(i)} - q_{пуск}^{H(i)}$	x	x	x	x	x	0,00	0,00	0,00	x	x
	- группы котлоагрегатов	$\eta_k^{бр(г)гр}$	$Q_k^{бр(г)гр} / \sum (Q_k^{бр(i)} / \eta_k^{бр(i)})$	0,00	0,00	0,00	0,00	x	0,00	0,00	93,52	x	93,52

4. Расчет номинальных и нормативных удельных расходов топлива, экономии топлива
октябрь 0000 года

№№	Н	Обозначение	Способ определения,	расчетная формула	Значение
1	2	3	4		5
4.	Календарнс	$\tau_{\text{кал}}$	Данные учета		744
4.1.	Технол. потери	$Q_{\text{пот}}^{\text{ТР}}$	Технол. потери тепла, связан.с его отпуском, Гкал/ч: - от наружн. пиковых подогревателей		384,46
4.2.	- на отопле	$Q_{\text{от+в}}^{\text{ПВК}}$	где: $Q_{\text{пот}}^{\text{ТР}} = f(t_{\text{нв}})$ рис.183		133,86
4.3.	- при подготовке	$Q_{\text{пот}}^{\text{нев}}$	где: $Q_{\text{от+в}}^{\text{ПВК}} = f(t_{\text{нв}})$ рис.159		308,63
4.4.	- при подго	$Q_{\text{пот}}^{\text{подп}}$	невозврата $Q_{\text{пот}}^{\text{нев}}$ - при подго $Q_{\text{пот}}^{\text{подп}}$ в том числе при обработке воды		526,64
	- в фильтро	$Q_{\text{ф}}^{\text{СН}}$	$Q_{\text{пот}}^{\text{хво}} - Q_{\text{пот}}^{\text{хво(вн.ст)}}$		397,48421
	- в установ	$Q_{\text{подкис}}^{\text{СН}}$	$Q_{\text{ф}}^{\text{СН}} + Q_{\text{подкис}}^{\text{СН}} + Q_{\text{СН}}^{\text{НТР}}$		129,16
	- в Н фильт	$Q_{\text{СН}}^{\text{НТР}}$	$0,055 * C_{\text{сыр}}^{\text{ФУ}} * (t_{\text{ФУ}} - t_{\text{сыр}}^{\text{ИСХ}}) * 10^{-3}$		0,00
4.5.	- на прокачку	$Q_{\text{прок}}$	в Н фильт $118 * n_{\text{рег}}^{\text{НТР}} * [(t_{\text{ФУ}} - t_{\text{сыр}}^{\text{ИСХ}}) + (t_{\text{СМ}}^{\text{Н}} - t_{\text{СМ}}^{\text{Н}})] * 10^{-3}$		254,0
4.6.	Номинальные		ПВК (в зим) $0,1 * (4 * \tau_{\text{кал}} - \sum \tau_{\text{р}}^{\text{ПВК}})$		1550,77
	энергети	$Q_{\text{пот}}^{\text{ЭК(Н)}}$	Номинальные технологические потери тепла, связанные с его отпуском, Гкал: - энергетич $Q_{\text{пот}}^{\text{ЭК(Н)}}$ - ПВК $Q_{\text{пот}}^{\text{ПВК(Н)}}$		387,86
4.7.	Доля отпус	$\alpha_{\text{ПВК}}$	$Q_{\text{от}}^{\text{ТР}} + Q_{\text{пот}}^{\text{нев}} + Q_{\text{пот}}^{\text{подп}}$ (при работающих ПВК) $Q_{\text{от}}^{\text{ТР}} + Q_{\text{пот}}^{\text{нев}} + Q_{\text{пот}}^{\text{подп}} + Q_{\text{от+в}}^{\text{ПВК}} + Q_{\text{прок}}$ (при неработающих ПВК)		44,17
4.8.	Доля отпус	$\alpha_{\text{ГВ}}$	$Q_{\text{от}}^{\text{ПВК}} * 10^2 / Q_{\text{от}}$		48,80
	Часовой ра	$G_{\text{сыр.в}}$	$Q_{\text{ГВ}} * 10^2 / Q_{\text{от}}$		598,9
	Часовой ра	$G_{\text{сет.в}}$	$C_{\text{сыр.в}} / t_{\text{кал.}}$		2793,6
	Часовой ра	$G_{\text{под.в}}$	$G_{\text{сет.в}} / t_{\text{кал.}}$		571,6
	Часовой ра	$G_{\text{конд}}$	$C_{\text{под.в}} / t_{\text{кал.}}$		5,8
4.9.	Номинальные		затраты мощности, кВт:		0,00
	- ТФУ турб	$N_{\text{СН}}^{\text{ТО}}$	на сетевые насосы		416,82
	- ПВК	$N_{\text{СН}}^{\text{ПВК}}$	- ТФУ турб $f(G_{\text{СВ}}^{\text{ТО}})$ рис. 177		305,61
	- на насос	$N_{\text{сыр}}^{\text{ПВК}}$	- ПВК $f(G_{\text{СВ}}^{\text{ПВК}})$ рис.173		256,00
	- на насос	$N_{\text{рец}}^{\text{ПВК}}$	- на насос $f(G_{\text{СВ}}^{\text{конд}})$ рис.180		182,42
	- на конденса	$N_{\text{кн}}^{\text{Б}}$	- на насос 256 кВт		0,00
	- на насосы	$N_{\text{кн}}^{\text{Б}}$	- на конденса $f(G_{\text{к}}^{\text{Б}})$ рис.181, 182		241,44
	- на насосы	$N_{\text{подп}}^{\text{ПВК}}$	на насосы подпитки теплосети		0,00
	- т/о	$N_{\text{подп}}^{\text{т/о}}$	- ПВК $f(G_{\text{подп}}^{\text{ПВК}})$ рис.176		187,97
	- на регулирующие	$N_{\text{рег}}^{\text{ПВК}}$	- т/о $f(G_{\text{подп}}^{\text{т/о}})$ рис. 179		258,08
	- ПВК	$N_{\text{рег}}^{\text{т/о}}$	на регулирующие насосы		212,18
	- т/о	$N_{\text{рег}}^{\text{т/о}}$	- ПВК $f(G_{\text{рег}}^{\text{ПВК}})$ рис.174, 175		133,37
	- механизм	$N_{\text{хво}}^{\text{ТС}}$	- т/о $f(G_{\text{рег}}^{\text{т/о}})$ рис. 178		
	- на пригото		- механизм $f(G_{\text{ф}}^{\text{ТС}})$ рис. 172		
	восполнени	$N_{\text{хво}}^{\text{(нев)}}$	на пригото $253,5$ кВт		
	- на подкач	$N_{\text{подкач}}^{\text{ПВК}}$	восполнени $f(G_{\text{подп}}^{\text{ПВК}})$ рис.174		
			- на подкач $N_{\text{пр}}^{\text{БК}} =$ кВт при $t_{\text{нв}} \leq -15^{\circ}\text{C}$		

4.10.	Суммарные относимые к теплофикационной УСТ	$\mathcal{E}_{\text{тепл}}$	$\{[N_{\text{сн}}^{\text{то}} \cdot \tau_{\text{сн}}^{\text{то}} + N_{\text{сн}}^{\text{пвк}} \cdot \tau_{\text{сн}}^{\text{пвк}} + \sum(N_{\text{кн}}^{\text{бу}} \cdot \tau_{\text{р}}^{\text{бу}} + \sum N_{\text{подпл}} \cdot \tau_{\text{подпл}} + N_{\text{подкач}}^{\text{пвк}} \cdot \tau_{\text{подкач}}^{\text{пвк}} + \sum N_{\text{рел}}^{\text{пвк}} \cdot \tau_{\text{рел}}^{\text{пвк}} + N_{\text{хво}}^{\text{пвк}} \cdot \tau_{\text{хво}}^{\text{пвк}}] \cdot 10^3 + \mathcal{E}_{\text{тд}}^{\text{пвк}}\} \cdot 1,03$	2070,621 42,28
4.11.	Затраты эл/энергии, связанные с восполнением не возврата конденсата	$\mathcal{E}_{\text{пар}}$	$N_{\text{хво}}^{\text{нева}} \cdot \tau_{\text{капл}} \cdot 10^{-3} \cdot 1,03$	162,598
4.12.	Затраты эл/энергии на подогрев воды в сетевых насосах	$\mathcal{E}_{\text{сет}}$	$(\sum N_{\text{сн}}^{\text{то}} \cdot \tau_{\text{сн}}^{\text{то}} + \sum N_{\text{сн}}^{\text{пвк}} \cdot \tau_{\text{сн}}^{\text{пвк}}) \cdot \tau_{\text{капл}} \cdot 10^{-3} \cdot 1,03$	609,025
4.13.	Отпуск тепла за счет нагрева воды в сетевых теплофикац	$Q_{\text{нас}}^{\text{гв}}$	$0,86 \cdot \mathcal{E}_{\text{сет}} \cdot 0,9$	471,4
4.14.	Доля отпуска тепла за счет нагрева воды в сетевых насосах теп	$\alpha_{\text{нас}}$	$Q_{\text{нас}}^{\text{гв}} \cdot 10^2 / Q_{\text{от}}$	0,615
4.15.	Ном.значение коэффициента потерь при отпуске тепла внешним потребителям, %:			
	- от энергет	$\alpha_{\text{пот}}^{\text{эк(н)}}$	$Q_{\text{пот}}^{\text{эк(н)}} \cdot 10^2 / (Q_{\text{от}}^{\text{тэц}} - Q_{\text{от}}^{\text{пвк}} - Q_{\text{нас}}^{\text{гв}} \cdot \tau_{\text{эл}})$	3,00
	- от ПВК	$\alpha_{\text{пот}}^{\text{пвк(н)}}$	$Q_{\text{пот}}^{\text{пвк(н)}} \cdot 10^2 / (Q_{\text{пвк}} - Q_{\text{пот}}^{\text{пвк(н)}})$	1,60
4.16.	Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на	K_3	$[q_{\text{т}}^{\text{гп(н)}} \cdot (100 + q_{\text{т}}^{\text{сн(н)}}) \cdot \mathcal{E}_{\text{гд}} \cdot 10^{-5}] / [q_{\text{т}}^{\text{гп(н)}} \cdot (100 + q_{\text{т}}^{\text{сн(н)}}) \cdot \mathcal{E}_{\text{гд}} \cdot 10^{-5} + Q_{\text{от}} \cdot (100 - \alpha_{\text{пвк}} - \alpha_{\text{нас}}) \cdot (100 + \alpha_{\text{пот}}^{\text{эк(н)}}) \cdot 10^{-4}]$	0,3311
4.17.	Ном.значение расхода эл/энергии на СН группы энергетических котлов на производство электроэнергии:			
	- тыс. кВтч	$\mathcal{E}_{\text{к}}^{\text{сн(н)}}$	$\mathcal{E}_{\text{к}}^{\text{сн(н)}} \cdot K_3$	360,938
	- %	$\mathcal{E}_{\text{к}}^{\text{сн(н)}}$	$\mathcal{E}_{\text{к}}^{\text{сн(н)}} \cdot 10^2 / \mathcal{E}_{\text{гд}}$	3,27
4.18.	Ном.значение уд.расхода эл/энергии на СН, относимого на производ	$\mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{сн(н)}}$	$\mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{сн(н)}} + \mathcal{E}_{\text{к}}^{\text{сн(н)}}$	6,96
4.19.	Номинальн	$\eta_{\text{к}}^{\text{н(н)}}$	$\eta_{\text{к}}^{\text{бр(н)}} \cdot (100 - q_{\text{к}}^{\text{сн(н)}}) \cdot (100 - \mathcal{E}_{\text{гд}}^{\text{сн(н)}}) \cdot 10^{-2} / [K_3 \cdot (100 - \mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{сн(н)}})]$	79,80
4.20.	Коэффицие	$\eta_{\text{тп}}$	$100 - 1,5 \cdot Q_{\text{к}}^{\text{бр}} / Q_{\text{к}}^{\text{гд}}$	98,13
			где: $Q_{\text{к}}^{\text{бр}}$ - номинал.теплопроизводительность котлов, находящ.в эксплуатации	
4.21.	Коэффициент, учитывающий влияние на уд. расходы топлива ста	$K_{\text{ст}}$	$f(K_3)$ рис.из РД 34.08.552-93, где: $K_3 = Q_{\text{к}}^{\text{бр}} / Q_{\text{к}}^{\text{гд}}$	0,049148
4.22.	Коэффициент увеличения расхода топлива энергетическими котлам	$K_{\text{отр}}^{\text{к}}$	$1 + \Delta Q_{\text{э(отр)}} / [q_{\text{т}}^{\text{н(н)}} \cdot \mathcal{E}_{\text{гд}} \cdot (100 + q_{\text{т}}^{\text{сн(н)}}) \cdot 10^{-5} + Q_{\text{от}} \cdot (100 - \alpha_{\text{нас}} - \alpha_{\text{пвк}}) \cdot (100 + \alpha_{\text{пот}}^{\text{эк}}) \cdot 10^{-4}]$	1,1012
4.23.	Удел.расход условного топлива на эл/энергию, г/кВтч:			
	- номинальн	$b_3^{\text{н}}$	$q_{\text{т}}^{\text{н(н)}} \cdot (1 + K_{\text{ст}} \cdot 10^{-2}) \cdot 10^2 / (\eta_{\text{к}}^{\text{н(н)}} \cdot \eta_{\text{тп}} \cdot 7)$	451,2
4.24.	- нормативн	$b_3^{\text{нр}}$	$b_3^{\text{н}} \cdot [1 + K_{\text{р}} \cdot (1 - \mu_3)]$	451,2
4.25.	Промежуточный уд.расход условного топлива на тепло, кг/Гкал:			
	- по энергет	$b_{\text{тз}}^{\text{эк}}$	$(100 - \alpha_{\text{нас}} + \alpha_{\text{пот}}^{\text{эк(н)}}) \cdot K_{\text{пер}} \cdot (1 + K_{\text{ст}} \cdot 10^{-2}) \cdot 10^5 / (\eta_{\text{к}}^{\text{н(н)}} \cdot \eta_{\text{тп}} \cdot 7)$	182,8
	- по ПВК	$b_{\text{тз}}^{\text{пвк}}$	$(100 + \alpha_{\text{пот}}^{\text{пвк(н)}}) \cdot 10^3 / (\eta_{\text{к}}^{\text{бр}} \cdot 7)$	153,5
4.27.	Увеличение уд.расхода топлива на тепло за счет дополнительных затрат электроэнергии, кг/Гкал:			
	- номинальн	$\Delta b_{\text{тз}}^{\text{н}}$	$((100 - \alpha_{\text{гв}}^{\text{нр}}) \cdot \mathcal{E}_{\text{пар}} + \alpha_{\text{гв}}^{\text{нр}} \cdot \mathcal{E}_{\text{тепл}}) \cdot b_3^{\text{н}} / 100 \cdot Q_{\text{от}}$	8,0
	- нормативн	$\Delta b_{\text{тз}}^{\text{нр}}$	$((100 - \alpha_{\text{гв}}^{\text{нр}}) \cdot \mathcal{E}_{\text{пар}} + \alpha_{\text{гв}}^{\text{нр}} \cdot \mathcal{E}_{\text{тепл}}) \cdot b_3^{\text{нр}} / 100 \cdot Q_{\text{от}}$	8,0
4.29.	Уд.расход условного топлива на отпуск тепла внешним потребителям, кг/Гкал			
	- номинальн	$b_{\text{тз}}^{\text{н}}$	$[b_{\text{тз}}^{\text{эк}} \cdot (100 - \alpha_{\text{нас}} - \alpha_{\text{пвк}}) + b_{\text{тз}}^{\text{пвк}} \cdot \alpha_{\text{пвк}}] \cdot 10^{-2} + \Delta b_{\text{тз}}^{\text{н}}$	180,3
	- нормативн	$b_{\text{тз}}^{\text{нр}}$	$b_{\text{тз}}^{\text{эк}} \cdot (100 - \alpha_{\text{нас}} - \alpha_{\text{пвк}}) \cdot [1 + K_{\text{р}} \cdot (1 - \mu_{\text{эк}})] \cdot 10^{-2} + b_{\text{тз}}^{\text{пвк}} \cdot \alpha_{\text{пвк}} \cdot [1 + K_{\text{р}} \cdot (1 - \mu_{\text{пвк}})] \cdot 10^{-2} + \Delta b_{\text{тз}}^{\text{нр}}$	180,3
4.31.	Экономия (перерасход) топлива в пересчете	$\Delta B_{\text{ул}}$	$B_{\text{ул}} - (b_3^{\text{нр}} \cdot \mathcal{E}_{\text{от}} + b_{\text{тз}}^{\text{нр}} \cdot Q_{\text{от}}) \cdot 10^{-3}$	-1