МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО СОСТАВЛЕНИЮ ОТЧЕТА ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ О ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ

РД 34.08.552-95

ОРГРЭС
Москва 1995

gost.e-ecolog.ru

Утверждаю:

Первый заместитель
министра топлива
и энергетики
Российской Федерации

В.Н.Костюшин

"24" ноября 1995 г.

Согласовано:

Первый заместитель
Председателя Федеральной
энергетической комиссии,
заместитель министра
экономики
Российской Федерации

Е.Г.Шамраев

"23" ноября 1995 г.

Согласовано:

Президент Российского
акционерного
общества энергетики и
электрификации
"ЕЭС России"

А.Ф.Дьяков

"24" октября 1995 г.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО СОСТАВЛЕНИЮ ОТЧЕТА ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ О ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ

РД 34.08.552-95

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ОРГРЭС

Москва 1995

Методические указания устанавливают порядок подготовки отчета о тепловой экономичности оборудования электростанций, работающих на органическом топливе, районных котельных, акционерных обществ энергетики и электрификации (АО-энерго), способы определения фактических, номинальных и нормативных значений показателей.

Методические указания предназначены для инженерно-технического персонала электростанций, районных котельных и АО-энерго, занимающегося расчетом и анализом показателей тепловой экономичности работы сборудования, подготовкой технической отчетности по топливоиспользованию.

С вступлением в действие настоящих Методических указаний отменяются "Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования: РД 34.08.552-93" (М.: СПО ОРГРЭС, 1993).

В организации разработки настоящих Методических указаний принимали участие: ГОРОДИНЦКИЙ В.И., БЕРСЕНЕВ А.П., ОБРАЗЦОВ С.В., НОВОЖИЛОВ И.А, КАЛИНОВ В.Ф., КУЗЬМИН В.В., КУТОВОЙ Г.П., ДЕНИСЕНКО А.Г.

Ответственный исполнитель - заместитель начальника производственной службы топливоиспользования АО "Фирма ОРГРЭС" Н.Л. АСТАХОВ. .

© СПО ОРГРЭС, 1995.

УДК 621.311.22 004 15

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО СОСТАВЛЕНИЮ ОТЧЕТА ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ О ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ

РД 34.08 552-95

Вводятся в действие
с 01 02 96 г

В В Е Д Е Н И Е

Настоящими Методическими указаниями изменена методика распределения израсходованного энергетическими котлами ТЭС топлива между отпускаемыми электроэнергией и теплом.

Распределение расхода топлива энергетическими котлами производится пропорционально затратам тепла на выработку электроэнергии и отпуск тепла внешним потребителям при условии их раздельного производства на конкретной электростанции [см. формулу (17)].

При этом методика определения отпуска тепла внешним потребителям изменений не претерпела, а увеличение затрат тепла [см. формулу (21)] на производство электроэнергии при работе турбоагрегатов по конденсационному циклу (при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям из отборов и от конденсаторов турбоагрегатов) определяется с помощью коэффициентов ценности тепла [см формулу (22)].

В связи с этим изменены формулы для определения удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии и тепла с использованием показателей турбоагрегатов и котлов (см пп. 3.9 и 3.17 приложения 10).

Методика определения фактических и номинальных значений всех остальных показателей, включенных в отчеты тепловых электростанций по макетам 15506-1 и 15506-2, существенных изменений не претерпела.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящие Методические указания составлены применительно к макетам 15506-1, 15506-2, 15506-3, 15505, разработанным на основе форм № 3-тэк (энерго), № 1-тэп и № 1-РК отраслевой отчетности.

Макеты 15506-2 и 15505 одинаковы по составу показателей.

Макеты 15506-1, 15506-2 и 15506-3 являются исходными документами в системе сбора по каналам связи, обработки и обобщения информации о тепловой экономичности работы оборудования электростанций, районных котельных и АО-энерго, анализа причин изменения удельных расходов топлива.

1.2. Макет 15506-1 составляется электростанциями, имеющими в своем составе турбоагрегаты на давление пара 130 кгс/см^2 и более, а также рядом электростанций, не имеющих таких турбоагрегатов (перечень их устанавливается Департаментом эксплуатации энергосистем и электростанций РАО "ЕЭС России").

Макет 15506-2 составляется электростанциями с турбоагрегатами на давление пара до 130 кгс/см^2. Решением руководства АО-энерго для таких электростанций отчет по макету 15506-2 может быть заменен отчетом по макету 15506-1.

Макет 15506-3 составляется районными котельными. Электростанции, имеющие в своем составе районную котельную, составляют два макета: 15506-1 (или 15506-2) и 15506-3.

Макет 15505 составляется акционерным обществом энергетики и электрификации.

1.3. Сроки представления информации и перечень подразделений, осуществляющих прием и обработку информации, устанавливаются дейс-

твующими в ОАСУ "Энергия" инструкциями или соответствующими распорядительными документами РАО "ЕЭС России".

1.4. В энергообъединениях обобщение информации о тепловой экономичности производится с учетом имеющихся между электростанциями различий. Для того, чтобы обозначить принадлежность информации к тому или иному оборудованию, применяется соответствующий классификатор (табл. 1).

Понятие "группа оборудования" используется для обозначения различий в параметрах свежего пара, типов турбоагрегатов (конденсационные или с регулируемыми отборами пара) их единичной мощности, а понятие "подгруппа оборудования" - для обозначений различий видах проектного топлива котлов.

Таблица 1

Классификатор групп оборудования акционерных обществ энергетики и электрификации (АО-энерго) и электростанций

№№ п.п.	Наименование группы оборудования		Код
	полное	сокращенное	
1.	Всего по АО-энерго (ГЭС+ТЭС+РК+электробойлера)	Всего АО	99
1.1.	Всего по ГЭС АО-энерго	Всего ГЭС АО	96
1.2.	Всего по ТЭС АО-энерго	Всего ТЭС АО	97
1.2.1.	Конденсационные энергоблоки мощностью: 1200 МВт	Блок 1200	1
1.2.2.	-"- 800 МВт	Блоки 800	2
1.2.3.	-"- 500 МВт	Блоки 500	3
1.2.4.	-"- 300 МВт	Блоки 300 К	4
1.2.5.	-"- 200 МВт	Блоки 200 К	7
1.2.6.	-"- 150 МВт	Блоки 150 К	8
1.2.7.	Энергоблоки с регулируемым отбором пара мощностью: 300 МВт	Блоки 300 Т	54
1.2.8.	-"- 200 МВт	Блоки 200 Т	57
1.2.9.	-"- 150 МВт	Блоки 150 Т	58
1.2.10.	КЭС 90 кгс/см^2	КЭС-90	11
1.2.11.	ТЭЦ 240 кгс/см^2	ТЭЦ-240	5
1.2.12.	ТЭЦ 130 кгс/см^2 без промперегрева	ТЭЦ-130	10
1.2.13.	ТЭЦ 130 кгс/см^2 с промперегревом	ТЭЦ-130 ПП	59
1.2.14.	ТЭЦ 90 кгс/см^2	ТЭЦ-90	12
1.2.15.	Несерийное отечественное оборудование*	Несерийное	6
1.2.16.	Парогазовые установки	ПГУ	16
1.2.17.	Газотурбинные установки	ГТУ	17
1.2.18	Прочее оборудование**	Прочее	21
1.2.19.	Пусковые котельные действующих электростанций	КП	18
1.2.20.	Пиковые водогрейные котлы	ПВК	20
1.3.	Районные котельные	РК	19
1.4.	Электробойлера	Бойлера	22
2.	Всего по ТЭС и РК АО-энерго	Всего ТЭС+РК АО	98
3.	Всего по блок-станциям	БЛ/СТ Всего	90
3.1.	Атомные электростанции	АЭС	95

* В группу "Несерийное отечественное оборудование" включаются энергоблоки с турбинами СВК-150-1 Черепетской ГРЭС и паросиловая часть МГД - установки Рязанской ГРЭС

** В группу "Прочее оборудование" включаются оборудование иностранных фирм на давление пара 60-120 кгс/см^2, конденсационное и теплофикационное оборудование на давление пара до 45 кгс/см^2, энергопоезда и дизельные установки, солнечные и геотермальные электростанции

Группой оборудования считается совокупность конденсационных турбоагрегатов или турбоагрегатов с регулируемыми отборами пара с одинаковыми параметрами свежего пара (а для энергоблоков еще и одинаковой мощностью), а также всех котлов (как пылеугольных, так и газомазутных), обеспечивающих работу данных турбоагрегатов.

Подгруппой оборудования считается совокупность только пылеугольных или только газомазутных котлов и совместно работающих с ними конденсационных турбоагрегатов или турбоагрегатов с регулируемыми отборами пара соответствующего давления свежего пара (а для энергоблоков - еще и одинаковой мощности).

1.5. Макеты состоят из адресной и информационной частей. Все реквизиты внутри макетов отделяются друг от друга служебным символом-двоеточием.

Адресная часть макета содержит:

служебные символы начала макета (две наклонные черты);

код макета (15505 или 15506);

две последние цифры отчетного года;

порядковый номер (арабскими цифрами) отчетного месяца;

признак информации (прочерк - для макета 15505, 1 - для макета 15506-1, 2 - для макета 15506-2, 3 - для макета 15506-3);

код электростанции, районной котельной или АО-энерго в соответствии с Классификатором предприятий и организаций Министерства топлива и энергетики Российской Федерации (раздел электроэнергетика);

признак коррекции информации (0 - при первичной передаче, 1 - при первой коррекции, 2 - при второй коррекции и т.д.);

служебные знаки (два знака "плюс", отделяющие адресную часть макета от информационной).

Длина информационной части макета переменна и зависит от количества имеющихся в АО-энерго, на электростанции групп оборудования, турбоагрегатов и котлов. В ее начале указываются коды групп оборудования и станционные номера агрегатов, далее следуют характеризующие работу оборудования показатели.

Все показатели в макетах распределены между несколькими укрупненными группировками, в каждой из которых содержится от 9 до 16 показателей.

1.6. В макетах над условным обозначением каждого из показателей приведена одна из четырех букв, означающих:

Ф - фактическое значение показателя;

Н - номинальное значение показателя;

Р - резерв тепловой экономичности оборудования по данному показателю;

НР - нормативное значение удельного расхода топлива.

Номинальное значение показателя определяется путем введения к исходно-номинальному значению поправок на отклонение фактических значений внешних факторов от фиксированных, принятых при построении энергетических характеристик оборудования. Исходчо-номинальное значение показателя определяется по энергетическим характеристикам оборудования при фактических значениях нагрузок и фиксированных значениях внешних факторов.

Резерв тепловой экономичности оборудования - максимальный уровень снижения расхода топлива, который может быть достигнут за счет ликвидации устраниых дефектов проекта, изготовления и монтажа оборудования, недостатков его эксплуатационного и ремонтного обслуживания. В макетах резерв тепловой экономичности оборудования указывается в тоннах условного топлива и соответствует разности между фактическим и номинальным значениями показателя.

Нормативный удельный расход топлива - максимально допустимая технически обоснованная мера потребления топлива на единицу отпущенных электроэнергии и тепла при фактических режимах работы оборудования и фактических значениях внешних факторов в отчетном периоде. Определяется на основе номинального удельного расхода топлива с учетом установленного задания по степени использования резерва тепловой экономичности оборудования.

1.7. Помещаемая в макеты информация о тепловой экономичности оборудования должна быть подвергнута контролю на достоверность в соответствии с алгоритмами, приведенными в приложениях 13-15.

2. ЗАПОЛНЕНИЕ ИНФОРМАЦИОННОЙ ЧАСТИ МАКЕТОВ

Значения всех показателей приводятся только в тех единицах измерения, которые указаны в макетах.

С точностью до целой единицы приводятся значения всех показателей, кроме перечисленных ниже.

С точностью до одного знака после запятой приводятся значения:

среднемесячной установленной электрической мощности, максимальной нагрузки;

удельных расходов топлива на электроэнергию и тепло;

давления пара у турбин свежего, производственного и теплофикационного отборов;

расхода свежего пара на турбоагрегаты;

температуры охлаждающей воды на входе в конденсатор и выходе из него;

температурного напора в конденсаторе;

расхода питательной воды котлов;

присосов воздуха на трактах котлов.

С точностью до двух знаков после запятой приводятся значения:

КПД брутто котлов;

коэффициента избытка воздуха в режимном сечении котла;

потерь тепла с уходящими газами;

потерь тепла от химической и механической неполноты сгорания топлива.

С точностью до трех знаков после запятой приводятся значения:

коэффициентов увеличения расхода тепла на производство электроэнергии и расхода топлива энергетическими котлами при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям от турбоагрегатов;

давления отработавшего пара в конденсаторе турбоагрегата.

2.1. Заполнение макета 15506-1

Макет 15506-1 имеет сплошную нумерацию показателей от 1 до 121.

Показатели с 1 по 43 обобщенно характеризуют работу энергоблоков, подгрупп и групп оборудования, электростанции в целом, показатели с 44 по 88 - работу турбоагрегатов, показатели с 89 по 121 - работу котлов.

Во всех укрупненных группировках показателей (на всех листах макета) указывается:

в графе А - признак функциональной группы (две горизонтально расположенные точки);

в графе Б - код группы оборудования в соответствии с табл. 1;

в графе В - признак вида проектного топлива котлов:

01 - твердое топливо (пылеугольная подгруппа оборудования);

02 - газообразное и жидкое топливо (газомазутная подгруппа оборудования);

в графе Г - станционный номер оборудования (энергоблока, турбоагрегата или котла). Буквенная индексация А и Б в станционных номерах корпусов котлов при заполнении макета заменяется на цифровую 1 и 2, отделяемую от номера точкой. Так, например, станционные номера корпусов котлов 12-А и 12-Б в макете должны быть указаны как 12.1 и 12.2.

В целом по электростанции (строка 97) и группе оборудования в графе В указывается 00.

Показатели газотурбинных установок (группа оборудования 17), пусковых котельных (группа 18) и пиковых водогрейных котлов (20 всегда указываются только с кодом вида топлива "00".

Группа оборудования с поперечными связями, у которой на один коллектор работают пылеугольные и газомазутные котлы, в макете условно указывается как пылеугольная подгруппа. Показатели по ней приводятся одной строкой с кодом вида топлива 01. Этим же кодом сопровождаются показатели отдельных турбоагрегатов и котлов. Строка с кодом вида топлива 00 не заполняется.

Если на электростанции имеется только пылеугольная или только газомазутная подгруппа какой-либо группы оборудования, то в этом случае ее показатели в макете приводятся одной строкой с кодом вида топлива соответственно 01 или 02. Этими же кодами вида топлива сопровождаются показатели отдельных энергоблоков, турбоагрегатов и котлов. Строка с кодом вида топлива 00 не заполняется.

Если на электростанции имеются группы оборудования с кодами 1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 54, 57, 58 или 59, то в этом случае показатели работы энергоблоков в макете приводятся тремя строками:

строка с кодом вида топлива 01 - показа-

тели пылеугольной подгруппы энергоблоков;

строка с кодом вида топлива 02 - показатели газомазутной подгруппы энергоблоков;

строка с кодом вида топлива 00 - показатели по группе энергоблоков в целом (суммарные показатели по пылеугольной и газомазутной подгруппам энергоблоков).

Кодами вида топлива 01 или 02 сопровождаются показатели отдельных энергоблоков, их турбоагрегатов и котлов.

Если на электростанции или в группе оборудования имеется только один энергоблок или только один турбоагрегат, то в этом случае показатели в макете приводятся двумя строками:

по данному энергоблоку или турбоагрегату с указанием кода вида топлива;

по данной подгруппе оборудования (к которой относится энергоблок или турбоагрегат) с указанием кода вида топлива.

Строка с кодом 97 "Всего по электростанции" приводится только в том случае, если на электростанции кроме ПВК имеется более одной группы (подгруппы разных групп) оборудования. При этом показатели котлов (с 89 по 121) по строке 97 не включают в себя показатели пиковых водогрейных котлов.

Если на электростанции имеется только одна подгруппа или одна группа оборудования, строка с кодом 97 не заполняется.

При формировании строки с кодом 97 показатели с номерами 43, 53-55, 60, 61, 63, 64, 66, 67, 70, 71, 73, 74, 76, 77, 79-82, 84, 85, 87, 88, 91, 99-102, 104, 105, 107, 108, 110-116 не подсчитываются, а в макете вместо них проставляются прочерки.

Решением Департамента эксплуатации энергосистем и электростанций РАО "ЕЭС России", регионального отделения РАО "ЕЭС России", а также акционерного общества энергетики и электрификации для электростанции может быть установлен один из следующих вариантов заполнения макета 15506-1:

вариант I, в котором:

- все фактические показатели указываются по каждому теплофикационному турбоагрегату на давление пара 130 кгс/см^2; каждому энергоблоку, турбоагрегату и котлу (или корпусу котла) групп оборудования с кодами 1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 54, 57, 58, 59; каждой пылеугольной или газомазутной подгруппе оборудования; каждой группе оборудования; электростанции в целом;

- номинальные и нормативные значения показателей, резервы экономии топлива указываются только по подгруппам и группам оборудования, электростанции в целом;

вариант II, в котором в дополнение к варианту I номинальные и нормативные значения показателей, резервы экономии топлива указываются также и по каждому энергоблоку, каждому турбоагрегату, каждому котлу (корпусу котла) групп энергоблоков с кодами 1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 54, 57, 58, 59;

вариант III, в котором в дополнение к варианту I фактические показатели указываются также и по каждому турбоагрегату или котлу одной, нескольких или всех групп оборудования с поперечными связями (кроме групп с кодами 18 и 20);

вариант IV, в котором фактические, номинальные и нормативные значения показателей, резервы экономии топлива указываются по каждой группе оборудования; каждой пылеугольной и газомазутной подгруппе оборудования; каждому энергоблоку, турбоагрегату и котлу (корпусу котла) групп оборудования с кодами 1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 54, 57, 58, 59; каждому турбоагрегату и котлу одной, нескольких или всех групп оборудования с поперечными связями (кроме групп с кодами 18 и 20);

вариант V, в котором фактические, номинальные и нормативные показатели указываются только по подгруппам и группам оборудования, электростанции в целом.

2.2. Заполнение макетов 15506-2 и 15505

Макеты 15506-2 и 15505 имеют сплошную нумерацию показателей от 1 до 70. Показатели 1-47 непосредственно характеризуют работу оборудования, с 48 по 59 - отражают резервы тепловой экономичности турбоагрегатов, с 60 по 70 - резервы тепловой экономичности котлов.

Графы А, Б, В и Г этих макетов заполняются соответственно так же, как графы А, Б, В и Д макета 15506-1.

Показатели в макетах приводятся по подгруппам, группам оборудования, а также по электростанции и АО-энерго в целом.

Если на электростанции имеется только одна подгруппа или одна группа оборудования, в макете 15506-2 строка с кодом 97 не заполняется.

Если в АО-энерго имеется только одна подгруппа или одна группа оборудования, ЭВМ формирует макет 15505 с двумя одинаковыми строками: одну с кодом подгруппы (группы) оборудования, другую с кодом 98.

2.3. Заполнение макета 15506-3

Макет 15506-3 имеет только 13 показателей. В нем приводятся показатели в целом по районной котельной.

Для районной котельной, входящей в состав электростанции, в адресной части макета указывается условный шестизначный код, соответствующий принципу построения классификатора предприятий отрасли.

В графе А информационной части макета указывается признак функциональной группы (две горизонтально расположенные точки), а в графе Б - код группы оборудования (19) .

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗНАЧЕНИЙ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВКЛЮЧЕННЫХ В МАКЕТЫ

Приводимые в макетах показатели должны быть получены на основании ведущегося на электростанциях ежесуточного учета;

месячные количественные показатели определяются суммированием ежесуточных значений;

среднемесячные показатели, характеризующие параметры технологического процесса, определяются как средневзвешенные из ежесуточных значений по определяющему параметру;

остальные месячные показатели (удельные расходы топлива, тепла на турбоагрегаты, электроэнергии на собственные нужды, КПД котлов и др.) определяются расчетом на основании соответствующих суммарных или средних значений за отчетный месяц.

Расчету фактических значений показателей, приводимых в макетах, должно предшествовать сведение пароводяного, теплового и электрического балансов каждого энергоблока, подгруппы и группы оборудования (с определением значений перетоков тепла между ними), электростанции в целом.

Уравнение теплового баланса энергоблока, подгруппы, группы оборудования имеет вид

$$Q_к^{бр} + Q_{пер}^{пр} = Q_э + Q_{эт}\,(100 - \alpha_{пвк} - \alpha_{нас} + \alpha_{пот}^{эк})\,10^{-2} + Q_т^{сн} + Q_к^{сн} + Q_{тп} + Q_{пер}^{отд}, \qquad (1)$$

где $Q_к^{сн}$ - расход тепла на собственные нужды котлов (см. приложение 5);

$Q_{тп}$ - потери теплового потока, обусловленные наружным охлаждением паропроводов свежего пара, пара после промежуточного перегрева, трубопроводов питательной воды и другими потерями тепла, связанными с транспортом тепла от котла к турбоагрегату.

Остальные показатели, входящие в формулу (1), рассмотрены в пояснениях к п. 15.

Расходы электрической энергии и тепла на собственные нужды, определяемые в целом по электростанции или группе оборудования, распределяются между подгруппами, группами или отдельными турбоагрегатами и котлами энергоблоков пропорционально определяющему значению для данного потребителя собственных нужд. Например, определяемые по ТЭС в целом потери тепла, связанные с разгрузкой и хранением мазута, которые включаются в расход тепла на собственные нужды котлов, распределяются между группами оборудования (энергоблоками) пропорционально расходу мазута на каждую группу котлов (энергоблок).

При наличии на электростанции предвключенных турбоагрегатов высокого давления, на паре которых работают турбоагрегаты среднего давления, вся группа этих турбоагрегатов относится к оборудованию высокого давления.

Если пар после предвключенных турбоагрегатов не полностью обеспечивает расход тепла на приключенные турбоагрегаты и к последним дополнительно подается пар от котлов среднего или низкого давления, то установленная электрическая мощность (МВт) подгруппы высокого давления определяется по формуле

$$N_{y(пг)}^{ВД} = N_{y(т)}^{р} + N_{y(т)}^{СД} \frac{\bar{Q}_{ном}^{р}}{\bar{Q}_{ном}^{СД}} , \qquad (2)$$

где $N_{y(т)}^{р}$ - установленная мощность предвключенных турбоагрегатов высокого давления, МВт;

$N_{y(т)}^{СД}$ - установленная мощность турбоагрегатов среднего давления, МВт,

$\bar{Q}_{ном}^{р}$ - номинальный расход тепла из противодавления предвключенных турбоагрегатов высокого давления, Гкал/ч (ГДж/ч);

$\bar{Q}_{ном}^{СД}$ - номинальный расход тепла на турбоагрегаты среднего давления, Гкал/ч (ГДж/ч).

Выработка электроэнергии (тыс.кВт ч), относимая к группе высокого давления, в этом случае определяется по формуле

$$Э^{ВД} = Э_{т}^{р} + Э_{т}^{СД} \frac{Q^{р}}{Q^{р} + Q_{к}^{СД}} , \qquad (3)$$

где $Э_{т}^{р}$ - выработка электроэнергии предвключенными турбоагрегатами высокого давления, тыс.кВт ч;

$Э_{т}^{СД}$ - выработка электроэнергии турбоагрегатами среднего давления, тыс.кВт ч;

$Q^{р}$ - фактический расход тепла из противодавления предвключенных турбоагрегатов высокого давления, Гкал (ГДж);

$Q_{к}^{СД}$ - фактическое количество тепла, поступившего в коллектор среднего давления от котлов среднего давления, Гкал (ГДж).

По аналогичным формулам для группы высокого давления определяются отпуск тепла, расход тепла на выработку электроэнергии, выработка электроэнергии по теплофикационному циклу, расходы тепла и электроэнергии на собственные нужды.

3.1. Расчет показателей макета 15506-1

Пояснения по расчету показателей макета 15506-1 приводятся под теми же номерами, какие они имеют в макете.

3.1 1 Общестанционные, общегрупповые показатели

1. Средняя за месяц установленная электрическая мощность (МВт) электростанции, группы и подгруппы оборудования (энергоблока) определяется по формуле

$$N_{y}^{ср} = N_{y}^{н} + \frac{N_{в} n_{в} - N_{д} n_{д} \pm \Delta N_{п} n_{п}}{n_{кал}} , \qquad (4)$$

где $N_{y}^{н}$ - установленная мощность на начало отчетного месяца, МВт,

$N_{в}$, $N_{д}$ - мощность введенного и демонтированного в отчетном месяце оборудования, Мвт;

$\Delta N_{п}$ - изменение установленной мощности вследствие перемаркировки оборудования (увеличение +, уменьшение -), МВт;

$n_{в}$, $n_{д}$, $n_{п}$ - количество дней до конца отчетного месяца от даты ввода, демонтажа или перемаркировки оборудования;

$n_{кал}$ - календарное количество дней в отчетном месяце

Установленная электрическая мощность электростанции, группы, подгруппы оборудования на начало отчетного месяца представляет собой сумму значении установленной мощности всех принятых в эксплуатацию механических двигателей, связанных с электрическими генераторами и предназначенных для выработки электроэнергии.

В случаях, когда номинальная мощность электрического генератора меньше номинальной мощности первичного двигателя, установленная мощность агрегата считается по номинальной мощности генератора.

Для теплофикационных турбоагрегатов в качестве установленной принимается наибольшая мощность, длительно развиваемая на зажимах генератора при работе турбоагрегата с номинальной тепловой нагрузкой и номинальными значениями основных параметров.

Для теплофикационных турбоагрегатов, имеющих двоиное обозначение мощности (через дробь), в качестве установленной принимается мощность, указанная в числителе

2. В графе 2 указывается средняя нагрузка (МВт) электростанции, группы и подгруппы оборудования (энергоблока) за часы учета рабочей мощности

$$N_м = \sum_{1}^{n} N_{мi} / n \ , \qquad (5)$$

где $N_{мi}$ - нагрузка электростанции, группы и подгруппы оборудования (энергоблока) за каждый из часов, в которые осуществляется контроль рабочей мощности, МВт;

n - количество контрольных измерений нагрузки в рабочие дни отчетного месяца.

3. Средняя за месяц установленная тепловая мощность турбоагрегатов (Гкал/ч) определяется по формуле, аналогичной (4).

Установленная тепловая мощность турбоагрегата соответствует номинальной мощности регулируемых отборов, противодавления и тепловой мощности конденсатора, используемого для подогрева сетевой или сырой воды (восполняющей потери в теплосети или в пароводяном цикле электростанции), и принимается по данным технического паспорта или акта перенаркировки.

При отсутствии данных по установленной тепловой мощности для теплофикационных турбоагрегатов ее значение ($Q_у^т$) в Гкал/ч (ГДж/ч) определяется по формуле

$$Q_у^т = \left[D_{по}^н (i_{по} - i_{к\,по}) + D_{то}^н (i_{то} - i_{к\,то}) + \right.$$
$$+ D_{пр}^н (i_{пр} - i_{к\,пр}) + D_{но}^н (i_{но} - i_{к\,но}) +$$
$$\left. + D_{кр} (i_{кр} - i_{к\,кр}) \right] 10^{-3} \ , \qquad (6)$$

где $D_{по}^н$, $D_{то}^н$, $D_{пр}^н$, $D_{но}^н$ - номинальные расходы пара соответственно производственного, теплофикационного отборов, противодавления и нерегулируемого отбора (сверх нужд регенерации), установленные заводом-изготовителем или проектом реконструкции (для турбоагрегатов с двумя и более регулируемыми отборами - номинальные расходы при условии включения всех отборов), т/ч;

$i_{по}$, $i_{то}$, $i_{пр}$ - энтальпия пара регулируемых отборов (соответственно производственного, теплофикационного и противодавления) при номинальных значениях давления пара в соответствующем отборе и расхода свежего пара на турбоагрегат, ккал/кг (кДж/кг);

$i_{к.по}$, $i_{к.то}$, $i_{к.пр}$ - энтальпия конденсата пара регулируемых отборов (соответственно производственного, теплофикационного и противодавления), соответствующая температуре, с которой он при номинальном режиме возвращается в тепловую схему турбоагрегата, ккал/кг (кДж/кг);

$i_{но}$ - энтальпия пара нерегулируемого отбора, соответствующая параметрам пара в отборе при номинальном расходе свежего пара на турбоагрегат и номинальных его параметрах, ккал/кг (кДж/кг);

$i_{к\,но}$ - энтальпия конденсата пара нерегулируемого отбора, соответствующая температуре, с которой он при номинальном режиме возвращается в тепловую схему турбоагрегата, ккал/кг (кДж/кг);

$D_{кр}$ - номинальный расход пара в конденсатор турбоагрегата, соответствующий номинальному расходу свежего и номинальным расходам пара в регулируемые (нерегулируемые, сверх нужд регенерации) отборы, при условии использования конденсатора для подогрева сетевой или сырой воды, восполняющей потери в теплосети или в пароводяном цикле электростанции, т/ч.

Установленная тепловая мощность нерегулируемых отборов конденсационных турбоагрегатов определяется по номинальной теплопроизводительности подключенных к ним теплофикацион-

их установок или по максимальному (но не ольшему разрешенного заводом-изготовителем) начению отпуска пара внешним потребителям.

4. Число часов использования средней за четный месяц установленной электрической ощности ($\tau_э^м$) определяется по формуле

$$\tau_э^м = Э / N_у^{ср} , \qquad (7)$$

де $Э$ – выработка электроэнергии за отчетный месяц, тыс.кВт·ч (ск. п.44).

5. Число часов использования средней за четный месяц установленной тепловой мощности турбоагрегатов $\tau_т^м$ рассчитывается по формулам:

для групп и подгрупп оборудования с кодами 5, 10, 12, 21, 54, 57, 58 и 59

$$\tau_{т(i)}^м = Q_{т(i)} / Q_{у(i)}^{ср} , \qquad (8)$$

для групп и подгрупп оборудования с кодами 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 11, 16 и 17

$$\tau_{т(j)}^м = Q_{от(j)}^{отр} / Q_{у(j)}^{ср} ; \qquad (9)$$

для электростанции в целом

$$\tau_т^м = \frac{\Sigma Q_{т(i)} + \Sigma Q_{от(j)}^{отр}}{\Sigma \left[Q_{у(i)}^{ср} + Q_{у(j)}^{ср} \right]} , \qquad (10)$$

де $Q_т$ – общий отпуск тепла из отборов турбин внешним потребителям и на собственные производственные нужды, Гкал (ГДж), определяемый в соответствии с п. 49;

$Q_{от}^{отр}$ – отпуск тепла внешним потребителям отработавшим паром турбины, Гкал (ГДж), определяемый в соответствии с п. 8.

6. Суммарное количество тепла, отпущенного внешним потребителям $Q_{от}$, определяется в соответствии с "Правилами учета отпуска тепловой энергии: ПР 34-70-010-85" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1986).

Отпуск тепла внешним потребителям включает все его количество, отпущенное с паром различных параметров, сетевой и химически очищенной (обессоленной) водой, конденсатом и дистиллятом, за вычетом тепла, возвращенного по циклу с отработавшим паром, конденсатом, сетевой водой, а также исходной водой, восполняющей невозврат конденсата и потери сетевой воды.

К отпуску тепла внешним потребителям относится также отпуск его на хозяйственные нужды электростанции (отопление, вентиляция зданий, сооружений, находящихся на территории электростанции или на непосредственно прилегающей к ней территории, расход на которые не включается в собственные нужды или технологические потери тепла, связанные с его отпуском). Перечень составляющих расхода тепла на собственные нужды электростанции и технологических потерь тепла, связанных с его отпуском, приведен в приложении 5.

Качество возвращаемого потребителями пара и конденсата должно соответствовать требованиям договора, заключенного между потребителем и энергоснабжающей организацией. Возвращаемый пар или конденсат, не отвечающий по качеству договорным условиям, при отсутствии технической возможности использования его на энергоснабжающей организации, относится к невозврату.

При определении отпуска тепла внешним потребителям количество возвращаемого конденсата и его энтальпия должны определяться по показаниям средств измерения, установленных на границе раздела тепловых сетей энергоснабжающей организации и потребителя. Если средства измерения установлены не на границе раздела, то отпуск тепла определяется с учетом его потерь на участке сети от границы раздела до места установки средств измерения.

7. Отпуск тепла с горячей водой $Q_{от}^{гв}$ связан с дополнительным расходом топлива, обусловленным затратами электроэнергии на перекачку сетевой воды, конденсата подогревателей и другие технологические нужды теплофикационной установки.

Количество тепла, отпущенного с горячей водой, определяется в соответствии с "Правилами учета отпуска тепловой энергии: ПР 34-70-010-85" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1986).

8. Под отпуском тепла отработавшим паром $Q_{от}^{отр}$ понимается суммарный отпуск за счет пара, полностью или частично отработавшего в турбине: пара производственного и теплофикационного отборов, противодавления, нерегулируемых отборов и пара, поступившего в конденсатор. Отпуск тепла отработавшим паром турбины определяет выработку электроэнергии по теплофикационному циклу.

При определении значения отпуска тепла отработавшим паром необходимо учитывать следующее.

при отпуске внешним потребителям свежего или редуцированного пара от котлов отпуск тепла частично обеспечивается отборами турбин (нагрев возвращаемого конденсата и добавка воды, восполняющего его невозврат, в системе регенерации турбоагрегата);

если отпуск тепла от электростанции (подгруппы, группы оборудования) осуществляется только в виде горячей воды, подогреваемой только паром, частично или полностью отработавшим в турбине, в этом случае суммарный отпуск тепла внешним потребителям $Q_{от}$ (п 6) равен отпуску тепла с горячей водой $Q_{от}^{гв}$ (п 7) и равен отпуску тепла отработавшим паром $Q_{от}^{отр}$ (п. 8).

отпуск тепла внешним потребителям частично может быть обеспечен утилизированным теплом продувочной воды котлов за счет нагрева сететой воды в насосах.

Количество тепла, Гкал (ГДж), полученное водой за счет нагрева ее в сетевых и перекачивающих насосах, можно оценить по формуле

$$Q_{нас}^{гв} = q_{экв} Э_{сет} \eta_{эмн} 10^{-2}, \qquad (11)$$

где $q_{экв}$ - физический эквивалент 1 МВт ч, равный 0,86 Гкал/(МВт ч) [3,6 ГДж/(МВт ч)];

$Э_{сет}$ - расход электроэнергии на сетевые (перекачивающие) насосы, тыс.кВт.ч;

$\eta_{эмн}$ - электромеханический КПД насосов, %.

Пример определения отпуска тепла отработавшим паром приведен в приложении 4.

9. Отпуск тепла пиковыми водогрейными котлами электростанции, относимый к данному энергоблоку, подгруппе, группе оборудования определяется по формуле

$$Q_{от\,i}^{пвк} = Q_{от}^{пвк-97} \frac{\left[G_{св}\left(\iota_{св}^{пр} - \iota_{св}^{тфу}\right)\right]_i}{\sum_{n}^{i}\left[G_{св}\left(\iota_{св}^{пр} - \iota_{св}^{тфу}\right)\right]_i}, \qquad (12)$$

где $Q_{от}^{пвк-97}$ - отпуск тепла внешним потребителям пиковыми водогрейными котлами, указываемый в графе 9 по строке с кодом 97, Гкал (ГДж);

$$Q_{от}^{пвк-97} = Q_{пвк-20} - Q_{от}^{пот(пвк)} = Q_{пвк-20} \times \left(1 - \alpha_{пот}^{пвк} 10^{-2}\right) \qquad (13)$$

(здесь $Q_{пвк-20}$ - выработка тепла брутто пиковыми водогрейными котлами, указываемая в графе 89 по строке с кодом 20, Гкал (ГДж);

$Q_{от}^{пот(пвк)}$ - потери, связанные с отпуском тепла пиковыми водогрейными котлами, Гкал (ГДж);

$\alpha_{пот}^{пвк}$ - относительные потери, связанные с отпуском тепла пиковыми водогрейными котлами, %.

$$\alpha_{пот}^{пвк} = \frac{Q_{от}^{пот(пвк)}}{Q_{от}^{пвк}} 10^{2} \Big), \qquad (14)$$

$G_{св}$ - расход сетевой воды через теплофикационную установку группы, подгруппы оборудования, энергоблока, тыс. т;

$i_{св}^{пр}$, $i_{св}^{тфу}$ - энтальпия сетевой воды соответственно в подающем трубопроводе и за теплофикационной установкой группы, подгруппы оборудования, энергоблока, ккал/кг (кДж/кг).

6-9. В отпуск тепла с горячей водой входит отпуск тепла от ПВК, а также частично или полностью может входить отпуск тепла отработавшим паром. В отпуск тепла отработавшим паром частично или почти полностью (кроме отпуска тепла за счет нагрева воды в сетевых насосах и за счет утилизации тепла продувочной воды котлов) может входить отпуск тепла с горячей водой. Поэтому отношение

$$\gamma = \frac{Q_{от}^{гв} + Q_{от}^{отр} + Q_{от}^{пвк}}{Q_{от}} \qquad (15)$$

может изменяться от 0,05 (при отпуске тепла только от энергетических котлов свежим или редуцированным паром с полным возвратом конденсата) до 1,98 (при отпуске тепла только с горячей водой и использовании для ее подогрева пара из отборов турбоагрегатов и пиковых водогрейных котлов).

Контроль правильности заполнения граф 7-9

акета 15506-1 можно осуществлять с помощью эмограммы, изображенной на рис. П4.2 приложения 4.

10. Количество электроэнергии, отпущенной шин электростанции, $Э_{от}$ определяется как азность между количеством выработанной лектроэнергии (п. 44) и расходом ее на собственные нужды электростанции (п. 30 и приложение 6).

В расход электроэнергии на собственные жды электростанции включается также количество электроэнергии, полученной ею из энергосистемы. Поэтому для электростанций, которые потребляют бо́льшее количество электроэргии, чем вырабатывают, отпуск электроэнергии имеет отрицательное значение.

11, 12. Расход тепла на собственные нужды турбоагрегатов $Q_т^{сн}$ включает в себя составляющие, перечисленные в п. 1.1 приложения 5, определяется на основании показаний приборов, балансовых расчетов или нормативов по отдельным видам расходов тепла на собственные нужды.

В расход тепла на собственные нужды котлов $Q_к^{сн}$ включаются составляющие, перечисленные в п. 1.2 приложения 5.

В расход тепла на собственные нужды турбоагрегатов и котлов не включаются затраты тепла при их капитальных и средних ремонтах.

13. Номинальное значение расхода тепла на собственные нужды котлов $Q_к^{сн(н)}$ определяется по их энергетическим характеристикам при фактических нагрузках и значениях внешних факторов с корректировкой на плановые пуски котлов (см. приложение 7), их консервацию, поддержание в горячем резерве (при открытой компановке) при отрицательных значениях температуры наружного воздуха.

14. В расход электроэнергии на насосы теплофикационной установки включаются составляющие, перечисленные в разд. 3 приложения 6.

15, 19. На основе результатов сведения водяного и теплового балансов электростанции определяются группы, подгруппы оборудования, энергоблоки, которые в конечном результате отдают ($Q_{пер}^{отд}$) или принимают ($Q_{пер}^{пр}$) переток тепла. Конечное значение перетока определяется как результирующая всех принимаемых и отдаваемых перетоков. Для каждой отдельной группы, подгруппы оборудования, каждого энергоблока за данный период может иметь место только одна из величин: $Q_{пер}^{отд}$ или $Q_{пер}^{пр}$.

В первую очередь распределение общего расхода топлива между отпускаемыми электроэнергией $B_э$ и теплом $B_{тэ}$ производится для групп, подгрупп оборудования и энергоблоков, отдающих переток тепла

$$B_э = B\,K_э\,\frac{Э_{от}}{Э - Э_э^{сн}}, \qquad (16)$$

где B - количество топлива в условном исчислении, сожженного энергетическими котлами (п. 92), т;

$Э$, $Э_{от}$ - выработка и отпуск электроэнергии, тыс. кВт ч;

$Э_э^{сн}$ - расход электроэнергии на собственные нужды, связанный с производством электроэнергии (п. 31), тыс.кВт ч;

$K_э$ - коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_э = \frac{Q_э + Q_т^{сн} + \Delta Q_{э(отр)}\,10^3}{Q_э + Q_т^{сн} + \Delta Q_{э(отр)}\,10^3 + Q_{от}\left(100 - \alpha_{пвк} - \alpha_{нас} + \alpha_{пот}^{эк}\right) \times \ldots}$$

$$\ldots \frac{}{\times 10^{-2} + Q_{пер}^{отд}}, \qquad (17)$$

здесь $Q_э$ - расход тепла на производство электроэнергии (п. 87) Гкал(ГДж);

$Q_т^{сн}$ - расход тепла на собственные нужды турбоагрегатов, Гкал(ГДж);

$Q_{от}$ - суммарный отпуск тепла внешним потребителям, Гкал (ГДж);

$\alpha_{пвк}$, $\alpha_{нас}$ - доли отпуска тепла, обеспечиваемые соответственно ПВК и за счет нагрева сетевой воды в насосах теплофикационной установки, %:

$$\alpha_{пвк} = \frac{Q_{от}^{пвк}}{Q_{от}}\,10^2; \qquad (18)$$

$$\alpha_{нас} = \frac{Q_{нас}^{гв}}{Q_{от}}\,10^2, \qquad (19)$$

$\alpha_{пот}^{эк}$ - относительная величина потерь, %, связанных с отпуском тепла от энергетических котлов (см приложение 5);

$$\alpha_{пот}^{эк} = \frac{Q_{от}^{пот(эк)} 10^2}{Q_{от} - Q_{от}^{пвк} - Q_{нас}^{гв}}, \qquad (20)$$

$Q_{от}^{пвк}$ - отпуск тепла ПВК, отнесенный к данной группе, подгруппе оборудования, данному энергоблоку (п. 9), Гкал (ГДж);

$Q_{нас}^{гв}$ - см. формулу (11);

$Q_{от}^{пот(эк)}$ - технологические потери, связанные с отпуском тепла от энергетических котлов (см. приложение 5, п. 2), Гкал (ГДж);

$Q_{пер}^{отд}$ - количество тепла, отданное в виде перетока, Гкал (ГДж);

$\Delta Q_{э(отр)}$ - увеличение расхода тепла на производство электроэнергии при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям из отборов и от конденсаторов турбоагрегатов, тыс. Гкал (тыс. ГДж):

$$\Delta Q_{э(отр)} = \left[\sum Q_{отб\,i}\left(1-\xi_{i}\right)+Q_{ув}\left(1-\xi_{ув}\right)+\right.$$
$$\left.+\left(Q_{конд}-Q_{ув}\right)\right] 10^{-3} Q_{от}^{отр}/Q_{т}, \qquad (21)$$

здесь

$Q_{т}$ и $Q_{отб\,i}$ - количество тепла, отпущенного внешним потребителям и на собственные нужды, Гкал (ГДж), от турбоагрегатов всего и из отборов (см. пояснения к пп. 49-51);

$Q_{конд}, Q_{ув}$ - то же от конденсаторов всего, в том числе при работе с ухудшенным вакуумом (см. пояснения к п. 52);

$Q_{от}^{отр}$ - см. пояснения к п. 8;

ξ_{i} и $\xi_{ув}$ - коэффициент ценности тепла, отпускаемого из каждого отбора и от конденсатора при работе с ухудшенным вакуумом:

$$\xi_{i} = \frac{i_{отб\,i} + \Delta i_{пп} - i_{2к}}{i_{0} + \Delta i_{пп} - i_{2к}} \times$$
$$\times\left(1 + K\,\frac{i_{0} + \Delta i_{пп} - i_{отб\,i}}{i_{0} + \Delta i_{пп} - i_{2к}}\right), \qquad (22)$$

здесь i_{0} и $i_{отб\,i}$ - энтальпия пара перед турбоагрегатом и в каждом из отборов, ккал/кг (кДж/кг);

$\Delta i_{пп}$ - повышение энтальпии пара в промежуточном пароперегревателе (разность энтальпий пара перед ЦСД и за ЦВД турбоагрегата), ккал/кг (кДж/кг).

В числителе первой дроби формулы (22) член $\Delta i_{пп}$ применяется только для отборов, расположенных до промежуточного пароперегревателя, а в числителе второй дроби - только для отборов, расположенных за промежуточным пароперегревателем;

$i_{2к}$ - энтальпия пара в конденсаторе при фактической электрической мощности турбоагрегата, но при условии работы его в конденсационном режиме, ккал/кг (кДж/кг).

Для турбоагрегатов с противодавлением и ухудшенным вакуумом значение $i_{2к}$ условно принимается таким же, как и для конденсационных турбоагрегатов соответствующих параметров свежего пара;

K - коэффициент, зависящий от давления пара перед турбоагрегатом; его значение принимается следующим:

Давление пара перед турбоагрегатом, кгс/см^2	K
до 35	0,25
90	0,30
130	0,40
240	0,42

Значение $\xi_{ув}$ также определяется по формуле (22) с подстановкой в нее вместо $i_{отб\,i}$ энтальпии пара в конденсаторе $i_{ув}$ при работе турбоагрегата с ухудшенным вакуумом

$$B_{тэ} = (B - B_{э}) \frac{Q_{от}\left(100 - \alpha_{пвк} - \alpha_{нас} + \alpha_{пот}^{эк}\right)}{Q_{от}\left(100 - \alpha_{пвк} - \alpha_{нас} + \alpha_{пот}^{эк}\right) + Q_{пер}^{отд} 10^2} + B_{пвк} \qquad (23)$$

Расход условного топлива, эквивалентный отданному перетоку тепла, т

$$B_{пер}^{отд}=(B-B_э)\frac{Q_{пер}^{отд}}{Q_{от}(100-\alpha_{ПВК}-\alpha_{нас}+\alpha_{пот}^{эк})10^{-2}+Q_{пер}^{отд}}, \quad (24)$$

где $B_{ПВК}$ - расход условного топлива ПВК, отнесенный к данной группе, подгруппе оборудования, данному энергоблоку (п. 23), т.

Для групп, подгрупп оборудования и энергоблоков, принимающих переток тепла, расходы условного топлива, относимые на отпуск электроэнергии и тепла (т), определяются по формулам:

$$B_э=(B+B_{пер}^{пр})K_э\frac{Э_{от}}{Э-Э_э^{сн}}; \quad (25)$$

$$B_{тэ}=B+B_{пер}^{пр}+B_{ПВК}-B_э, \quad (26)$$

где $B_{пер}^{пр}$ - расход условного топлива, эквивалентный принятому перетоку тепла, т:

$$B_{пер}^{пр}=\frac{\sum B_{пер}^{отд}}{\sum Q_{пер}^{отд}}Q_{пер}^{пр} \quad (27)$$

[здесь $\frac{\sum B_{пер}^{отд}}{\sum Q_{пер}^{отд}}$ - средний по электростанции удельный расход условного топлива на тепло, отдаваемое в виде перетоков, т/Гкал (т/ГДж)].

16, 21. Фактические значения удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии $b_э$ (г/кВт ч) и тепла $b_{тэ}$ [кг/Гкал (кг/ГДж)] определяются по формулам

$$b_э=\frac{B_э}{Э_{от}}10^3; \quad (28)$$

$$b_{тэ}=\frac{B_{тэ}}{Q_{от}}10^3. \quad (29)$$

17, 18, 21, 22. Номинальные и нормативные значения удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии $b_э^н$, $b_э^{нр}$ (г/кВт·ч) и тепла $b_{тэ}^н$, $b_{тэ}^{нр}$ [(кг/Гкал (кг/ГДж)] определяются на основе энергетических характеристик оборудования в соответствии с утвержденным для каждой электростанции макетом (алгоритмом расчета этих показателей), пример которого приведен в приложении 10.

Для текущего нормирования удельных расходов топлива АО-энерго до начала очередного года может установить для входящих в него электростанций дифференцированные по кварталам (месяцам) значения коэффициента резерва тепловой экономичности оборудования $K_{рj}$ и степени его использования μ_{ij}

Значение $K_{рj}$ определяется по формуле

$$K_{рj}=K_р\pm\Delta K_{рj}, \quad (30)$$

где $\Delta K_{рj}$ - отклонение значения коэффициента резерва тепловой экономичности оборудования за каждый из кварталов (месяцев) от его среднегодового значения $K_р$ (утвержденного в составе нормативных материалов); характер изменения $\Delta K_{рj}$ принимается в соответствии с характером изменения отклонения фактических показателей работы оборудования от их номинальных значений за отдельные кварталы (месяцы) предшествующего года.

Значение μ_{ij} для каждого из кварталов (месяцев) устанавливается исходя из сроков выполнения мероприятий по реализации резерва тепловой экономичности оборудования, приведенных в нормативно-технической документации (НТД) по топливоиспользованию

Дифференцированные по кварталам (месяцам) значения коэффициентов резерва тепловой экономичности $K_{рj}$, а также степени их использования μ_{ij} устанавливаются с таким расчетом, чтобы выполнялись следующие условия:

$$K_р=\frac{\sum(K_{рj}\Pi_j)}{\sum\Pi_j}; \quad (31)$$

$$\mu_i=\frac{\sum(\mu_{ij}\Pi_j)}{\sum\Pi_j}, \quad (32)$$

где $K_р$ и μ_i - среднегодовые значения коэффициента резерва тепловой экономичности оборудования и степени его использования, утвержденные при пересмотре НТД по топливоиспользованию,

Π_j - прогноз значения определяющего показателя (выработка тепла для энергетических и

пиковых водогрейных котлов, отпуск электроэнергии) за отдельные кварталы (месяцы) года.

23, 24 Относимые к каждой i-ой группе оборудования общий расход топлива пиковыми водогрейными котлами $B_{ПВК\,i}$ и расход ими газа $B^{г}_{ПВК\,i}$ в условном исчислении (т) рассчитываются по формулам

$$B_{ПВК\,i} = B_{ПВК\text{-}97} \frac{Q^{ПВК}_{от}}{Q^{ПВК\text{-}97}_{от}} \qquad (33)$$

$$B^{г}_{ПВК\,i} = B^{г}_{ПВК\text{-}97} \frac{Q^{ПВК}_{от}}{Q^{ПВК\text{-}97}_{от}} \qquad (34)$$

где $B_{ПВК\text{-}97}$ и $B^{г}_{ПВК\text{-}97}$ – общий расход топлива пиковыми водогрейными котлами и расход ими газа в условном исчислении (т), указываемые по строке с кодом 97.

25-27. Указываются значения $\Delta Q_{э(отр)}$ [см. п. 15, 19, формулы (21) и (22)], эквивалентные отпуску тепла из производственного отбора и противодавления [при давлении пара более 3 кгс/см^2(0,3 МПа) $\Delta Q^{по}_{э(отр)}$ из теплофикационного отбора и противодавления [при давлении пара 3 кгс/см^2 (0,3 МПа) и менее] $\Delta Q^{то}_{э(отр)}$, а также общему отпуску тепла от конденсатора (при работе как с ухудшенным, так и нормальным вакуумом) $\Delta Q^{конд}_{э(отр)}$, тыс. Гкал:

$$\Delta Q^{конд}_{э(отр)} = \left[Q_{ув}\left(1-\xi_{ув}\right)+\left(Q_{конд}-Q_{ув}\right)\right] 10^{-3} Q^{отр}_{от} / Q_{т}. \qquad (35)$$

28 Указывается коэффициент увеличения расхода тепла на производство электроэнергии при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям из отборов и от конденсаторов турбоагрегатов

$$K_{отр(т)} \frac{\left(Q_{э}+Q^{сн}_{т}\right)10^{-3}+\Delta Q_{э(отр)}}{\left(Q_{э}+Q_{т}\right)10^{-3}}. \qquad (36)$$

29 Указывается коэффициент увеличения расхода топлива энергетическими котлами при фактическом отпуске тепла внешним потребителям, но при условном отсутствии отпуска его из отборов и от конденсаторов турбоагрегатов

$$K_{отр(к)} = \frac{\left(Q^{бр}_{к}-Q^{сн}_{к}\right)\eta_{тп}\,10^{-5}+\Delta Q_{э(отр)}}{\left(Q^{бр}_{к}-Q^{сн}_{к}\right)\eta_{тп}\,10^{-5}}. \qquad (37)$$

30. Суммарный расход электроэнергии на собственные нужды электростанции определяется по показаниям счетчиков трансформаторов собственных нужд. Если счетчики установлены на стороне низшего напряжения трансформаторов, то к их показаниям добавляются потери электроэнергии в трансформаторах, определенные расчетным путем.

Составляющие расхода электроэнергии на собственные нужды приведены в приложении 6.

В расход электроэнергии на собственные нужды электростанции не включаются.

потери электроэнергии в повышающих трансформаторах;

расход электроэнергии, связанный с работой генератора в режиме синхронного компенсатора;

расход электроэнергии на тиристорное и резервное возбуждение генераторов;

расход электроэнергии на механизмы базисного склада топлива, если на территории электростанции имеется дополнительный расходный склад;

расход электроэнергии на электродвигатели насосов подогревателей сетевой воды и перекачивающих насосов, установленных в теплосети вне территории электростанции;

расход электроэнергии на средний и капитальный ремонт оборудования, на механизмы центральных ремонтных мастерских электростанции;

расход электроэнергии на монтаж и предварительные испытания вновь установленного оборудования до вступления его в пусковой период;

затраты электроэнергии на механизмы районной котельной, входящей в состав электростанции;

расход электроэнергии на водоснабжение и освещение рабочих поселков, столовых и других непроизводственных и служебных помещений

Потери электроэнергии в повышающих трансформаторах и расход электроэнергии, связанный с работой генератора в режиме синхронного компенсатора, относятся к расходу элект-

роэнергии на ее транспорт в электрических сетях

Расход электроэнергии на собственные нужды районной котельной, входящей в состав электростанции или находящейся на самостоятельном балансе, относится к расходу на производственные нужды энергосистемы

Суммарный расход электроэнергии на собственные нужды (тыс кВт·ч) должен отвечать соотношению

$$Э^{сн} = Э_к^{сн} + Э_т^{сн} + Э_{тепл} + Э_{пар}, \qquad (38)$$

где $Э_к^{сн}$ - расход электроэнергии на собственные нужды энергетических котлов (п. 39, приложение 6), тыс. кВт·ч;

$Э_т^{сн}$ - расход электроэнергии на собственные нужды турбоагрегатов (п. 35, приложение 6), тыс. кВт·ч;

$Э_{тепл}$ - расход электроэнергии на насосы теплофикационной установки (приложение 6), тыс. кВт·ч;

$Э_{пар}$ - дополнительный расход электроэнергии на собственные нужды, связанный с отпуском тепла в виде пара (приложение 6), тыс. кВт·ч.

31, 33. При отсутствии перетоков тепла между группами оборудования расходы электроэнергии на собственные нужды, тыс. кВт·ч, относимые на производство электроэнергии $Э_э^{сн}$ и отпуск тепла $Э_{тэ}^{сн}$ определяются по формулам:

$$Э_э^{сн} = Э_к^{сн} K_э + Э_т^{сн}; \qquad (39)$$

$$Э_{тэ}^{сн} = Э^{сн} - Э_э^{сн} = Э_к^{сн}(1-K_э) + Э_{тепл} + Э_{пар}. \qquad (40)$$

При наличии перетоков тепла между группами оборудования (энергоблоками) расход электроэнергии на собственные нужды разделяется на расходы, относимые на производство электроэнергии и отпуск тепла, следующим образом:

определяются расходы электроэнергии, тыс. кВт·ч, на собственные нужды, связанные с выработкой тепла, отдаваемого в виде перетока каждой группой оборудования

$$Э_{отд(пер)}^{сн} = (1-K_э) Э_к^{сн} \times$$

$$\times \frac{Q_{пер}^{отд}}{Q_{от}\left(100 - \alpha_{пвк} - \alpha_{нас} + \alpha_{пот}^{эк}\right) 10^{-2} + Q_{пер}^{отд}}, \qquad (41)$$

рассчитываются расходы электроэнергии, тыс кВт·ч, на собственные нужды, дополнительно относимые на производство электроэнергии и отпуск тепла каждой группой оборудования, принимающей перетоки тепла

$$Э_{пр(пер)}^{сн} = \frac{\sum Э_{отд(пер)}^{сн}}{\sum Q_{пер}^{отд}} Q_{пер}^{пр}, \qquad (42)$$

где $\frac{\sum Э_{отд(пер)}^{сн}}{\sum Q_{пер}^{отд}}$ - средние по электростанции удельные затраты электроэнергии на отпуск тепла, отдаваемого в виде перетоков, тыс. кВт·ч/Гкал (тыс кВт ч/ГДж)

определяются расходы электроэнергии, тыс. кВт·ч, относимые на производство электроэнергии $Э_э^{сн}$ по формуле (39) и отпуск тепла $Э_{тэ}^{сн}$ для каждой группы оборудования, отдающей переток:

$$Э_{тэ}^{сн} = (1-K_э) Э_к^{сн} \frac{Q_{от}\left(100 - \alpha_{пвк} - \alpha_{нас} + \alpha_{пот}^{эк}\right)}{Q_{от}\left(100 - \alpha_{пвк} - \alpha_{нас} + \alpha_{пот}^{эк}\right) +} \cdot\cdot$$

$$\cdot\cdot \frac{}{+ Q_{пер}^{отд} 10^2} + Э_{тепл} + Э_{пар}; \qquad (43)$$

определяются значения $Э_э^{сн}$ и $Э_{тэ}^{сн}$, тыс кВт ч, для каждой группы оборудования, принимающей переток

$$Э_э^{сн} = Э_т^{сн} + K_э \left(Э_к^{сн} + Э_{пр(пер)}^{сн}\right), \qquad (44)$$

$$Э_{тэ}^{сн} = (1-K_э)\left(Э_к^{сн} + Э_{пр(пер)}^{сн}\right) + Э_{тепл} + Э_{пар} \qquad (45)$$

Таким образом, для каждой группы оборудования, отдающей переток, должно соблюдаться соотношение

$$Э_к^{сн} + Э_т^{сн} + Э_{пар} + Э_{тепл} = Э_э^{сн} + Э_{тэ}^{сн} + Э_{отд(пер)}^{сн}, \qquad (46)$$

а для каждой группы, принимающей переток,

$$Э_к^{сн} + Э_т^{сн} + Э_{пар} + Э_{тепл} = Э_э^{сн} + Э_{тэ}^{сн} - Э_{пр(пер)}^{сн} . \quad (47)$$

При указанном распределении расходов электроэнергии на собственные нужды уравнение их баланса соблюдается только по ТЭС в целом.

$$\Sigma Э^{сн} = \Sigma Э_э^{сн} + \Sigma Э_{тэ}^{сн} \quad (48)$$

32, 34 Номинальные значения расходов электроэнергии на собственные нужды, относимых на производство электроэнергии $Э_э^{сн(н)}$ и отпуск тепла $Э_{тэ}^{сн(н)}$ определяются по формулам, аналогичным приведенным в п 31, 33, исходя из номинальных значений расходов электроэнергии на собственные нужды турбоагрегатов $Э_т^{сн(н)}$ (п 36), котлов $Э_к^{сн(н)}$ (п 40) и на насосы теплофикационной установки $Э_{тепл}^{н}$, определенных на основе энергетических характеристик.

35, 39. Суммарные фактические расходы электроэнергии на собственные нужды турбоагрегатов $Э_т^{сн}$ и котлов $Э_к^{сн}$ определяются на основе показаний электросчетчиков отдельных механизмов собственных нужд. Измеренные общестанционные расходы распределяются между подгруппами оборудования и суммируются с показателями электросчетчиков отдельных механизмов собственных нужд соответствующей подгруппы

Составляющие расхода электроэнергии на собственные нужды ТЭС приведены в приложении 6

36, 40 Номинальные значения расходов электроэнергии на собственные нужды турбоагрегатов $Э_т^{сн(н)}$ и котлов $Э_к^{сн(н)}$ определяются на основе энергетических характеристик и увеличиваются на значения затрат электроэнергии при плановых пусках оборудования (приложение 7)

37, 38, 41, 42 Фактические значения расходов электроэнергии на циркуляционные $Э_{цн}$ и питательные электронасосы $Э_{пн}$ определяются на основе показаний электросчетчиков, а номинальные $Э_{цн}^{(н)}$ и $Э_{пн}^{(н)}$ - на основе энергетических характеристик

По энергоблокам, имеющим турбоприводы питательных насосов, в графах 41 и 42 указываются расходы электроэнергии на бустерные и пусковорезервные насосы

43 КПД брутто котлов, %, по прямому балансу определяется по формуле

$$\eta_к^{бр(пр)} = \frac{Q_к^{бр}}{B Q_{ут} + Q_{вн}} 10^2, \quad (49)$$

где $Q_к^{бр}$ - выработка тепла брутто котлами (п. 89), Гкал(ГДж);

B - количество топлива в условном исчислении, сожженного котлами (п. 92), т;

$Q_{ут}$ - теплота сгорания условного топлива, равная 7 Гкал/т (29,31 ГДж/т);

$Q_{вн}$ - количество тепла, Гкал(ГДж), дополнительно (сверх химического тепла топлива) внесенного в топку и включающее в себя тепло, полученное воздухом при его предварительном подогреве в калориферах $Q_{кф}$, физическое тепло предварительно подогретого топлива (мазута) $Q_{тл}$, тепло парового дутья ("форсуночного" пара) $Q_ф$, тепло пара, транспортирующего угольную пыль в топку $Q_{кп}$ или поданного в топку при обдувке поверхностей нагрева $Q_{обд\,п}$, тепло на испарение воды, поданной в топку для предотвращения образования оксидов азота Q_{NO_x} или при водяной обдувке и расшлаковке поверхностей нагрева $Q_{обд.в}$:

$$Q_{вн} = Q_{кф} + Q_{тл} + Q_ф + Q_{кп} + Q_{обд\,п} - Q_{NO_x} - Q_{обд.в}; \quad (50)$$

$$Q_{кф} = D_{кф}(\iota_{кф} - i_{к.кф})\eta_{кф} 10^{-5} \quad (51)$$

при наличии измерения расхода пара на калориферы,

$$Q_{кф} = 0{,}35 B_{нат} \alpha'_{вп} (t''_{кф} - t'_{кф})(Q_н^р + 6W^р) K_{пр} 10^{-6} \quad (52)$$

при отсутствии измерения расхода пара на калориферы,

$$Q_{тл} = B_{нат}^{м} C_{тл} t_{тл} 10^{-3}, \quad (53)$$

$$Q_ф = (B_{нат}^{м} d_ф + D_ф^{охл})(i_ф - \iota_{ух}) 10^{-3}, \quad (54)$$

$$Q_{кп} = B_{нат}^{тв} d_{кп} (i_{кп} - \iota_{ух}) 10^{-3}, \quad (55)$$

$$Q_{обд\,п} = D_{обд}(\iota_{обд\,п} - \iota_{ух}) 10^{-3}; \quad (56)$$

$$Q_{NO_x} = B_{нат} d_{NO_x} (\iota_{ух} - \iota_{NO_x}) 10^{-3}, \quad (57)$$

$$Q_{обд\,в} = G_{обд}(\iota_{ух} - \iota_{обд.в}) 10^{-3}, \quad (58)$$

$D_{кф}$ - расход пара на калориферы, т,

$\iota_{кф}$, $\iota_{к\,кф}$ - энтальпия пара и конденсата калориферов, ккал/кг (кДж/кг),

$B_{нат}$, $B^{м}_{нат}$, $B^{тв}_{нат}$ - количество топлива в натуральном исчислении, сожженное котлами всего, мазута, твердого, т,

$\alpha'_{вп}$ - избыток воздуха на входе в воздухоподогреватель; с достаточной точностью может быть принят равным коэффициенту избытка воздуха в режимном сечении $\alpha_{р}$ (п 104) для котлов с трубчатыми воздухоподогревателями и $\alpha_{р}+\Delta\alpha_{рвв}$ для котлов с регенеративными вращающимися воздухоподогревателями,

$Q^{р}_{н}$ - теплота сгорания рабочей массы топлива, ккал/кг (кДж/кг), при сжигании смеси топлив средняя теплота сгорания рассчитывается по формуле

$$Q^{р}_{н(см)}=\frac{B^{тв}_{нат}Q^{р}_{н(тв)}+B^{м}_{нат}Q^{р}_{н(м)}+G_{г}Q^{р}_{н(г)}}{B^{тв}_{нат}+B^{м}_{нат}+G_{г}\gamma_{г}}; \quad (59)$$

$G_{г}$, $\gamma_{г}$ - расход газа (тыс.м^3) и его плотность (кг/м^3);

$W^{р}$ - влажность рабочей массы топлива,%;

$K_{пр}$ - коэффициент пропорциональности; К=1, если $Q^{р}_{н}$ выражается в ккал/кг, К= 4,187, если $Q^{р}_{н}$ выражается в кДж/кг;

$t'_{кф}$, $t''_{кф}$ - температура воздуха на входе в калорифер и выходе из него, °С;

$t_{тл}$ - температура мазута, подаваемого в топку, °С;

$C_{тл}$ - теплоемкость мазута при $t_{тл}$, ккал/(кг·°С) [кДж/(кг.°С)];

$d_{ф}$, $d_{кп}$, d_{NO_x} - удельный расход пара, воды соответственно на распыл в форсунках 1 кг мазута, на транспорт пыли, полученной из 1 кг натурального топлива, и на подавление оксидов азота, образующихся при сжигании 1 кг топлива, кг,

$D^{охл}_{ф}$ - количество пара, израсходованного при охлаждении неработающих мазутных форсунок, т;

$D_{обд}$, $G_{обд}$ - количество пара и воды, поданных в топку при обдувке поверхностей нагрева, т, определяется по количеству обдувочных аппаратов, длительности и периодичности обдувок, часовому расходу пара или воды на один обдувочный аппарат;

$\iota_{ф}$, $\iota_{кп}$, $\iota_{обд\,п}\cdot\iota_{NO_x}$, $\iota_{обд\,в}$ - энтальпия пара и воды, используемых при распыле мазута, транспорте пыли высокой концентрации, обдувке поверхностей нагрева и подавлении оксидов азота, ккал/кг (кДж/кг);

$\iota_{ух}$ - энтальпия водяного пара при давлении и температуре уходящих газов, ккал/кг (кДж/кг)· при практических расчетах значения $i_{ух}$ обычно принимается равным 600 ккал/кг (2512 кДж/кг)

3.1.2. Показатели турбоагрегатов

44. Количество электроэнергии, выработанной турбоагрегатами электростанции за отчетный период, определяется по показаниям счетчиков генераторов. Сюда включается также выработка электроэнергии агрегатами, находящимися в стадии пуска и наладки и еще не принятыми по акту в эксплуатацию.

Никаких поправочных коэффициентов к показаниям счетчиков генераторов, помимо постоянных коэффициентов, указанных на счетчиках, вводить не допускается.

При работе генератора с тиристорным или резервным возбуждением для схем питания возбудителей от трансформаторов собственных нужд количество произведенной соответствующим генератором электроэнергии должно быть уменьшено на имевшийся за отчетный период расход электроэнергии на возбудители, так как этот расход должен входить в потери генератора. В

этом случае расход электроэнергии на собственные нужды, определенный по показаниям счетчиков трансформаторов собственных нужд, должен быть уменьшен на значение расхода электроэнергии на указанные возбудители.

45. Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу представляет собой выработку электроэнергии паром, отбираемым из регулируемых и нерегулируемых отборов (противодавления) и от конденсаторов турбоагрегатов:

для целей теплоснабжения (пар внешним потребителям, на подогреватели сырой, химически очищенной, обессоленной, сетевой воды, отпуск тепла от конденсаторов как при работе с ухудшенным, так и с нормальным вакуумом) и на хозяйственные нужды;

на собственные нужды электростанции (за исключением ПТН и ТВД);

для передачи в тепловые схемы других турбоагрегатов (перетоки тепла).

Кроме этого в количество выработки по теплофикационному циклу включается также выработка электроэнергии паром регенеративных отборов турбоагрегата (в том числе и регулируемых), используемого для подогрева возвращаемого конденсата внешних потребителей пара, конденсата сетевых подогревателей, подогревателей сырой, химически очищенной и обессоленной воды, потребителей собственных и хозяйственных нужд, а также добавка, восполняющего невозврат конденсата от внешних и внутристанционных потребителей до температуры питательной воды.

Количество электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу, тыс. кВт·ч, определяется по формуле

$$Э_{тф} = \frac{\sum_{i=1}^{K} D_{отб\,i}\left(t_0 + \Delta t_{пп} - t_{отб\,i}\right) + \sum_{j=1}^{\ell} D_{рег\,j}\left(t_0 + \beta_j \Delta t_{пп} - i_{рег\,j}^{св}\right)}{q_{экв}} \times$$

$$\times \eta_{эм} \frac{Э}{Э + Э_{t\,ПТН} + Э_{t\,ТВД}} 10^{-2}, \qquad (60)$$

где K - количество отборов, из которых отпускается пар для теплоснабжения, на собственные и хозяйственные нужды и другим потребителям сверх нужд регенерации;

t_0 - энтальпия свежего пара, ккал/кг (кДж/кг),

$D_{отб\,i}$ - количество пара, отпускаемого из каждого отбора (сверх регенерации), тыс. т;

$\Delta t_{пп}$ - приращение энтальпии пара в вторичном пароперегревателе (для турбоагрегатов без промперегрева и для отборов из ЦВД до промперегревателя $\Delta t_{пп}$ принимается равным нулю), ккал/кг (кДж/кг)

$t_{отб\,i}$ - энтальпия пара каждого отбора определяемая по фактическим значениям давления и температуры пара в отборе; при работе отбора в зоне влажного пара $t_{отб\,i}$ определяется по энергетической характеристике турбоагрегата при фактическом давлении пара, ккал/кг (кДж/кг);

ℓ - количество потоков конденсата, возвращаемого потребителями, и добавка, восполняющего невозврат поступающих в тепловую схему турбоагрегата;

$D_{рег\,j}$ - расход пара из отборов и противодавления турбоагрегата на регенерацию (нагрев до температуры питательной воды) каждого потока конденсата, возвращаемого от внешних и внутренних тепловых потребителей, и добавка, восполняющего невозврат (определяется по формуле (61), тыс. т,

β_j - безразмерный коэффициент, определяемый для турбин с промежуточным перегревом пара по формуле (62);

$i_{рег\,j}^{св}$ - средневзвешенная по расходам энтальпия пара регенеративных отборов, участвующих в подогреве каждого потока конденсата, возвращаемого от потребителей, и добавка, восполняющего невозврат, ккал/кг (кДж/кг),

$\eta_{эм}$ - электромеханический КПД турбоагрегата, %,

$Э$ - выработка электроэнергии (п 44), тыс кВт ч;

$q_{экв}$ - физический эквивалент, равный 860 ккал/(кВт ч) [3601 кДж/(кВт ч)],

$Э_{t\,ПТН}, Э_{t\,ТВД}$ - электроэнергия, эквивалентная внутренней мощности питательных турбонасосов и турбовоздуходувок

(см. пояснения к п. 87),
тыс. кВт.ч.

Расход пара на регенерацию каждого потока конденсата, возвращаемого от потребителей, и добавка, восполняющего невозврат, тыс т, определяется по формуле

$$D_{регj} = \frac{G_{кj}(\iota_{пв} - \iota_{кj} - \Delta\iota_{пн})}{\iota^{св}_{регj} - i_{пв} + \Delta\iota_{пн}}, \qquad (61)$$

где $G_{кj}$ - расход каждого потока конденсата, возвращаемого от потребителей, и добавка, восполняющего невозврат, поступающих в тепловую схему турбины, тыс. т;

$\iota_{пв}$ - энтальпия питательной воды за ПВД, ккал/кг (кДж/кг);

$i_{кj}$ - энтальпия каждого потока конденсата и добавка в месте ввода его в линию основного конденсата турбоагрегата, ккал/кг (кДж/кг);

$\Delta i_{пн}$ - повышение энтальпии воды в питательном насосе, ккал/кг (кДж/кг)

Безразмерный коэффициент для соответствующего потока конденсата, возвращаемого в тепловую схему турбин с промежуточным перегревом пара, определяется по формуле

$$\beta_j = \frac{(i'_{пв} - i_{кj})(i^{св}_{регj} - i_{пв})}{(i^{св'}_{регj} - i'_{пв})(i_{пв} - i_{кj})}, \qquad (62)$$

где $\iota'_{пв}$ - энтальпия питательной воды за последним (по ходу питательной воды) ПВД, подключенным к ЧСД, ккал/кг (кДж/кг);

$\iota^{св'}_{регj}$ - средневзвешенная энтальпия пара регенеративных отборов (за исключением отборов из ЦВД), осуществляющих подогрев каждого потока конденсата, возвращаемого от потребителей, от $\iota_{кj}$ до $i'_{пв}$, ккал/кг (кДж/кг).

Средневзвешенная энтальпия $i^{св}_{регj}$ для данной точки ввода в схему турбины конденсата, возвращаемого тепловыми потребителями, может быть с допустимой погрешностью принята постоянной, равной величине, определенной для расчетного номинального режима (при $N_т^{ном}$ $Q_т^{ном}$, $\iota_{кj}^{ном}$) В случае отклонения фактической энтальпии возвращаемого потребителями конденсата $\iota_{кj}$ от расчетной $\iota_{кj}^{ном}$ указанная выше средневзвешенная энтальпия [ккал/кг (кДж/кг)] корректируется с учетом изменения расхода пара на регенеративный подогреватель в который вводится возврат, на величину

$$\Delta\iota^{св}_{рег} = \frac{G_{кj}(\iota_{кj} - i^{ном}_{кj})}{D_{регj}(\iota_{отб,в} - \iota_{к,в})}(\iota^{св}_{регj} - \iota_{отб.б}), \qquad (63)$$

где $\iota_{отб,в}$, $\iota_{к,в}$ - энтальпия, соответственно, пара, поступающего на регенеративный подогреватель, в который вводится возврат конденсата от потребителя, и конденсата греющего пара этого подогревателя, ккал/кг (кДж/кг)

Пример расчета значений $\iota^{св}_{рег}$ для производственного и теплофикационного отборов приведен в приложении 4

Для тепловой схемы с предвключенной турбиной (рис. 1) выработка электроэнергии по теплофикационному циклу, тыс кВт ч, отнесенная к группе высокого давления, определяется по формуле

$$Э^{вд}_{тф} = \frac{\alpha(D_{отб2} + D_{роу})(\iota_{01} - \iota_2)}{q_{эквв}} \times$$

$$\times \eta_{эм}\, 10^{-2} + \alpha Э_{тф2}, \qquad (64)$$

где $\alpha = \frac{D_2\iota_2}{D_2\iota_2 + D_к\iota_{пе}}$ - доля тепла, поступающего в коллектор среднего (низкого) давления от предвключенной турбины;

$Э_{тф2}$ - выработка электроэнергии по теплофикационному циклу турбиной N°2 с учетом регенерации возвращаемого конденсата, определяется по формуле (60), МВт

В случае, если котлы среднего давления не работали или отсутствуют, входящий в расчетную формулу коэффициент α равен 1

46-48 Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу на паре производственного отбора $Э^{п}_{тф}$, на паре теплофикационного отбора $Э^{т}_{тф}$ и на тепле, отпущенном от конденсатора $Э^{конд}_{тф}$, определяется по формуле

(60) с подстановкой в нее соответствующих расходов и энтальпий пара

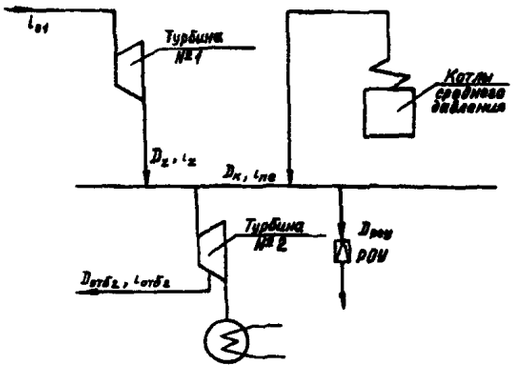

Рис.1. Принципиальная тепловая схема ТЭС с предвключенной турбиной

В выработку электроэнергии по теплофикационному циклу паром производственного отбора включается выработка паром регулируемого отбора, а также противодавления и нерегулируемых отборов с давлением свыше 3 кгс/см^2 (0,3 МПа).

В выработку электроэнергии по теплофикационному циклу паром теплофикационного отбора включается выработка паром регулируемого отбора, а также противодавления и нерегулируемых отборов с давлением до 3 кгс/см^2 (0,3 МПа) включительно.

В выработку электроэнергии по теплофикационному циклу на тепле, отпущенном от конденсатора, включается выработка за счет тепла, отпущенного от конденсатора (встроенного пучка) турбоагрегата как при ухудшенном, так и при нормальном вакууме.

Пример расчета выработки электроэнергии по теплофикационному циклу приведен в приложении 4.

49 Общий отпуск тепла турбоагрегатами включает в себя отпуск тепла (с учетом связанных с ним потерь) из регулируемых и нерегулируемых отборов, противодавления и конденсатора:

внешним потребителям (включая потребителей хозяйственных нужд электростанции) с паром и горячей водой,

на собственные нужды электростанции,

с перетокачи в тепловые схемы турбоагрегатов,

Общий отпуск тепла турбоагрегатами $Q_т$ равен сумме отпуска тепла из производственного отбора $Q_{по}$, теплофикационного отбора $Q_{то}$ и от конденсатора $Q_{конд}$:

$$Q_т = Q_{по} + Q_{то} + Q_{конд}. \qquad (65)$$

Пример расчета отпуска тепла из отборов турбоагрегата приведен в приложении 4.

50. Отпуск тепла, Гкал (ГДж), из производственного отбора с давлением пара более 3 кгс/см^2 определяется по формуле

$$Q_{по} = D^п_{отб} i_п - \sum_{j=1}^{m} G^п_{кj} i^п_{кj}, \qquad (66)$$

где $D^п_{отб}$ - суммарный расход пара производственного отбора, поступающего внешним потребителям, на пиковые подогреватели сетевой воды, на собственные и хозяйственные нужды электростанции, тыс. т;

$i_п$ - энтальпия пара в камере производственного отбора, ккал/кг (кДж/кг);

m - число потоков конденсата пара производственного отбора и добавка, восполняющего невозврат, поступающих в тепловую схему турбоагрегата;

$G^п_{кj}$ - расход каждого потока конденсата пара производственного отбора и добавка, восполняющего его невозврат, поступающих в тепловую схему турбоагрегата (возврат конденсата от внешних потребителей и от собственных нужд, конденсат пиковых подогревателей сетевой воды и т.п.), тыс. т;

$i^п_{кj}$ - энтальпия каждого потока конденсата, возвращаемого от потребителей, и добавка, восполняющего невозврат, поступающих в регенеративный подогреватель (деаэратор), подключенный к производственному отбору (в общем случае указанные потоки конденсата могут предварительно подогреваться в системе регенерации турбины, при этом в качестве $i^п_{кj}$ принимается энтальпия подогретого в системе регенерации конденсата, поступающего в подогреватель, подключенный к производственному отбору).

В отпуск тепла из производственного отбора включается также отпуск его сверх нужд регенерации из нерегулируемых отборов.

51. Отпуск тепла из теплофикационных отборов с номинальным давлением 3 кгс/см^2 (0,3 МПа) и менее включает в себя.

отпуск тепла потребителям от подогревателей сетевой воды, обеспечиваемых паром этого отбора (или паром двух отборов для турбин с двухступенчатым подогревом сетевой воды);

отпуск тепла на собственные и хозяйственные нужды, а также на нагрев подпиточной воды теплосети;

расход тепла на нагрев добавка, восполняющего невозврат от потребителей пара производственного отбора и других отборов более высокого потенциала, чем теплофикационный, отпускающих тепло потребителям.

Отпуск тепла из теплофикационного отбора (суммарный двух отборов для турбин с двухступенчатым подогревом сетевой воды) определяется из расчета материального и теплового балансов соответствующих теплообменников или потребителей собственных нужд (см. приложение 4).

В отпуск тепла из теплофикационного отбора включается также отпуск его сверх нужд регенерации из нерегулируемых отборов.

52. Отпуск тепла от конденсатора $Q_{конд}$, Гкал (ГДж), определяется по расходу и нагреву в конденсаторе сетевой воды, а также сырой или циркуляционной воды (направляемых на химводоочистку для восполнения невозврата конденсата от потребителей пара, внутристанционных потерь пара, конденсата и питательной воды) при работе как с ухудшенным, так и нормальным вакуумом.

53. Указывается время работы турбоагрегата $\tau^{т}_{раб}$ в генераторном режиме с выработкой активной мощности (с момента включения генератора в сеть до его отключения).

54. Указывается время нахождения в резерве $\tau^{т}_{рез}$, ч, каждого турбоагрегата и группы (сумма по отдельным турбоагрегатам), включая вращающийся резерв без выработки мощности (моторный режим).

55. Указывается время работы дубль-блоков с одним корпусом котла $\tau_{1к}$, ч.

56. Резерв экономии топлива в условном исчислении, т, вследствие вынужденной (не связанной с диспетчерским графиком и плановым ремонтом) работы энергоблока с одним корпусом котла определяется по формуле

$$\Delta B_{(\tau_{1к})} = \Delta b_{1к} \, Э_{от} \frac{Э_{1к}}{Э} 10^{-3}, \qquad (67)$$

где $\Delta b_{1к}$ - изменение номинального удельного расхода топлива при переходе с двухкорпусного на однокорпусный режим, определяемое по графику номинальных удельных расходов топлива, г/(кВт·ч);

$Э_{от}, Э, Э_{1к}$ - соответственно полный отпуск и полная выработка электроэнергии энергоблоком за отчетный период, а также выработка электроэнергии за время вынужденной работы блока с одним корпусом котла, тыс. кВт·ч.

57. Указывается число всех (плановых и неплановых) пусков турбоагрегатов $n_т$.

58. К плановым пускам $n^{(м)}_т$ относятся пуски турбоагрегатов или энергоблоков после плановых ремонтов и из резерва для покрытия диспетчерских графиков электрической и тепловой нагрузки. Все остальные пуски независимо от согласования останова с диспетчерской службой считаются неплановыми.

59. Для оборудования с поперечными связями здесь указывается резерв экономии топлива вследствие неплановых пусков турбоагрегатов. Он включает в себя суммарные эквивалентные затраты условного топлива, т, на все неплановые пуски турбоагрегатов за отчетный месяц:

$$\Delta B_{(n_т)} = \sum_{i=1}^{n^{непл}_т} B_{т\,пуск\,i}, \qquad (68)$$

где $B_{т\,пуск\,i}$ - эквивалентные затраты условного топлива на каждый неплановый пуск турбоагрегата, т. Их ориентировочные значения приведены в приложении 7 (табл. П7.4);

$n^{непл}_т$ - количество неплановых пусков турбоагрегатов.

Суммарные эквивалентные затраты топлива на неплановые пуски энергоблоков целиком указываются в показателях котлов, поэтому по энергоблокам в графе 59 проставляются нули.

60. Давление свежего пара перед каждым турбоагрегатом определяется за отчетный период как среднеарифметическое значение.

Для энергоблоков, работающих на скользящем давлении, давление перед турбоагрегатом указывается без учета режима скользящего давления.

Значение давления свежего пара по подгруппе и группе турбоагрегатов определяется

как средневзвешенное по расходу пара на отдельные турбоагрегаты.

61. В качестве номинального значения давления свежего пара перед турбоагрегатом указывается значение, установленное заводом-изготовителем или утвержденное для данной электростанции Департаментом эксплуатации энергосистем и электростанций РАО "ЕЭС России".

62. Резерв экономии топлива в условном исчислении, т, вследствие отклонения фактического давления свежего пара от номинального значения определяется по формулам:

для конденсационных энергоблоков

$$\Delta B_{(p_0)} = b_э^{бл} \, Э_{от}^{бл} \, \alpha q_{т(p_0)}^{бл} \, 10^{-5}; \qquad (69)$$

для теплофикационных энергоблоков

$$\Delta B_{(p_0)} = b_э^{бл} \, Э_{от}^{бл} \, \frac{\Delta q_{т(p_0)}^{бл}}{q_т^{бл}} \, 10^{-3}, \qquad (70)$$

для турбоагрегатов подгрупп оборудования с поперечными связями

$$\Delta B_{(p_0)} = b_э^{пг} \, Э_{от}^{пг} \, \frac{\Delta q_{т(p_0)}^{та}}{q_т^{пг}} \, \frac{Э^{та}}{Э^{пг}} \, 10^{-5}, \qquad (71)$$

где $b_э^{бл}$, $b_э^{пг}$ - удельный расход топлива на отпуск электроэнергии энергоблоком, подгруппой оборудования с поперечными связями, г/(кВт·ч);

$Э_{от}^{бл}$, $Э_{от}^{пг}$ - отпуск электроэнергии энергоблоком, подгруппой оборудования с поперечными связями, тыс. кВт ч;

$\alpha q_{т(p_0)}^{бл}$ - поправка к расходу тепла на производство электроэнергии на отклонение давления свежего пара перед турбоагрегатом от номинального значения, определяемая по энергетической характеристике турбоагрегата, %;

$\Delta q_{т(p_0)}^{бл}$, $\Delta q_{т(p_0)}^{та}$ - то же к удельному расходу тепла на производство электроэнергии, ккал/(кВт ч);

$Э^{та}$, $Э^{пг}$ - выработка электроэнергии энергоблоком, подгруппой оборудования с поперечными связями, тыс.кВт ч;

$q_т^{пг}$ - удельный расход тепла на производство электроэнергии подгруппой оборудования с поперечными связями, ккал/(кВт·ч)

Для турбоагрегатов с противодавлением резерв экономии условного топлива, т, вследствие отклонения давления свежего пара от номинального значения обусловливается необходимостью замещения недовыработки электроэнергии по теплофикационному циклу конденсационной выработкой:

$$\Delta B_{(p_0)} = \frac{\Delta Э_{тф(p_0)}^{та} \left(\Delta q_{кн}^{пг} - \Delta q_{тф} \right)}{Q_{ут} \, \eta_к^{бр}} \, 10^2, \qquad (72)$$

где $\Delta Э_{тф(p_0)}^{та}$ - недовыработка электроэнергии противодавленческим турбоагрегатом из-за отклонения давления свежего пара от номинального значения (см. пояснения к п. 65), тыс. кВт·ч;

$\Delta q_{кн}^{пг}$ - средний относительный прирост расхода тепла брутто на выработку электроэнергии по конденсационному циклу для замещающей подгруппы на электростанции или в энергосистеме Гкал/(МВт·ч) [ГДж/(МВт·ч)];

$\Delta q_{тф}$ - относительный прирост по теплофикационному циклу, который может быть принят равным 0,87 Гкал/(МВт·ч) [3,64 ГДж/(МВт·ч)].

$\eta_к^{бр}$ - средний КПД брутто котлов замещающей подгруппы оборудования, %

63 Давление пара в камере регулируемого производственного отбора или противодавлении турбины $p_п$ определяется за отчетный период как средневзвешенное по тепловой нагрузке отбора (при отсутствии резких колебаний графика тепловой нагрузки давление допускается определять как среднеарифметическое).

Для конденсационных турбоагрегатов указывается давление в камере того нерегулируемого отбора (с давлением выше 3 кгс/см^2), из которого осуществляется отпуск пара внешним потребителям, на собственные или хозяйственные нужды.

64. Номинальное давление пара в производственном отборе $p_п^{(н)}$ определяется как ми-

...ходимо необходимое, обеспечивающее заданное ...ребителем давление с учетом номинальных ...терь давления в трубопроводах и режима ра... турбоагрегата.

При отпуске тепла из нерегулируемого от...ра номинальное значение давления в нем ука...вается равным фактическому.

65. Резерв экономии топлива $\Delta B_{(P_п)}$ вслед...ствие отклонения фактического давления пара в регулируемом производственном отборе турбоаг...регата от номинального значения определяется по формуле

$$\Delta B_{(P_п)} = B_э^{пг} \, Э_{от}^{пг} \frac{\Delta Э_{тф(P_п)}^{та} \left(\Delta q_{кн}^{та} - \Delta q_{тф}^{та} \right)}{q_т^{пг} \, Э^{пг}}, \qquad (73)$$

где $B_э^{пг}, Э_{от}^{пг}$ – пп. 16, 10;

$\Delta Э_{тф(P_п)}^{та}$ – недовыработка электроэнергии турбоагрегатом по теплофикационному циклу вследствие повышенного по сравнению с номинальным давления в регулируемом отборе, тыс. кВт·ч;

$\Delta q_{кн}^{та}; \Delta q_{тф}^{та}$ – относительные приросты расхода тепла брутто на выработку электроэнергии турбоагрегатом по конденсационному и теплофикационному циклам, Гкал/(МВт·ч)[ГДж/(МВт·ч)];

$q_т^{пг}$ – см. пояснения в п. 87.

В общем случае недовыработка электроэнергии по теплофикационному циклу $\Delta Э_{тф}$ может быть подсчитана как разность значений выработки по теплофикационному циклу, определенных по формуле (60) с подстановкой номинального и фактического значений энтальпий свежего пара и пара отборов.

66. Давление пара в камерах регулируемых теплофикационных отборов $P_т$ определяется за отчетный период как средневзвешенное по тепловой нагрузке отборов.

По турбоагрегатам с двухступенчатым подогревом сетевой воды (Т-250-240; на давление свежего пара 130 кгс/см^2: типа Т мощностью 50, 55, 100, 110, 120, 175, 180, 185 МВт; типа ПТ мощностью 50, 80, 135 МВт и др.) указывается давление в верхнем отборе при двухступенчатом режиме и в нижнем – при одноступенчатом режиме подогрева сетевой воды.

Для конденсационных турбоагрегатов указывается давление в камере того нерегулируемого отбора (с давлением менее 3 кгс/см^2), из которого осуществляется отпуск тепла внешним потребителям, на собственные или хозяйственные нужды.

67. Номинальное давление пара в теплофикационных отборах $P_т^{(н)}$ определяется исходя из заданной температуры прямой сетевой воды с учетом температурных напоров сетевых подогревателей, определенных по энергетическим характеристикам, и номинальных потерь давления в паропроводах.

При отпуске тепла из нерегулируемого отбора номинальное значение давления в нем указывается равным фактическому.

68. Резерв экономии топлива $\Delta B_{(P_т)}$ вследствие отклонения давления пара в регулируемом теплофикационном отборе от номинального значения определяется по формуле, аналогичной формуле (73).

69. Расход свежего пара на турбоагрегаты D_0 определяется на основе результатов непосредственных измерений и сведения пароводяного баланса электростанции (подгруппы, группы оборудования).

70. Температура свежего пара перед турбиной t_0 определяется за отчетный период как среднеарифметическая величина.

71. В качестве номинального значения температуры свежего пара перед турбоагрегатом $t_0^{(н)}$ указывается значение, установленное заводом-изготовителем или утвержденное для данной электростанции Департаментом эксплуатации энергосистем и электростанций РАО "ЕЭС России".

72. Резерв экономии топлива $\Delta B_{(t_0)}$ вследствие отклонения температуры свежего пара от номинального значения рассчитывается по формулам, аналогичным (69-72).

73. Температура пара после пароперегрева $t'_{цсд}$ определяется за отчетный период как среднеарифметическая величина.

74. В качестве номинального значения температуры пара после пароперегрева $t'^{(н)}_{цсд}$ указывается значение, установленное заводом изготовителем, определенное по энергетической характеристике или утвержденное для данной электростанции Департаментом эксплуатации энергосистем и электростанций РАО "ЕЭС России".

75. Резерв экономии топлива $\Delta B_{(t'_{цсд})}$ вследствие отклонения фактической температуры пара после пароперегрева от номинального значения рассчитывается по формулам, аналогичным (69-72).

76. Давление отработавшего пара в конденсаторе P_2 [кгс/см^2 (кПа)] каждого турбоагрегата измеряется с помощью датчиков абсолютного давления или определяется по показаниям вакуумметра и барометра по формуле

$$P_2 = \frac{P_б - H}{K_p}, \qquad (74)$$

где $P_б$ - показания барометра, мм рт. ст.;

H - показания вакуумметра (подключенного к горловине конденсатора), мм рт. ст ;

K_p - коэффициент перевода, равный 735,6 мм рт. ст/(кгс/см^2) (7,5 мм рт.ст/кПа).

Давление отработавшего пара по группе оборудования определяется как средневзвешенное по конденсационной выработке электроэнергии из средних значений давлений по каждому турбоагрегату.

77 . Номинальное значение давления пара в конденсаторе $P_2^{(н)}$ определяется по характеристикам конденсаторов турбоагрегатов:

при оптимальном расходе охлаждающей воды;

при оптимальной (паспортной) поверхности охлаждения чистого конденсатора;

при нормативной температуре охлаждающей воды для оборотных схем циркуляционного водоснабжения и при фактической температуре для прямоточных.

78. Резерв экономии топлива $\Delta B_{(P_2)}$ вследствие отклонения фактического давления пара в конденсаторе турбоагрегата от номинального значения (из-за недостаточного количества охлаждающей воды и повышенного температурного напора) рассчитывается по формуле

$$\Delta B_{(P_2)} = b_э^{нг} Э_{от}^{нг} \frac{\Delta Q_{э(P_2)}^{та} \tau_{раб}^{т}}{q_т^{нг} Э^{нг}}, \qquad (75)$$

где $q_т^{нг}, Э^{нг}$ - см. пояснения к пп. 87, 44;

$b_э^{нг}, Э_{от}^{нг}, \tau_{раб}^{т}$ - пп. 16, 10, 53;

$\Delta Q_{э(P_2)}^{та}$ - поправка на отклонение давления отработавшего пара конденсационного или теплофикационного турбоагрегата, Гкал/ч (ГДж/ч);

$$\Delta Q_{э(P_2)}^{та} = \Delta Q_{кн}^{та} = \Delta q_{кн_1}^{та} \Delta N_{P_2} + \left(\Delta q_{кн_2}^{та} - \Delta q_{кн_1}^{та}\right) \Delta N_{P_2}; \qquad (76)$$

ΔN_{P_2} - изменение мощности, соответствующее отклонению давления в конденсаторе от номинального, МВт;

$\Delta q_{кн_1}^{та}, \Delta q_{кн_2}^{та}$ - первый и второй относительные приросты тепла на производство мощности брутто по конденсационному циклу турбоагрегата, Гкал/(МВт ч) [ГДж/(МВт ч)].

При средней мощности турбоагрегата, большей той, при которой происходит излом характеристики, т.е. соответствующей второму относительному приросту, следует учитывать оба слагаемых формулы (76), а при меньшей - только первое слагаемое.

Значения относительного прироста определяются по энергетическим характеристикам. Изменение мощности ΔN_{P_2} определяется по сетке поправок на вакуум.

79, 80. Указывается средняя температура охлаждающей воды (°С) на входе в конденсатор t_1 и выходе из него t_2 .

81. Температурный напор δt в конденсаторе турбоагрегата (°С) определяется по формуле

$$\delta t = t_к - t_2, \qquad (77)$$

где $t_к$ - температура насыщения пара при фактическом давлении в конденсаторе, °С;

t_2 - температура охлаждающей воды после конденсатора, °С.

82. Номинальное значение температурного напора $\delta t^{(н)}$ в конденсаторе турбоагрегата (°С) определяется по его характеристике.

83. Резерв экономии топлива $\Delta B_{(\delta t)}$ вследствие отклонения фактического температурного напора в конденсаторе турбоагрегата от номинального значения определяется согласно рекомендациям п. 78 и учитывает изменение давления в конденсаторе $P_2 = f(\Delta t_2'')$, обусловленное повышением температуры насыщения в нем на значение $\Delta t_2'' = \delta t - \delta t^{(н)}$.

84. Указывается средневзвешенное значение температур питательной воды за ПВД (после обвода) и в линии холодного питания, $t_{пв}$ (°С)

85 Номинальное значение температуры питательной воды (за ПВД) $t_{пв}^{(н)}$ определяется по энергетическим характеристикам турбоагрегатов.

86 Резерв экономии топлива $\Delta B_{(t_{пв})}$ вследствие отклонения фактической температуры питательной воды от номинального значения

определяется по формулам, аналогичным (69-72). В формулы подставляются определяемые по энергетическим характеристикам турбоагрегатов поправки на недогрев питательной воды в ПВД - $\alpha q_{т(t_{пв})}$ и $\Delta q_{т(t_{пв})}$, а также недовыработка электроэнергии турбоагрегатом с противодавлением из-за недогрева питательной воды - $\Delta Э_{тф(t_{пв})}$.

Резерв экономии топлива, обусловленный работой турбоагрегата с отключенными ПВД, также рассчитывается по формулам (69-72) с подстановкой в них поправок на отключение группы ПВД. Для теплофикационных турбоагрегатов расчет ведется по формуле (73), в которую подставляется значение $\Delta Э_{тф(t_{пв})}$, равное

$$\Delta Э_{тф(t_{пв})} = \frac{\Sigma\left[(i_0 - i_{ПВД\,j})\, D_{ПВД\,j}\right]\eta_{эм}\, 10^{-2}}{q_{эквв}}, \qquad (78)$$

где i_0 - энтальпия свежего пара, ккал/кг (кДж/кг);

$i_{ПВД\,j}$ - энтальпия пара отбора, подаваемого на каждый из ПВД, ккал/кг (кДж/кг);

$D_{ПВД\,j}$ - расчетный расход пара на каждый из ПВД за период их простоя (расход, который имел бы место при их работе), т;

$q_{эквв}$ - см. пояснения к формуле (11).

87. Удельный расход тепла брутто на производство турбоагрегатом электроэнергии $q_т$ (ккал/(кВт·ч) [кДж/кВт·ч]) определяется по формуле

$$q_т = \frac{Q_э^0}{Э + Э_{i\,ПТН} + Э_{i\,ТВД}}\, 10^3, \qquad (79)$$

где $Q_э^0$ - сумма расходов тепла на выработку электроэнергии $Q_э$ и на турбоприводы питательных насосов $Q_{ПТН}$ и воздуходувок $Q_{ТВД}$, работающих на паре отборов турбоагрегатов, Гкал (ГДж).

$$Q_э^0 = D_0 i_0 + D_{пп}(i'_{цсд} - i''_{цвд}) + G_{впр} \times$$

$$\times (i'_{цсд} - i_{впр}) - G_{пв} i_{пв} - Q_т + Q_{пр}, \qquad (80)$$

здесь D_0 - расход свежего пара, поступающего на турбоагрегат, тыс.т;

i_0 - энтальпия свежего пара перед турбиной, ккал/кг (кДж/кг);

$D_{пп}$ - расход пара, поступающего во вторичный (промежуточный) перегреватель, тыс. т;

$i'_{цсд}, i''_{цвд}$ - энтальпия пара соответственно на входе в ЦСД (после прокперегрева) и на выходе из ЦВД (до прокперегрева), ккал/кг (кДж/кг);

$G_{впр}$ - расход питательной воды на впрыск во вторичный пароперегреватель, тыс.т;

$i_{впр}$ - энтальпия питательной воды, поступающей на впрыск, ккал/кг (кДж/кг);

$G_{пв}$ - расход питательной воды, тыс.т;

$i_{пв}$ - энтальпия питательной воды, ккал/кг (кДж/кг);

$Q_т$ - см. п. 49;

$Q_{пр}$ - количество тепла, поступившее в тепловую схему турбины с другими потоками: выпаром расширителей непрерывной продувки, концентратом продувочной воды котлов, охлаждения установок дробеочистки, леток, горелок, котлов, при растопках котлов с перетоками и др., Гкал (ГДж);

$Э$ - выработка электроэнергии турбоагрегатом, тыс. кВт·ч;

$Э_{i\,ПТН}, Э_{i\,ТВД}$ - электроэнергия, эквивалентная внутренней мощности турбоприводов, соответственно питательных насосов и воздуходувок для энергоблоков, оснащенных ПТН и ТВД, тыс. кВт.ч.

При отсутствии на паропроводах холодного прокперегрева измерительного сужающего устройства значение $D_{пп}$ может быть определено по данным типовых энергетических характеристик $\left[D_{пп} = f(D_0)\right]$ или по экспериментальным зависимостям $\left[D_{пп} = f(p^{цсд}_{рег.})\right]$ от фактического давления в регулирующей ступени ЦСД. В зависимости от конкретной тепловой схемы необходимо учесть наличие отпуска пара из тракта вторичного перегрева на собственные нужды или внешним потребителям.

Значения $Э_{i\,ПТН}$ и $Э_{i\,ТВД}$ при наличии измерения расхода пара на ПТН и ТВД определяются для противодавленческого и конденсационного турбоприводов соответственно по формулам (тыс.кВт·ч):

$$Э_{i\,ПТН,ТВД} = \frac{K_{ПУ} D_{ПТН,ТВД} (i'_{ПТН,ТВД} - i''_{ПТН,ТВД})}{q_{экв}}, \quad (81)$$

$$Э_{i\,ПТН,ТВД} = \frac{K_{ПУ} D_{ПТН,ТВД} (i'_{ПТН,ТВД} - \Delta i_2 - i^{к}_{ПТН,ТВД})}{q_{экв}}, \quad (82)$$

где $K_{ПУ}$ - коэффициент, учитывающий протечки пара через переднее уплотнение турбопривода (принимается по паспортным данным или по результатам испытаний в пределах 0,99-0,995);

$D_{ПТН,ТВД}$ - расход пара на турбопривод ПТН и ТВД, тыс.т;

$i'_{ПТН,ТВД}$ - энтальпия пара, поступающего на ПТН или ТВД, ккал/кг (кДж/кг);

$i''_{ПТН,ТВД}$ - энтальпия пара на выхлопе противодавленческого турбопривода ПТН и ТВД, ккал/кг (кДж/кг);

$q_{экв}$ - см. пояснения к формуле (11);

Δi_2 - тепло, отдаваемое отработавшим паром в конденсаторе конденсационного турбопривода ПТН или ТВД, ккал/кг (кДж/кг);

$i^{к}_{ПТН,ТВД}$ - энтальпия конденсата в конденсаторе турбопривода ПТН, ТВД, ккал/кг (кДж/кг).

Усредненное значение Δi_2 (определяемое как $\Delta i_2 = i'' - i^{к}_{ПТН,ТВД}$, где i'' - энтальпия отработавшего пара в конденсаторе турбопривода ПТН) устанавливается по результатам испытаний или на основе заводских данных в пределах 530-550 ккал/кг (2220-2300 кДж/кг).

При отсутствии измерения расхода пара на ПТН значение $Э_{i\,ПТН}$ (тыс.кВт·ч) можно определять по формуле

$$Э_{i\,ПТН} = N_{i\,ПТН} \tau_{ПТН}, \quad (83)$$

где $N_{i\,ПТН}$ - среднее за отчетный период значение внутренней мощности, определяемой из графика $N_{i\,ПТН} = f(G_{ПВ})$ энергетической характеристики турбоагрегата, тыс. кВт;

$\tau_{ПТН}$ - время работы турбонасоса, ч.

Расход тепла на турбопривод питательного насоса (воздуходувки) определяется по формуле

$$Q_{ПТН(ТЗД)} = q_T Э_{i\,ПТН(ТЗД)} 10^{-3} \quad (84)$$

В среднем по подгруппе (группе) оборудования значение $q_T^{пг}$ определяется как средневзвешенная величина

$$q_T^{пг} = \sum_{i=1}^{i} q_{Ti} Э_i \Big/ \sum_{i=1}^{i} Э_i . \quad (85)$$

Формула (80), используемая при определении q_T, не соответствует тепловому балансу турбоагрегата: ее расходная часть содержит (в члене Q_T), а приходная часть не содержит подвода тепла за счет повышения энтальпии воды в питательном насосе. В результате значение q_T является заниженным по сравнению с реальными (физическими) затратами тепла.

Необходимость использования формулы (80) обусловлена тем, что ее применяют заводы-изготовители, на ее базе рассчитаны значения q_T для типовых и индивидуальных энергетических характеристик турбоагрегатов всех типов (кроме типа Р).

Значение q_T для турбоагрегатов с противодавлением и с ухудшенным вакуумом также должно соответствовать формулам (79) и (80), несмотря на то, что оно в ряде случаев будет ниже теоретического [860 ккал/(кВт ч)]. Это обеспечивает единый подход к определению q_T для турбоагрегатов всех типов, облегчает составление теплового баланса подгруппы (группы) оборудования при наличии в ней турбоагрегатов с противодавлением и с ухудшенным вакуумом.

88. Номинальное значение удельного расхода тепла брутто турбоагрегатом на производство электроэнергии $q_T^{(н)}$ (ккал/(кВт ч) [кДж/(кВт ч)]) определяется для средних за период электрической и тепловой нагрузок по энергетической характеристике для номинальных значений параметров свежего пара и давлений в регулируемых отборах и в конденсаторе (см. пп. 61, 64, 67, 71, 74 и 77).

При определении значения $q_T^{(н)}$ должны быть учтены:

работа энергоблока на скользящих давлении свежего пара;

работа турбины дубль-блока с одним корпусом котла по диспетчерскому графику;

плановые пуски энергоблока (см. приложение 7);

старение оборудования.

Поправка к исходно-номинальному значению удельного расхода тепла на производство тур-

боагрегатом электроэнергии $q_т^{исх}$ на его старение $\Delta q_{т(рес)}$, ккал/(кВт ч) [кДж/(кВт ч)], рассчитывается по формуле

$$\Delta q_{т(рес)} = q_т^{исх} \ell \tau_{рес}^{т} 10^{-5}, \qquad (86)$$

где ℓ - коэффициент износа, принимаемый равным 0,0025 для турбоагрегатов, работающих с противодавлением и ухудшенным вакуумом, и 0,0085 для остальных турбоагрегатов, % / 1000 ч;

$\tau_{рес}^{т}$ - продолжительность работы турбоагрегата (в часах) на конец отчетного периода (отработавшего с начала эксплуатации более 35 тыс. ч) от даты составления энергетических характеристик. Если продолжительность работы с начала эксплуатации, равная 35 тыс. ч, достигается в течение отчетного периода, то вместо $\tau_{рес}^{т}$ принимается значение ($\tau_{из}^{т}$ - 35000), при этом имеется в виду, что $\tau_{из}$ - продолжительность работы турбоагрегата от начала эксплуатации до конца отчетного периода, ч.

Если для турбоагрегатов, работающих с противодавлением или ухудшенным вакуумом, исходно-номинальное значение удельного расхода тепла на производство электроэнергии $q_т^{ис}$ рассчитано исходя из физического эквивалента $q_{экв}$ [860 ккал/(кВт ч) [3600 кДж/кВт ч)] и потерь тепла через концевые уплотнения и изоляцию турбоагрегата $\Delta Q_{проч}$ [Гкал/ч (ГДж/ч)], т.е.

$$q_т^{исх} = \frac{q_{экв}}{\eta_{эм}} 10^2 + \frac{\Delta Q_{проч}}{N_т} 10^3, \qquad (87)$$

то его номинальное значение $q_т^{(н)}$ следует определять по формуле

$$q_т^{(н)} = q_т^{исх} - \frac{\bar{D}_0 \Delta i_{пн}}{N_т} + \Delta q_{т(рес)}, \qquad (88)$$

где $\bar{D}_0^*$ - расход пара на турбоагрегат, т/ч;

$\Delta i_{пн}$ - указанное в условиях построения энергетической характеристики турбоагрегата повышение энтальпии воды в питательном насосе ккал/кг (кДж/кг).

3 1.3 Показатели котлов

89 Выработка тепла брутто котлом, Гкал (ГДж), определяется по формуле

$$Q_к^{бр} = D_{пе}(\iota_{пе} - i_{пв}) + D_{пп}(\iota''_{пп} - \iota'_{пп}) + G_{пр} \times (\iota_{пр} - \iota_{пв}) + G_{впр}(\iota'' - \iota_{впр}) + Q_к^{от}, \qquad (89)$$

где $D_{пе}$ - количество выработанного перегретого пара, тыс т,

$D_{пп}$ - расход пара на входе в промежуточный пароперегреватель котла (при отсутствии на паропроводах холодного промперегрева измерительного органа значение $D_{пп}$ определяется в соответствии с пояснениями к п. 87), тыс т,

$G_{пр}$ - количество продувочной воды, тыс т,

$G_{впр}$ - расход воды на впрыск во вторичный пароперегреватель, тыс т;

$\iota_{пе}$ - энтальпия перегретого пара, ккал/кг (кДж/кг);

$\iota_{пв}$ - энтальпия питательной воды, ккал/кг (кДж/кг),

$i'_{пп}, i''_{пп}$ - энтальпия пара, поступающего во вторичный пароперегреватель котла и выходящего из него, ккал/кг (кДж/кг),

$\iota_{пр}$ - энтальпия котловой воды, ккал/кг (кДж/кг),

$\iota_{впр}$ - энтальпия впрыскиваемой во вторичный пароперегреватель питательной воды, ккал/кг (кДж/кг);

$Q_к^{от}$ - тепло, отпущенное котлом с насыщенным паром, воздухом или водой (включая сетевую воду теплофикационных экономайзеров) на сторону или на собственные нужды, а также тепло постоянно действующих пробоотборных точек и солемеров, Гкал (ГДж).

90 Указывается расход питательной воды на котлы $G_{пв}$ за отчетный месяц (тыс т).

91 Время работы котла для электростанций с поперечными связями должно определяться

с момента подключения котла к магистрали свежего пара и до момента отключения от нее, а для блочных схем - с момента включения генератора в сеть и до его отключения.

92-95. Указывается количество топлива в условном исчислении (т), сожженного котлами (за исключением израсходованного во время средних и капитальных ремонтов): суммарное В, газообразного $B_г$, жидкого $B_ж$ и твердого $B_тв$.

Расход мазута в условном исчислении определяется по расходу и теплоте сгорания рабочей (при фактической влажности обводненного мазута, поступающего на производство) массы.

При необходимости расход $B_1^{нат}$, т, и низшая теплота сгорания $Q_{н1}^р$, ккал/кг (кДж/кг), с влажностью $W_1^р$ могут быть пересчитаны на массу с влажностью $W_2^р$ по формулам:

$$B_2^{нат} = B_1^{нат} \frac{100 - W_1^р}{100 - W_2^р}; \qquad (90)$$

$$Q_{н2}^р = \left(Q_{н1}^р + 6W_1^р K_{пр}\right) \frac{100 - W_2^р}{100 - W_1^р} - 6W_2^р K_{пр}, \qquad (91)$$

где $K_{пр}$ - см. п.43.

Если на электростанции нет непосредственных измерений расхода топлива на каждый котел и подгруппу котлов, то топливо распределяется между ними пропорционально расходам, рассчитанным на основе косвенных показателей: количества и продолжительности работы систем пылеприготовления, горелок, форсунок.

96, 97. Указывается количество пусков котлов: общее $n_к$ и плановых $n_к^{(н)}$.

98. По оборудованию с поперечными связями здесь указывается резерв экономии топлива вследствие неплановых пусков котлов $\Delta B_{(n_к)}$. Он является суммой эквивалентных затрат топлива в условном исчислении (т) на все неплановые пуски котлов за отчетный месяц:

$$\Delta B_{(n_к)} = \sum_{i=1}^{n_к^{непл}} B_{к\,пуск\,i}, \qquad (92)$$

где $B_{к\,пуск\,i}$ - эквивалентные затраты условного топлива на каждый неплановый пуск котла, т. Их ориентировочные значения приведены в приложении 7 (табл. П7.5);

$n_к^{непл}$ - количество неплановых пусков котлов.

По энергоблокам здесь указывается резерв экономии топлива вследствие неплановых пусков энергоблоков в целом (турбоагрегатов и котлов). Он представляет собой сумму эквивалентных затрат топлива в условном исчислении (т) на все неплановые пуски энергоблоков за отчетный месяц

$$\Delta B_{пуск} = \sum_{i=1}^{n^{непл}} B_{пуск\,i}, \qquad (93)$$

где $B_{пуск\,i}$ - суммарные эквивалентные затраты топлива на каждый неплановый пуск энергоблока. Их нормативные значения приведены в приложении 7 (табл. П7.1, П7.2 и П7 3).

99. Температура холодного воздуха $t_{хв}$ измеряется в потоке холодного воздуха на стороне всасывания дутьевого вентилятора до врезки линии рециркуляции. В случае установки калориферов во всасывающем коробе дутьевого вентилятора измерение температуры холодного воздуха должно быть осуществлено до калорифера.

100. Указывается температура воздуха $t'_{вп}$ на входе в воздухоподогреватель котла (°С).

101. Температура уходящих газов $t_{ух}$ измеряется в сечении газохода за последней поверхностью нагрева котла (включая теплофикационные экономайзеры, газовые испарители, подогреватели основного конденсата турбин и пр.).

Для котлов, работающих на газе и мазуте, учет потери тепла с уходящими газами рекомендуется осуществлять по значениям температуры газов и избытка воздуха в них, измеренным за дымососом. В этом случае температура уходящих газов (°С) рассчитывается по формуле

$$t_{ух} = t''_д - \frac{K(t''_д + 273) H_д}{\eta_д} 10^{-3} = t''_д - \Delta t_д, \qquad (94)$$

где K - коэффициент пропорциональности, равный 2,6%·м²/кгс (0,267 %/Па),

$t''_д$ - температура газов за дымососом, °С;

$H_д$ - полный напор дымососа, кгс/м² (Па);

$\eta_д$ - КПД дымососа с учетом потерь энергии в направляющем аппарате, %.

Нагрев газов в дымососах $\Delta t_д$ может быть определен также по рис. 2.

102. Номинальное значение температуры уходящих газов $t_{ух}^{(н)}$ определяется по формуле

$$t_{ух}^{(н)} = t_{ух}^{исх} - K_1\left(t_{вп}^{'исх} - t_{вп}^{'}\right) + K_2\left(\Delta t_{рец}^{исх} - \Delta t_{рец}\right) +$$

$$+ K_3\left(t_{к\,пв} - t_{к\,пв}^{исх}\right) + K_4\left(Q_{энд} - Q_{энд}^{исх}\right) +$$

$$+ K_5\left(r - r^{исх}\right) + K_6\left(W^{p} - W^{p\,исх}\right) - \Delta t_{д} + \Delta t_{ух}^{проч} \quad (95)$$

Коэффициент $K_1 = \frac{\Delta t_{ух}}{\Delta t_{вп}^{'}}$ является удельной поправкой к температуре уходящих газов на изменение температуры воздуха на входе в воздухоподогреватель при постоянном расходе воздуха через него (отсутствие предварительного подогрева воздуха или подогрев его в калориферах). Коэффициент $K_2 = \frac{\Delta t_{ух}}{\Delta t_{рец}}$ является удельной поправкой к температуре уходящих газов на изменение нагрева воздуха за счет его рециркуляции при неизменной температуре воздуха на входе в воздухоподогреватель.

Коэффициенты K_1 и K_2 зависят от вида и качества сжигаемого топлива, конструктивных особенностей воздухоподогревателей и газоходов котлов и находятся в пределах 0,6-0,8 Они должны определяться экспериментально или на основе сравнительных тепловых расчетов воздухоподогревателей. В формулу (95) подставляются абсолютные значения коэффициентов

Коэффициент K_3 учитывает влияние изменения температуры питательной воды на температуру уходящих газов. Он может быть принят равным 0,15-0,20.

Коэффициенты K_4, K_5 и K_6 являются удельными поправками к температуре уходящих газов на изменение соответственно отпуска тепла от экономайзера низкого давления (испарителя) $Q_{энд}$, доли рециркуляции дымовых газов r, влажности топлива W^{p}. Значения этих коэффициентов определяются экспериментально

Значения коэффициентов K_1 . K_6 могут быть неизменными или зависящими от паропроизводительности котла, значения фактора.

В составе $\Delta t_{ух}^{проч}$ может быть учтено изменение температуры уходящих газов за счет изменения соотношения сжигаемых в смеси видов (или марок) топлив, впрыска воды в топку для подавления оксидов азота, а также других объективных факторов.

Если температура воздуха перед воздухоподогревателем $t_{вп}^{'}$ превышает установленное исходное значение, то корректировка $t_{ух}^{(н)}$ на изменение $t_{вп}^{'}$ не производится.

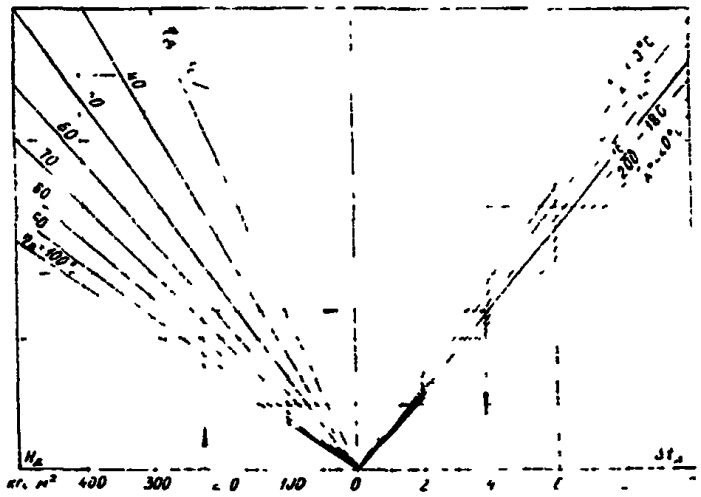

Рис. 2. Номограмма для определения нагрева уходящих газов в дымососах

$\Delta B_{(t_{ух})}$ вследствие отклонения фактической температуры уходящих газов от номинального значения определяется по формуле (т)

$$\Delta B_{(t_{ух})} = B\,\frac{\Delta q_{2(t_{ух})}}{\eta_{к}^{бр(н)}}, \quad (96)$$

где B - расход условного топлива рассматриваемым котлом, т,

$\eta_{к}^{бр(н)}$ - номинальное значение КПД брутто котлов по обратному балансу при средней за рассматриваемый период нагрузке, %,

$\Delta q_{2(t_{ух})}$ - увеличение потери тепла с уходящими газами, вызванное повышенной температурой уходящих газов, %.

Значение $\Delta q_{2(t_{ух})}$, %, определяется по формуле

$$\Delta q_{2(t_{ух})} = q_{2}^{(н)}\,\frac{t_{ух} - t_{ух}^{(н)}}{t_{ух}^{(н)} - \frac{\alpha_{ух}^{(н)}\,t_{хв}}{\alpha_{ух}^{(н)} + \beta}}, \quad (97)$$

где $\alpha_{ух}^{(н)}$ - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах в сечении измерения их температуры (за последней поверхностью нагрева или перед дымососом), определяемый по энергетической характеристике котла),

β - коэффициент, зависящий от сорта и приведенной влажности топлива (табл 2).

$q_{2}^{(н)}$ - номинальное значение потери тепла с уходящими газами, %

Таблица 2

Топливо	к	с	в
Антрациты, полуантрациты, тощие угли	$3,5 + 0,02 W^n K_{пр}$	$0,32 + 0,04 W^n K_{пр}$	0,12
Каменные угли	$3,5 + 0,02 W^n K_{пр}$	$0,4 + 0,04 W^n K_{пр}$	0,14 при $W^n K_{пр} < 2$ $0,12 + 0,014 W^n K_{пр}$ при $W^n K_{пр} \geq 2$
Бурые угли	$3,46 + 0,021 W^n K_{пр}$	$0,51 + 0,042 W^n K_{пр}$	$0,16 + 0,11 W^n K_{пр}$
Сланцы	$3,45 + 0,021 W^n K_{пр}$	$0,65 + 0,043 W^n K_{пр}$	$0,19 + 0,012 W^n K_{пр}$
Торф	$3,42 + 0,021 W^n K_{пр}$	$0,76 + 0,044 W^n K_{пр}$	$0,25 + 0,01 W^n K_{пр}$
Мазут, нефть	$3,495 + 0,02 W^n K_{пр}$	$0,44 + 0,04 W^n K_{пр}$	0,13
Природные газы	3,53	0,60	0,18
Попутные газы	3,52	0,62	0,18

$W^n = 10^3 W^p / Q_н^p$ - приведенная влажность топлива;

$K_{пр}$ - см. п. 43.

104. Указывается коэффициент избытка воздуха в режимном сечении - в точке с температурой газов не выше 600 °С.

Коэффициент избытка воздуха в дымовых газах подсчитывается по формулам:

$$\alpha = \frac{21 - \rho O_2}{21 - (O_2 - 0,5CO - 0,5H_2 - 2CH_4)}; \qquad (98)$$

$$\alpha = \frac{RO_2^{макс}}{RO_2 + CO + CH_4} K_\alpha , \qquad (99)$$

где O_2 и RO_2 - объемное содержание кислорода и трехатомных газов в сухих продуктах сгорания,%;

$RO_2^{макс}$ - максимальное объемное содержание трехатомных газов в сухих продуктах сгорания при отсутствии химической и механической неполноты сгорания и $\alpha = 1$ (приложение 8 и 9), %;

CO, H_2, CH_4 - содержание в дымовых газах соответственно оксида углерода, водорода и метана, %;

ρ - коэффициент, принимаемый равным: 0,02 - для твердых топлив; 0,05- для мазута; 0,08 - для попутного газа и 0,1 - для природного газа; для совместно сжигаемых топлив определяется по формуле (102);

K_α - поправочный коэффициент, принимается по рис. 3 в зависимости от значения $\frac{RO_2^{макс}}{RO_2}$

При отсутствии химической неполноты сгорания топлива формулы (98) и (99), соответственно, упрощаются:

$$\alpha = \frac{21 - \rho O_2}{21 - O_2} , \qquad (100)$$

$$\alpha = \frac{RO_2^{макс}}{RO_2} K_\alpha \qquad (101)$$

При сжигании смеси топлив коэффициент K_α, входящий в формулы (98) и (100), определяется как средневзвешенное по тепловыделению топлив значение

$$K_{см} = \frac{\sum_{i=1}^{n} (B_{нат\,i} Q_{нi}^{р} K_i)}{\sum_{i=1}^{n} (B_{нат\,i} Q_{нi}^{р})} = \sum_{i=1}^{n} d_i^{т} K_i , \qquad (102)$$

где $B_{нат\,i}$, $Q_{нi}^{р}$ – расход в натуральном исчислении (т) каждого из видов (марок) топлива и теплота сгорания его рабочей массы [ккал/кг (кДж/кг)];

$d_i^{т}$ – доля каждого из видов (марок) топлива в смеси по тепловыделению:

$$d_i^{т} = \frac{B_{нат\,i} Q_{нi}^{р}}{\sum_{i=1}^{n} (B_{нат\,i} Q_{нi}^{р})} \qquad (103)$$

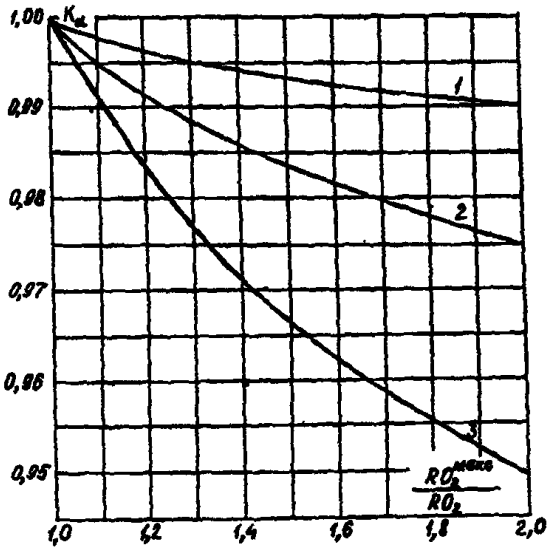

Рис. 3. Поправочный коэффициент K_α: 1 – твердое топливо; 2 – мазут; 3 – природный газ

105. Номинальное значение коэффициента избытка воздуха в режимном сечении $\alpha_р^{(н)}$ определяется по энергетической характеристике котла при средней за отчетный период нагрузке.

106. Резерв экономии топлива $\Delta B_{(\alpha_р)}$ вследствие отклонения фактического коэффициента избытка воздуха в режимном сечении от номинального значения определяется по формуле, аналогичной (96), в которой

$$\Delta q_{2(\alpha_р)} = q_2^{(н)} \left\{ \frac{\left[K(\alpha_р + \Delta\alpha_{рух}^{(н)} 10^{-2}) + C\right] \times \left[t_{ух}^{(н)} - \frac{(\alpha_р + \Delta\alpha_{рух}^{(н)} 10^{-2}) t_{хв}}{\alpha_р + \Delta\alpha_{рух}^{(н)} 10^{-2} + B}\right]}{(K\alpha_{ух}^{(н)} + C)\left(t_{ух}^{(н)} - \frac{\alpha_{ух}^{(н)} t_{хв}}{\alpha_{ух}^{(н)} + B}\right)} - 1 \right\}, \qquad (104)$$

где $\Delta\alpha_{рух}^{(н)}$ – номинальное значение (см. п. 108) присосов воздуха на тракте режимное сечение – сечение измерения температуры уходящих газов (за последней поверхностью нагрева или перед дымососом);

K, C, B – коэффициенты, зависящие от вида и сорта топлива (см. табл. 2).

107. Присосы воздуха на тракте котла режимное сечение – сечение измерения температуры уходящих газов $\Delta\alpha_{рух}$ определяются по разности коэффициентов избытка воздуха в уходящих газах (за последней поверхностью нагрева или перед дымососом) $\alpha_{ух}$ и в режимном сечении $\alpha_р$:

$$\Delta\alpha_{рух} = (\alpha_{ух} - \alpha_р) 10^2 . \qquad (105)$$

Если присосы воздуха в газовый тракт котла определяются на основе периодических анализов с помощью переносных газоанализаторов, то они должны быть приведены к фактической средней тепловой нагрузке котла за отчетный период:

$$\Delta\alpha = \Delta\alpha_и \cdot \sqrt{\frac{\bar{Q}_{кн}^{бр}}{\bar{Q}_к^{бр}}} , \qquad (106)$$

где $\bar{Q}_к^{бр}$ и $\bar{Q}_{кн}^{бр}$ – фактическая средняя тепловая нагрузка котла за отчетный период и нагрузка, при которой были определены присосы воздуха, Гкал/ч (ГДж/ч);

$\Delta\alpha$ и $\Delta\alpha_и$ – присосы воздуха, %, соответствующие нагрузкам $\bar{Q}_к^{бр}$ и $\bar{Q}_{кн}^{бр}$.

108. Номинальное значение присосов воздуха на тракте режимное сечение – сечение измерения температуры уходящих газов (за последней поверхностью нагрева или на входе в дымосос) $\Delta\alpha_{рух}^{(н)}$ (%) определяется по энергетической характеристике котла при средней за

отчетный месяц нагрузке.

109. Резерв экономии топлива $\Delta B_{(\Delta\alpha_{рух})}$ вследствие отклонения фактических присосов воздуха $\Delta\alpha_{рух}$ от их номинального значения $\Delta\alpha^{(н)}_{рух}$ определяется по формуле, аналогичной (96), в которой

$$\Delta q_{2(\Delta\alpha_{рух})} = q_2^{(н)} \left\{ \frac{\left[K\left(\alpha_р^{(н)} + \Delta\alpha_{рух} 10^{-2}\right) + C \right] \times \left[t^{н}_{ух} - \frac{\left(\alpha_р^{(н)} + \Delta\alpha_{рух} 10^{-2}\right) t_{хв}}{\alpha_р^{(н)} + \Delta\alpha_{рух} 10^{-2} + B} \right]}{\left(K\alpha^{(н)}_{ух} + C\right)\left(t^{(н)}_{ух} - \frac{\alpha^{(н)}_{ух} t_{хв}}{\alpha^{(н)}_{ух} + B}\right)} - 1 \right\} \quad (107)$$

110. Присосы воздуха на тракте котла последняя поверхность нагрева (вход в дымосос) - дымосос $\Delta\alpha_{ухд}$ определяются по разности коэффициентов избытка воздуха в дымовых газах в конце этого тракта и начале его.

При измерении температуры уходящих газов за дымососом в графе 110 указываются присосы воздуха в дымососе.

111. Потеря тепла с уходящими газами q_2 (%) определяется по формуле

$$q_2 = (K\alpha_{ух} + C)\left(t_{ух} - \frac{\alpha_{ух}}{\alpha_{ух} + B} t_{хв}\right)(0{,}9805 + 0{,}00013 t_{ух})(1 - 0{,}01 q_4) K_Q 10^{-2} + \Delta q_{2\,зл}, \quad (108)$$

где K, C и B - см. табл.2; при совместном сжигании нескольких видов (марок) топлива определяются по формуле, аналогичной (102), с подстановкой соответствующих коэффициентов;

$t_{хв}, t_{ух}$ - см. пп. 99 и 101;

$\alpha_{ух}$ - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах за последней поверхностью нагрева (или перед дымососом), определяемый по формулам (98), (99) или (100), (101);

q_4 - потери тепла от механической неполноты сгорания, %;

K_Q - поправочный коэффициент, учитывающий дополнительно внесенное в топку котла тепло с паром и водой, с подогретыми топливом и воздухом:

$$K_Q = \frac{B Q_{ут}}{B Q_{ут} + Q_{вн}}; \quad (109)$$

$B, Q_{ут}, Q_{вн}$ - см. пояснения к п.43;

$\Delta q_{2\,зл}$ - дополнительные потери тепла с физическим теплом уноса, %:

$$\Delta q_{2\,зл} = \frac{0{,}2 a_{ун} A^р K_{пр} t_{ух}}{Q^р_н}; \quad (110)$$

$A^р, Q^р_н$ - зольность (%) и теплота сгорания [ккал/кг (кДж/кг)] рабочей массы топлива;

$K_{пр}$ - см. пояснения к п. 43;

$a_{ун}$ - см. пояснения к п. 113.

При работе котлов попеременно на различных видах топлива (например, на угле и газе) значения q_2 подсчитываются для каждого вида топлива, а в накете проставляется средневзвешенное по теплу топлива значение. Как средневзвешенное определяется значение q_2 и по группе котлов.

112. Номинальное значение потери тепла с уходящими газами $q_2^{(н)}$ определяется по формуле (108) с подстановкой в нее номинальных значений $\alpha^{(н)}_{ух}$, $t^{(н)}_{ух}$, $q_4^{(н)}$ и фактического K_Q

113. Потери тепла от химической неполноты сгорания топлива q_3 (%) определяются по формуле

$$q_3 = a(\alpha - \rho)\frac{Q_{неп\ гор}}{K_{пр}}\left(1 + 0{,}006 W^п K_{пр}\right) \times \times (100 - q_4) K_Q 10^{-3}, \quad (111)$$

где a - коэффициент, значение которого принимается по приложениям 8 и 9 (для большинства топлив он может быть принят равным 1,1);

α - коэффициент избытка воздуха в сечении газохода, в котором определяется содержание продуктов неполного сгорания;

ρ - см. пояснения к п. 104,

$Q_{неп\ гор}$ - суммарная теплота сгорания газообразных горючих компонентов, содержащихся в сухих продуктах сгорания (содержание CO, H_2 и CH_4 подставляется в %)

$Q_{нел\ гор}$ = 30,2 CO + 25,8 H_2 +
+ 85,50 CH_4 (ккал/м^3);

$Q_{нел\ гор}$ = 126,4 CO + 108,0 H_2 +
+ 358,0 CH_4 (кДж/м^3).

При совместном сжигании двух видов топлива $q_{3\,см}$ рассчитывается по формуле (111) с подстановкой $\rho_{см}$, определенного по формуле (102), и $q_{4\,см}$.

Потери тепла от механической неполноты сгорания топлива q_4 (%) определяются по формуле

$$q_4 = \left(a_{шл} \frac{Г_{шл}}{100 - Г_{шл}} + a_{ун} \frac{Г_{ун}}{100 - Г_{ун}} \right) \times$$

$$\times \frac{q_{гор}\, A^P}{Q^P_{н(тв)}}\, K_Q\, d^T_{тв} \quad , \qquad (112)$$

где $a_{шл}, a_{ун}$ – доли золы топлива в шлаке и уносе (определяются по результатам испытания котлов, при отсутствии испытаний принимаются обобщенные значения, приведенные в табл.3);

$Г_{шл}, Г_{ун}$ – содержание горючих в шлаке и уносе, %;

A^P – зольность топлива на рабочую массу, %.

$q_{гор}$ – средняя теплота сгорания 1 кг горючих, содержащихся в шкале и уносе, равная 7800 ккал/кг (32657 кДж/кг);

$Q^P_{н(тв)}$ – низшая теплота сгорания сжигаемого твердого топлива, ккал/кг (кДж/кг);

$d^T_{тв}$ – доля (по тепловыделению) твердого топлива в общем количестве сожженного котлаки (котлом) топлива.

Таблица 3

Тип топки	Производительность котла, т/ч	Тип топлива	$a_{шл}$	$a_{ун}$
Камерные топки с сухим шлакоудалением	75 и выше	Антрациты, полуантрациты, тощие угли, каменные и бурые угли, отходы углеобогащения, фрезерный торф, сланцы	0,05	0,95
	25-50	Каменные и бурые угли, фрезерный торф	0,05	0,95
Открытые топки с жидкии шлакоудалением	75 и выше	Антрациты и полуантрациты	0;15	0,85
		Тощие угли и каменные угли	0,20	0,80
		Бурые угли	0,3-0,2	0,7-0,8
Полуоткрытые топки с пережимон, с жидким шлакоудалением	75 и выше	Антрациты и полуантрациты	0,15	0,85
		Тощие угли	0,20	0,80
		Каменные угли	0,3-0,2	0,7-0,8
		Бурые угли	0,4-0,3	0,6-0,7
Горизонтальные циклонные топки*		Каменные и бурые угли:		
		дробленка	0,90	0,10
		грубая пыль	0,85	0,15

Окончание таблицы 3

Тип топки	Производительность котла, т/ч	Тип топлива	$a_{шл}$	$a_{ун}$
Топки с вертикальными предтопками*	-	Антрациты	0,65-0,60	0,35-0,40
		Тощие угли	0,75-0,70	0,25-0,30
		Каменные угли	0,80-0,75	0,20-0,25
		Бурые угли	0,80	0,20
Двухкамерные топки*	-	Каменные и бурые угли	0,50-0,40	0,50-0,60

*Производительность котла не регламентируется.

114. Номинальные значения потерь тепла от химической неполноты сгорания топлива $q_3^{(н)}$ определяются по энергетическим характеристикам, а потерь тепла от механической неполноты сгорания $q_4^{(н)}$ рассчитываются по формуле (112) с подстановкой в нее фактических значений $A^р$, $Q^р_{(н)тв}$, K_Q, $d^т_{тв}$ и принимаемых по энергетическим характеристикам котлов значений $Г^{(н)}_{шл}$, $Г^{(н)}_{ун}$.

115. КПД брутто котлов по обратному балансу, %, определяется по формуле

$$\eta_к^{бр} = 100 - q_2 - q_3 - q_4 - q_5^{(н)} - q_{6\,шл}^{(н)} - q_{6\,охл}^{(н)} - q_{пуск} . \qquad (113)$$

Фактические потери тепла от наружного охлаждения котла q_5 с физическим теплом шлака $q_{6\,шл}$ и потери $q_{6\,охл}$, связанные с охлаждением конусов горелок, мазутных форсунок, леток, течек дробеочистки, панелей и балок топки, в эксплуатационных условиях не измеряются. Поэтому при определении фактического КПД брутто котла используются номинальные значения упомянутых потерь.

Потери топлива при пусках котлов, %, определяются по формуле

$$q_{пуск} = \frac{\sum_{i=1}^{n_к} B^{топ}_{пуск\,i}}{B} 10^2, \qquad (114)$$

где $n_к$ - количество растопок, включая неплановые;

$B^{топ}_{пуск\,i}$ - фактические потери собственно топлива в условном исчислении за период каждого пуска котла, т;

B - расход условного топлива котлом за рассматриваемый период, т.

116. Номинальное значение КПД брутто котла по обратному балансу $\eta_к^{бр(н)}$ (%) определяется по формуле

$$\eta_к^{бр(н)} = 100 - q_2^{(н)} - q_3^{(н)} - q_4^{(н)} - q_5^{(н)} - q_{6\,шл}^{(н)} - q_{6\,охл}^{(н)} - q_{пуск}^{(н)} - \Delta\eta_{к(рес)}^{бр} . \qquad (115)$$

Номинальное значение потери тепла с физическим теплом шлака $q_{6\,шл}^{(н)}$ (%) определяется по формуле

$$q_{6\,шл}^{(н)} = \frac{a_{шл}(ct)_{шл} A^р}{Q^р_{н(тв)}} K_Q d^т_{тв} , \qquad (116)$$

где $(ct)_{шл}$ - энтальпия шлака (табл.4), ккал/кг (кДж/кг).

Если при испытании котла непосредственное измерение температуры шлака $t_{шл}$ не производилось, то ее ориентировочно можно принимать при сухом шлакоудалении равной 600°С, а при жидком шлакоудалении - равной температуре начала нормального жидкоплавкого состояния золы $t_з$, увеличенной на 100°С.

Таблица 4

$t_{шл}$ °с	$(ct)_{шл}$ ккал/кг (кДж/кг)	$t_{шл}$ °с	$(ct)_{шл}$ ккал/кг (кДж/кг)
600	134(561)	1500	420(1758)
1000	235(984)	1600	448(1876)
1100	262(1097)	1700	493(2064)
1200	288(1206)	1800	522(2186)
1300	325(1361)	1900	570(2386)
1400	378(1583)	2000	600(2512)

Номинальное значение потери тепла при охлаждении конструкций и узлов котла $q_{6\,охл}^{(н)}$ (%) определяется по формуле

$$q_{6\,охл}^{(н)} = \frac{Q_{охл}^{(н)}}{B_{нат} Q_н^р} K_Q 10^2, \qquad (117)$$

где $Q_{охл}^{(н)}$ - абсолютное значение потери тепла, определяемое расчетом или опытным путем, Гкал (ГДж);

$B_{нат}$ - расход натурального топлива на котел, т.

Номинальное значение потерь топлива при пусках (%) определяется по формуле

$$q_{пуск}^{(н)} = \frac{\sum_{i=1}^{n_к^{(н)}} B_{пуск\,i}^{топ} Q_{ут} 10^2}{\frac{Q_к^{бр} 10^2}{100 - \sum_{j=2}^{6} q_j^{(н)}} + \sum_{i=1}^{n_к^{(н)}} B_{пуск\,i}^{топ} Q_{ут}}, \qquad (118)$$

где $n_к^{(н)}$ - количество плановых растопок;

$B_{пуск\,i}^{топ}$ - потери собственно топлива в условном исчислении за период каждого планового пуска котла (см. приложение 7), т;

$q_j^{(н)}$ - номинальные значения потерь тепла $q_2 \ldots q_6$, %;

$Q_{ут}$ - см. п. 43;

$Q_к^{бр}$ - см. п. 89.

Снижение экономичности котла вследствие его старения ($\Delta\eta_{к(рес)}^{бр}$) определяется по формуле.

$$\Delta\eta_{к(рес)}^{бр} = C\tau_{рес}^{к} 10^{-3}, \qquad (119)$$

где C - коэффициент износа (% / 1000 ч), принимаемый равным:

0,0055 - для котлов, работающих на твердом топливе;

0,0035 - для котлов, работающих на высокосернистом мазуте;

0,0015 - для котлов, работающих на малосернистом мазуте или газе;

$\tau_{рес}^{к}$ - продолжительность работы котла на конец отчетного периода, ч; определяется аналогично продолжительности работы турбоагрегата [см. пояснения к формуле (86)].

117. Расход электроэнергии на тягу и дутье, тыс. кВт ч, равен

$$Э_{тд} = Э_т + Э_д + Э_д', \qquad (120)$$

где $Э_т$ - расход электроэнергии на дымососы, тыс. кВт ч;

$Э_д$ - расход электроэнергии на дутьевые вентиляторы, тыс. кВт ч;

$Э_д'$ - дополнительный расход электроэнергии на дутье, тыс. кВт ч.

К дополнительному расходу электроэнергии на дутье относятся:

расходы электроэнергии на дымососы рециркуляции дымовых газов, предназначенные для регулирования температуры перегрева пара, или вентиляторы горячего дутья;

при одновентиляторной схеме пылеприготовления - часть расхода электроэнергии на мельничные вентиляторы, пропорциональная отношению $H_д$ к полному напору вентилятора $H_{мв}$, т. е.

$$Э_{мв} \frac{H_д}{H_{мв}}; \qquad (121)$$

при двухвентиляторной схеме пылеприготовления - расход электроэнергии на вентиляторы первичного воздуха;

при транспорте пыли к горелкам горячим воздухом - расход электроэнергии на вентиляторы горячего дутья;

в схемах с пробункером при остановленной в резерв или для ремонта мельнице - весь расход электроэнергии на мельничный вентилятор.

Величина $H_д$ для систем пылеприготовления с мельницами, работающими под разрежением, является сопротивлением напорного тракта мельничного вентилятора и определяется по давлению на его стороне нагнетания. Для систем пылеприготовления с мельницами, работающими под наддувом, $H_д$ представляет собой среднее сопротивление пылепроводов на участке от сепаратора пыли до горелок включительно и определяется по давлению за сепаратором пыли.

118. Номинальный расход электроэнергии на тягу и дутье $Э_{тд}^{(н)}$ определяется по энер-

гетической характеристике котла при средней за рассматриваемый период его теплопроизводительности с учетом корректировки на плановые пуски и на фактическое качество сжигаемого топлива.

119. К расходу электроэнергии на пылеприготовление относятся расходы ее на размол топлива $Э_р$ (на привод мельниц и вентиляторы уплотняющего воздуха мельниц) и на пневмотранспорт $Э_{пт}$:

$$Э_{пп} = Э_р + Э_{пт} . \qquad (122)$$

В расход электроэнергии на пневмотранспорт топлива включаются:

при одновентиляторной схеме пылеприготовления - часть расхода электроэнергии на мельничные вентиляторы, равная

$$Э_{мв}\left(1 - \frac{H_д}{H_{мв}}\right); \qquad (123)$$

при двухвентиляторной схеме и транспорте пыли к горелкам горячим воздухом - весь расход электроэнергии на мельничный вентилятор;

в схемах пылеприготовления, где инертные газы используются в качестве сушильного агента - расход электроэнергии на дымосос инертных газов.

120. Номинальный расход электроэнергии на пылеприготовление $Э_{пп}^{(н)}$ определяется по энергетическим характеристикам котлов с учетом корректировки на фактическое качество сжигаемого топлива.

121. Перерасход мазута определяется для пылеугольных подгрупп оборудования как разница между его фактическим расходом и расходом, рассчитанным в соответствии с:

Нормами расхода газомазутного топлива при сжигании каменных углей с выходом летучих веществ менее 20% на тепловых электростанциях Минэнерго СССР: РД 34.10.501-90 (М.: СПО ОРГРЭС, 1991);

Нормами расхода газомазутного топлива при сжигании бурых углей на электростанциях Минэнерго СССР: РД 34.10.503-89 (М.: СПО Союзтехэнерго, 1989);

Нормами расхода газомазутного топлива при сжигании каменных углей с выходом летучих веществ от 20 до 30% на тепловых электростанциях Минэнерго СССР: РД 34.10.504-90 (М.: СПО ОРГРЭС, 1991);

Нормами расхода газомазутного топлива при сжигании высокореакционных каменных углей с выходом летучих веществ более 30% на тепловых электростанциях Минэнерго СССР: РД 34.10.505-90 (М.: СПО ОРГРЭС, 1991).

3.2. Расчет показателей макета 15506-2

Пояснения по расчету большинства показателей макета 15506-2 содержатся в разд. 3.1, относящемуся к макету 15506-1. Пользуясь табл. 5, разд. 3.1 можно легко найти необходимые пояснения по расчету показателя макета 15506-2.

Ниже приводятся пояснения по определению тех показателей, по которым нет непосредственных аналогов в макете 15506-1.

16. Расход тепла на производство электроэнергии (см. пояснения к п. 87 разд. 3.1).

18-20. Расход в условном исчислении (т) твердого топлива на отпуск электроэнергии $B_э^{тв}$ определяется по формулам:

для подгруппы оборудования, отдающей переток тепла (а также работающей без отдачи или приема перетока тепла),

$$B_э^{тв} = B_{тв}\frac{B_э}{B}; \qquad (124)$$

для подгруппы оборудования, принимающей переток тепла,

$$B_э^{тв} = \left(B_{тв} + B_{пер}^{пр}\frac{B_{отд}^{тв}}{B_{отд}}\right)\frac{B_э}{B + B_{пер}^{пр}}, \qquad (125)$$

где B и $B_{отд}$ - расход топлива в условном исчислении энергетическими котлами рассматриваемой подгруппы оборудования и подгруппы, отдающей переток тепла, т;

$B_{пер}^{пр}$ - количество топлива в условном исчислении, эквивалентное принятому перетоку тепла, т;

$B_{тв}$ и $B_{отд}^{тв}$ - расход твердого топлива в условном исчислении энергетическими котлами рассматриваемой подгруппы оборудования и подгруппы, отдающей переток тепла, т.

По аналогичным формулам определяется расход газообразного $B_э^г$ и жидкого $B_э^м$ топлива на отпуск электроэнергии.

25-27. Расход в условном исчислении (т) твердого топлива на отпуск тепла $B^{тв}_{тэ}$ определяется по формулам:

для подгруппы оборудования, работающей без отдачи или приема перетока тепла:

$$B^{тв}_{тэ} = B_{тв} - B^{тв}_{э} + B^{тв}_{пвк}, \qquad (126)$$

где $B^{тв}_{пвк}$ - расход твердого топлива в условном исчислении пиковыми водогрейными котлами, т;

для подгруппы оборудования, отдающей переток тепла,

$$B^{тв}_{тэ} = B_{тв} - B^{отд}_{пер}\frac{B_{тв}}{B} - B^{тв}_{э} + B^{тв}_{пвк}, \qquad (127)$$

где $B^{отд}_{пер}$ - количество топлива в условном исчислении, эквивалентное отданному перетоку тепла, т;

для подгруппы оборудования, принимающей переток тепла,

$$B^{тв}_{тэ} = B_{тв} + B^{пр}_{пер}\frac{B^{тв}_{отд}}{B_{отд}} - B^{тв}_{э} + B^{тв}_{пвк}. \qquad (128)$$

Аналогично определяется расход газообразного $B^{г}_{тэ}$ и жидкого $B^{м}_{тэ}$ топлива на отпуск тепла.

42. Перечень механизмов собственных нужд, относимых к теплофикационной установке, приведен в приложении 6.

48. Общий резерв тепловой экономичности турбоагрегатов (т топлива в условном исчислении) вследствие отклонения фактического удельного расхода тепла на них от номинального значения $\Delta B_{(q_т)}$ определяется по формуле

$$\Delta B_{(q_т)} = B_э\frac{Q_э - q^{(н)}_т Э\cdot 10^{-3}}{Q_э}, \qquad (129)$$

где $Q_э$ - фактический расход тепла на производство электроэнергии, Гкал (ГДж) (см. пояснения к п. 87 разд. 3.1);

$q^{(н)}_т$ - номинальный удельный расход тепла турбоагрегатами на производство электроэнергии, ккал/(кВт ч) [кДж/(кВт ч)] (см. пояснения к п. 88 разд. 3.1);

$Э$ - выработка электроэнергии, тыс. кВт ч.

60, 65. Общий резерв тепловой экономичности котлов (т топлива в условном исчислении) вследствие отклонения фактического КПД брутто по обратному балансу от номинального значения рассчитывается по формуле

$$\Delta B_{(\eta^{бр}_к)} = B\frac{\eta^{бр(н)}_к - \eta^{бр}_к}{\eta^{бр(н)}_к}, \qquad (130)$$

где B - расход топлива в условном исчислении на энергетические котлы, т;

$\eta^{бр}_к$ и $\eta^{бр(н)}_к$ - фактическое и номинальное значения КПД брутто котлов по обратному балансу, % (см. пояснения к п. 115 и 116 разд. 3.1).

По аналогичной формуле определяется резерв тепловой экономичности котлов вследствие отклонения фактических потерь тепла от химической и механической неполноты сгорания ($q_3 + q_4$) от их номинальных значений $(q_3+q_4)^{(н)}$:

$$\Delta B_{(q_3+q_4)} = B\frac{(q_3+q_4) - (q_3+q_4)^{(н)}}{\eta^{бр(н)}_к}. \qquad (131)$$

Пояснения по расчету потерь тепла котлами от химической и механической неполноты сгорания топлива приведены в п. 113 и 114 разд. 3.1.

58, 59; 66-69. Резерв экономии топлива ΔB_i (т топлива в условном исчислении) вследствие отклонения фактического расхода электроэнергии по каждой из статей собственных нужд $Э^{сн}_i$ от его номинального значения $Э^{сн(н)}_i$ рассчитывается по формуле

$$\Delta B_i = (Э^{сн}_i - Э^{сн(н)}_i)b_э 10^{-3}, \qquad (132)$$

где $b_э$ - расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г/(кВт ч).

Пояснения по определению фактических и номинальных значений расходов электроэнергии приведены в следующих пунктах разд. 3.1:

$Э^{сн}_т$	и	$Э^{сн(н)}_т$	- 35 и 36;
$Э_{цн}$	и	$Э^{(н)}_{цн}$	- 37 и 38;
$Э^{сн}_к$	и	$Э^{сн(н)}_к$	- 39 и 40;
$Э_{пн}$	и	$Э^{(н)}_{пн}$	- 41 и 42;
$Э_{тд}$	и	$Э^{(н)}_{тд}$	- 117 и 118;
$Э_{пп}$	и	$Э^{(н)}_{пп}$	- 119 и 120.

70. Резерв экономии топлива в условном исчислении (т) вследствие отклонения расхода тепла на собственные нужды котлов от его номинального значения рассчитывается по формуле

$$\Delta B_{(q_к^{сн})} = B \frac{Q_к^{сн} - Q_к^{сн(н)}}{Q_к^{бр} - Q_к^{сн(н)}} , \qquad (133)$$

где $Q_к^{сн}$, $Q_к^{сн(н)}$ - фактический и номинальный расход тепла на собственные нужды котлов, Гкал (см.пояснения к п. 12 и 13 разд. 3.1);

$Q_к^{бр}$ - выработка тепла брутто котлами, Гкал (см. пояснения к п. 89 разд. 3.1);

3.3. Расчет показателей макета 15506-3

Количество тепла, отпущенного районной котельной внешним потребителям, должно рассчитываться в соответствии с "Правилами учета отпуска тепловой энергии: ПР 34-70-010-85" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1986).

Количество израсходованного районной котельной топлива должно определяться в соответствии с "Правилами учета топлива на электростанциях: РД 34.09.105-88" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1988).

Пояснения по определению отпуска тепла и количества израсходованного топлива приведены в пп. 6-9, 19-24, 92-95 разд. 3.1.

3.4. Расчет показателей макета 15505

Состав показателей макета 15505 полностью соответствует составу показателей макета 15506-2 (см. приложение 2).

Формирование "Отчета акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования" по макету 15505 предусматривается с помощью средств вычислительной техники на основе отчетов по макетам 15506-1, 15506-2 и 15506-3 всех входящих в него электростанций и районных котельных.

Показатели, имеющие в макете 15505 номера 1-3, 6-20, 24-28, 32-45 и 48-70, в целом по АО-энерго определяются как суммы соответствующих показателей всех входящих в него подразделений.

Показатели, имеющие номера 4, 5, 21 и 29 определяются по формулам, аналогичным (7), (8-10), (28 и 29).

Номинальные и нормативные значения удельных расходов топлива на электроэнергию (показатели 22 и 23) и тепло (показатели 30 и 31) определяются как средневзвешенные по отпуску электроэнергии и тепла значения соответствующих показателей всех входящих в АО-энерго подразделений.

Таблица 5

Номер в макете 15506-2	Показатель		Номер пункта в разд.3.1
	Наименование	Обозначение	
1	Среднемесячная установленная электрическая мощность, МВт	$N_у^{ср}$	1
2	Нагрузка за часы учета рабочей мощности, МВт	$N_м$	2
3	Среднемесячная установленная тепловая мощность турбоагрегатов, Гкал/ч	$Q_у^{ср}$	3
	Число часов использования средней установленной мощности, ч:		
4	электрической	$\tau_э^и$	4
5	тепловой турбоагрегатов	$\tau_т^и$	5
	Выработка электроэнергии, тыс. кВт ч		
6	всего	$Э$	44
	по теплофикационному циклу:		
7	всего	$Э_{тф}$	45

Продолжение таблицы 5

Номер в макете 15506-2	Показатель		Номер пункта в разд 3.1
	Наименование	Обозначение	
	в том числе за счет тепла, отпущенного		
8	из производственного отбора	$Э^{п}_{тф}$	46
9	из теплофикационного отбора	$Э^{т}_{тф}$	47
10	от конденсатора	$Э^{конд}_{тф}$	48
11	Отпуск электроэнергии, тыс. кВт ч	$Э_{от}$	10
	Отпуск тепла внешним потребителям, Гкал		
12	всего	$Q_{от}$	6
13	с горячей водой	$Q^{гв}_{от}$	7
14	отработавшим паром	$Q^{отр}_{от}$	8
15	ПВК	$Q^{пвк}_{от}$	9
	Расход условного топлива на отпуск электроэнергии		
17	абсолютный, всего, т	$B_{э}$	15
	удельный, г/(кВт ч)		
21	фактический	$b_{э}$	16
22	номинальный	$b^{н}_{э}$	17
23	нормативный	$b^{нр}_{э}$	18
	Расход условного топлива на отпуск тепла		
	абсолютный, т		
24	всего	$B_{тэ}$	19
28	на ПВК	$B_{пвк}$	23
	удельный, кг/Гкал		
29	фактический	$b_{тэ}$	20
30	номинальный	$b^{н}_{тэ}$	21
31	нормативный	$b^{нр}_{тэ}$	22
32	Перерасход мазута	$\Delta B_{м}$	121
	Отпуск тепла из отборов турбин внешним потребителям и на собственные нужды, Гкал		
33	всего	$Q_{т}$	49
34	из производственного отбора	$Q_{по}$	50
35	из теплофикационного отбора	$Q_{то}$	51
36	от конденсатора	$Q_{конд}$	52
	Расход электроэнергии на собственные нужды, тыс. кВт ч		
37	всего	$Э^{сн}$	30
38	на производство электроэнергии фактический	$Э^{сн}_{э}$	31

Продолжение таблицы 5

Номер в макете 15506-2	Показатель		Номер пункта в разд. 3.1
	Наименование	Обозначение	
39	номинальный На отпуск тепла всего	$Э_{э}^{сн(н)}$	32
40	фактический	$Э_{тэ}^{сн}$	33
41	номинальный	$Э_{тэ}^{сн(н)}$	34
	Увеличение $Q_э$ (тыс. Гкал) при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям:		
43	из производственного отбора	$\Delta Q_{э(отр)}^{по}$	25
44	из теплофикационного отбора	$\Delta Q_{э(отр)}^{то}$	26
45	от конденсатора Коэффициент увеличения при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям от турбоагрегатов	$\Delta Q_{э(отр)}^{конд}$	27
46	расхода тепла на производство электроэнергии	$К_{отр(т)}$	28
47	расхода топлива энергетическими котлами	$К_{отр(к)}$	29
	Резерв тепловой экономичности турбоагрегатов, т топлива в условном исчислении		
49	давление свежего пара	$\Delta В_{(P_0)}$	62
50	температура свежего пара.	$\Delta В_{(t_0)}$	72
51	температура пара после промперегрева	$\Delta В_{(t'_{цсд})}$	75
52	давление пара в регулируемых отборах	$\Delta В_{(P_{отб})}$	65, 68
53	температура питательной воды	$\Delta В_{(t_{пв})}$	86
54	неплановые пуски	$\Delta В_{(п_т)}$	59
55	вынужденная работа дубль-блоков с одним корпусом котла давление пара в конденсаторе	$\Delta В_{(т'_{1к})}$	56
56	всего	$\Delta В_{(P_2)}$	78

Окончание таблицы 5

Номер в макете 15506-2	Показатель		Номер пункта в разд. 3.1
	Наименование	Обозначение	
57	в том числе температурный напор	$\Delta B_{(\delta t)}$	83
	Резерв тепловой экономичности котлов, т топлива в условном исчислении		
61	неплановые пуски	$\Delta B_{(n_к)}$	98
62	температура уходящих газов	$\Delta B_{(t_{ух})}$	103
63	избыток воздуха в режимном сечении	$\Delta B_{(\alpha_р)}$	106
64	присосы воздуха на тракте режимное сечение - сечение измерения температуры уходящих газов	$\Delta B_{(\Delta\alpha_{рух})}$	109

Приложение I

Макет I5506-I
Лист I

ОТЧЕТ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ О ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ

Служебные знаки	I	2		3	4	5	Служебные знаки
	Вид информации	Отчетный период		Электростанция (по КПО)	Признак информации	Признак коррекции	
		Год	Месяц				
(//	I5506	:	:	:	I	: (0)	: ++
Коды							

Признак функциональной группы	Код группы оборудования	Признак вида топлива	Стационарный номер оборудования	Номер группы показателей	Среднемесячная установленная электрическая мощность, МВт	Средняя нагрузка за часы учета рабочей мощности, МВт	Среднемесячная установленная тепловая мощность турбоагрегатов, Гкал/ч	Число часов использования средней установленной мощности, ч		Отпуск тепла внешним потребителям, Гкал				Отпуск электроэнергии, тыс. кВт·ч	Расход тепла на собственные нужды, Гкал			Расход электроэнергии на насосы теплофикационной установки, тыс. кВт·ч
								электрической	тепловой турбоагрегатов	Всего	В том числе				турбоагрегатов	котлов		
											с горячей водой	отработавшим паром	ПВК					
					Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Н	Ф
					$N_y^{ср}$	$N_м$	$Q_y^{ср}$	$\tau_э^и$	$\tau_т^и$	$Q_{от}$	$Q_{от}^{гв}$	$Q_{от}^{отр}$	$Q_{от}^{ПВК}$	$Э_{от}$	$Q_т^{сн}$	$Q_к^{сн}$	$Q_к^{сн(н)}$	$Э_{тепл}$
А	Б	В	Г	Д	I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4
..	: ·	:	:(I):		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	: :	:	:(I):		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
.	: ·	:	:(I):		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
.	. .	:	:(I):		.	:	:	:	:	:	:	:	:	:	·	.	:	:
..	: .	:	:(I)·		:	:	:	.	:	:	:	:	:	:	·	:	:	:
.	: :	:	:(I)·		:	:	:		:	:	:	·	:	:	.	:	:	:
..	· :	:	·(I)·		·		:	.	:	:	:	:	:		:	:	:	:

Признак функциональной группы	Код группы оборудования	Признак вида топлива	Станционный номер оборудования	Номер группы показателей	Расход условного топлива										Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии (тыс. Гкал) при условном отсутствии отпуска тепла			Коэффициент увеличения при условном отсутствии отпуска тепла от турбоагрегатов	
					на отпуск электроэнергии				на отпуск тепла				на ПВК, т						
					абсолютный, т	удельный, г/(кВт·ч)			абсолютный, т	удельный, кг/Гкал			Всего	газообразного	из производственного отбора	из теплофикационного отбора	от конденсатора	расхода тепла на производство электроэнергии	расхода топлива энергетическими котлами
					Ф	Ф	Н	НР	Ф	Ф	Н	НР	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф
					$B_э$	$b_э$	$b_э^н$	$b_э^{нр}$	$B_{тэ}$	$b_{тэ}$	$b_{тэ}^н$	$b_{тэ}^{нр}$	$B_{пвк}$	$B_{пвк}^г$	$\Delta Q_{э(отр)}^{по}$	$\Delta Q_{э(отр)}^{то}$	$\Delta Q_{э(отр)}^{конд}$	$K_{отр(т)}$	$K_{отр(к)}$
А	Б	В	Г	Д	I5	I6	I7	I8	I9	20	2I	22	23	24	25	26	27	28	29
..	:	:	(2)	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:	(2)	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:	(2)	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:	(2)	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:	(2)	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:	(2)	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:	(2)	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:	(2)	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:

Признак функциональной группы	Код группы оборудования	Признак вида топлива	Станционный номер оборудования	Номер группы показателей	Расход электроэнергии на собственные нужды, тыс.кВт·ч														КПД брутто котлов по прямому балансу, %
					Всего	на производство электроэнергии		на отпуск тепла		турбоагрегатов				котлов					
										Всего		на циркуляционные насосы		Всего		на питательные насосы			
					Ф	Ф	Н	Ф	Н	Ф	Н	Ф	Н	Ф	Н	Ф	Н	Ф	
					$Э^{сн}$	$Э_{э}^{сн}$	$Э_{э}^{сн(н)}$	$Э_{тэ}^{сн}$	$Э_{тэ}^{сн(н)}$	$Э_{т}^{сн}$	$Э_{т}^{сн(н)}$	$Э_{цн}$	$Э_{цн}^{(н)}$	$Э_{к}^{сн}$	$Э_{к}^{сн(н)}$	$Э_{пн}$	$Э_{пн}^{(н)}$	$\eta_{к}^{бр(пр)}$	
А	Б	В	Г	Д	30	3I	32	33	34	35	36	37	38	39	40	4I	42	43	
..	:	:	:(3):	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:	:(3):	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:	:(3):	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:	:(3):	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:	:(3):	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:	:(3):	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:	:(3):	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:	:(3):	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:

Признак функциональной группы	Код группы оборудования	Признак вида топлива	Станционный номер оборудования	Номер группы показателей	Выработка электроэнергии, тыс.кВт·ч					Отпуск тепла турбоагрегатами внешним потребителям и на собственные нужды, Гкал				Время турбоагрегатов, ч				Число пусков турбоагрегатов		
					Всего	по теплофикационному циклу				Всего	в том числе			в работе	в резерве	в холодном режиме				
						Всего	в том числе за счет тепла, отпущенного				из производственного отбора	из теплофикационного отбора	от конденсатора							
							из производственного отбора	из теплофикационного отбора	от конденсатора											
					Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф
					Э	$Э_{тф}$	$Э^{п}_{тф}$	$Э^{т}_{тф}$	$Э^{конд}_{тф}$	$Q_{т}$	$Q_{по}$	$Q_{то}$	$Q_{конд}$	$\tau^{т}_{раб}$	$\tau^{т}_{рез}$	$\tau_{1к}$	$\Delta B_{(\tau_{1к})}$	$n_{т}$	$n^{(н)}_{т}$	$\Delta B_{(n_{т})}$
А	Б	В	Г	Д	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59
..	.	:	: (4):		:	:	:	:	:	.	.	:	:	:			:		.	
..	:	:	: (4):			:	:	:	:	:	.	.	:	:		:			:	
..	:	:	: (4)		.	:	:	:	:	:	:	:	:	:					.	.
..	:	:	: (4):		:	:	:	:	:	:	.	.	:	:		.		.	:	
..	:	:	. (4):		:	:	:	.	:	:	.	:	:	:		:			:	
..	:	:	. (4):		:	:	:	:	:	.	.	:	:	.	.	.			.	
.	:	.	: (4):		:	:	:	:	:	.	:	.	:	.		.				
..	:	:	: (4).		:	:	:	:	:		.	.	:	:	.	:	:		.	.

Признак функциональной группы	Код группы оборудования	Признак вида топлива	Станционный номер оборудования	Номер группы показателей	Давление пара у турбоагрегатов, кгс/см^2									Расход свежего пара на турбоагрегат, тыс.т	Температура пара у турбоагрегата, °С						
					свежего			производственного отбора			теплофикационного отбора				свежего			после промперегрева			
					Ф	Н	Р	Ф	Н	Р	Ф	Н	Р	Ф	Ф	Н	Р	Ф	Н	Р	
					p_0	$p_0^{(н)}$	$\Delta B_{(p_0)}$	$p_п$	$p_п^{(н)}$	$\Delta B_{(p_п)}$	$p_т$	$p_т^{(н)}$	$\Delta B_{(p_т)}$	D_0	t_0	$t_0^{(н)}$	$\Delta B_{(t_0)}$	$t'_{цсд}$	$t'^{(н)}_{цсд}$	$\Delta B_{(t'_{цсд})}$	
А	Б	В	Г	Д	60	6I	62	63	64	65	66	67	68	69	70	7I	72	73	74	75	
..	:	:	:(5):	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:	:(5):	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:	:(5):	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:	:(5):	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:	:(5):	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:	:(5).	:	.	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	.	:	:	:	:	:
..	:	:	:(5):	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:	.(5):	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	.	:	:	:	:	:

Признак функциональной группы	Код группы обсрудования	Признак вида топлива	Станционный номер оборудования	Номер группы показателей	Показатели работы конденсаторов								Температура питательной воды, °С			Удельный расход тепла брутто на турбоагрегатч, ккал/(кВт.ч)	
					Давление пара, кгс/см^2			Температура охлаждающей воды, °С		Температурный напор, °С							
								на входе	на выходе								
					Ф	Н	Р	Ф	Ф	Ф	Н	Р	Ф	Н	Р	Ф	Н
					P_2	$P_2^{(н)}$	$\Delta B_{(P_2)}$	t_1	t_2	δt	$\delta t^{(н)}$	$\Delta B_{(\delta t)}$	$t_{пв}$	$t_{пв}^{(н)}$	$\Delta B_{(t_{пв})}$	$q_т$	$q_т^{(н)}$
А	Б	В	Г	Д	76	77	78	79	80	8I	82	83	84	85	86	87	88
.	:	:	:(6):		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:	:(6):		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
.	:	:	:(6):		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
.	:	:	:(6):		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:	:(6):		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:	:(6):		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
.	:	:	:(6):		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:	:(6):		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:

Признак функциональной группы	Код группы оборудования	Признак вида топлива	Станционный номер оборудования	Номер группы показателей	Выработка тепла брутто котлами, Гкал	Расход питательной воды на котлы, тыс.т	Время работы котлов, ч	Расход условного топлива энергетическими котлами, т				Число пусков котлов			Температура воздуха, °С		Температура уходящих газов, °С		
								Всего	газообразного	жидкого	твердого				холодного	на входе в воздухоподогреватель			
					Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Н	Р	Ф	Ф	Ф	Н	Р
					$Q_к^{бр}$	$G_{пв}$	$\tau_{раб}^{к}$	B	$B_г$	$B_м$	$B_{тв}$	$n_к$	$n_к^{(н)}$	$\Delta B_{(n_к)}$	$t_{хв}$	$t'_{вп}$	$t_{ух}$	$t_{ух}^{(н)}$	$\Delta B_{(t_{ух})}$
А	Б	В	Г	Д	89	90	9I	92	93	94	95	96	97	98	99	I00	I0I	I02	I03
..	:	:	:(7)	.	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:	:(7)	:	:	.	:	:	·	:	:	:	:	:	:	:	:	:	.
..	:	:	:(7)	.	:	·	:	:	·	:	:	:	:	:	:	:	:	·	.
..	:	:	:(7)	·	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:	:(7)	:	:	·	:	:	·	:	:	.	:	:	·	:	:	:	:
..	:	:	:(7)	·	:	.	:	:	.	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:	:(7)	:	:	.	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:	:(7)		:	·	:	:	:	:	:	·	:	:	:	:	:	:	:

Признак функциональной группы	Код группы оборудования	Признак вида топлива	Станционный номер оборудования	Номер группы показателей	Коэффициент избытка воздуха в режимном сечении котла			Присосы воздуха на тракте котлов, %				Потери тепла с уходящими газами, %		Номер группы показателей	Потери тепла с химической и механической неполнотой сгорания, %		КПД брутто котлов по обратному балансу, %		Расход электроэнергии, тыс.кВт·ч				Перерасход мазута в условном исчислении, т
								Режимное сечение – сечение измерения температуры уходящих газов			Сечение измерения температуры уходящих газов – дымосос								на тягу и дутье		на пылеприготовление		
					Ф	Н	Р	Ф	Н	Р	Ф	Ф	Н		Ф	Н	Ф	Н	Ф	Н	Ф	Н	Ф
					α_{ρ}	$\alpha_{\rho}^{(н)}$	$\Delta B_{(\alpha_{\rho})}$	$\Delta\alpha_{рух}$	$\Delta\alpha_{рух}^{(н)}$	$\Delta B_{(\Delta\alpha_{рух})}$	$\Delta\alpha_{ухд}$	q_2	$q_2^{(н)}$		(q_3+q_4)	$(q_3^{(н)}+q_4^{(н)})$	$\eta_к^{бр}$	$\eta_к^{бр(н)}$	$Э_{тд}$	$Э_{тд}^{(н)}$	$Э_{пп}$	$Э_{пп}^{(н)}$	$\Delta B_м$
А	Б	В	Г	Д	I04	I05	I06	I07	I08	I09	II0	III	II2	Д	II3	II4	II5	II6	II7	II8	II9	I20	I2I
				(8)										(9)									
				(8)										(9)									
				(8)										(9)									
				(8)										(9)									
				(8)										(9)									
				(8)										(9)									
				(8)										(9)									
				(8)										(9)									

Приложение 2
Макет I5506-2
Лист I

ОТЧЕТ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ О ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ

Служебные знаки	I Вид информации	2 Отчетный период: Год	2 Отчетный период: Месяц	3 Энергосистема (по КПД)	4 Признак информации	5 Признак коррекции	Служебные знаки
(((/	I5506	:	:	:	2	: (0)	++
Коды							

Признак функциональной группы	Код группы оборудования	Признак вида топлива	Номер группы показателей	Среднемесячная установленная электрическая мощность, МВт	Средняя нагрузка за часы учета рабочей мощности, МВт	Среднемесячная установленная тепловая мощность турбоагрегатов, Гкал/ч	Число часов использования среднемесячной установленной мощности, ч: электрической	Число часов использования среднемесячной установленной мощности, ч: тепловой турбоагрегатов	Выработка электроэнергии, тыс.кВт.ч: Всего	Выработка электроэнергии, тыс.кВт.ч: по теплофикационному циклу: Всего	Выработка электроэнергии, тыс.кВт.ч: по теплофикационному циклу: В том числе за счет тепла, отпущенного: из производственного отбора	Выработка электроэнергии, тыс.кВт.ч: по теплофикационному циклу: В том числе за счет тепла, отпущенного: из теплофикационного отбора	Выработка электроэнергии, тыс.кВт.ч: по теплофикационному циклу: В том числе за счет тепла, отпущенного: от конденсатора	Отпуск электроэнергии, тыс.кВт.ч	Отпуск тепла внешним потребителям, Гкал: Всего	Отпуск тепла внешним потребителям, Гкал: В том числе: с горячей водой	Отпуск тепла внешним потребителям, Гкал: В том числе: отработавшим паром	Отпуск тепла внешним потребителям, Гкал: В том числе: ПВК	Расход тепла на производство электроэнергии, Гкал
				Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф
				$N_y^{ср}$	$N_м$	$Q_y^{ср}$	$\tau_э^и$	$\tau_т^и$	$Э$	$Э_{тф}$	$Э_{тф}^{п}$	$Э_{тф}^{т}$	$Э_{тф}^{конд}$	$Э_{от}$	$Q_{от}$	$Q_{от}^{гв}$	$Q_{от}^{отр}$	$Q_{от}^{пвк}$	$Q_э$
А	Б	В	Г	I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6
..	:	:(I):		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:(I):		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:(I):		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:(I):		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:(I):		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:(I):		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:(I):		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:

Признак функциональной группы	Код группы оборудования	Признак вида топлива	Номер группы показателей	Расход условного топлива																Перерасход мазута в условном исчислении, т
				на отпуск электроэнергии							на отпуск тепла									
				абсолютный, т				удельный, г/(кВт·ч)			абсолютный, т					удельный, кг/Гкал				
				Всего	В том числе						Всего	В том числе			на ПВК					
					твердого	газообразного	жидкого					твердого	газообразного	жидкого						
				Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Н	НР	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Н	НР	Ф	
				$B_э$	$B_э^{тб}$	$B_э^{г}$	$B_э^{м}$	$b_э$	$b_э^{н}$	$b_э^{нр}$	$B_{тэ}$	$B_{тэ}^{тв}$	$B_{тэ}^{г}$	$B_{тэ}^{м}$	$B_{пвк}$	$b_{тэ}$	$b_{тэ}^{н}$	$b_{тэ}^{нр}$	$\Delta B_м$	
А	Б	В	Г	I7	I8	I9	20	2I	22	23	24	25	26	27	28	29	30	3I	32	
..	:	:(2):	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:(2):	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:(2):	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:(2):	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:(2)	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	(2):	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	(2):	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	(2):	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:

Признак функциональной группы	Код группы оборудования	Признак вида топлива	Номер группы показателей	Отпуск тепла турбоагрегатами внешним потребителям и на собственные нужды, Гкал				Расход электроэнергии на собственные нужды, тыс.кВт·ч						Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии (тыс. Гкал) при условном отсутствии отпуска тепла			Коэффициент увеличения при условном отсутствии отпуска тепла от турбоагрегатов	
				Всего	В том числе			Всего	на производство электроэнергии		на отпуск тепла							
					из производственного отбора	из теплофикационного отбора	от конденсатора				Всего		В том числе на теплофикационную установку	из производственного отбора	из теплофикационного отбора	от конденсатора	расхода тепла на производство электроэнергии	расхода топлива энергетическими котлами
				Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Н	Ф	Н	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф
				$Q_т$	$Q_{по}$	$Q_{то}$	$Q_{конд}$	$Э^{сн}$	$Э_э^{сн}$	$Э_э^{сн(н)}$	$Э_{тэ}^{сн}$	$Э_{тэ}^{сн(н)}$	$Э_{тепл}$	$\Delta Q_{э(отр)}^{по}$	$\Delta Q_{э(отр)}^{то}$	$\Delta Q_{э(отр)}^{конд}$	$K_{отр(т)}$	$K_{отр(к)}$
А	Б	В	Г	33	34	35	36	37	38	39	40	4I	42	43	44	45	46	47
			(3)															
			(3)															
			(3)															
			(3)															
			(3)															
			(3)															
			(3)															
			(3)															

Признак функциональной группы	Код группы оборудования	Признак вида топлива	Номер группы показателей	Резерв тепловой экономичности турбоагрегатов, т топлива в условном исчислении												
				Удельный расход тепла брутто на турбоагрегаты											Расход электроэнергии на собственные нужды	
				Всего	В том числе										Всего	В том числе на циркуляционные насосы
					Давление свежего пара	Температура свежего пара	Температура пара после промперегрева	Давление пара в регулируемых отборах	Температура питательной воды	Неплановые пуски	Вынужденная работа дубль-блоков с одним корпусом котла	Давление пара в конденсаторе				
												Всего	В том числе температурный напор			
				P	P	P	P	P	P	P	P	P	P		P	P
				$\Delta B_{(q_т)}$	$\Delta B_{(p_0)}$	$\Delta B_{(t_0)}$	$\Delta B_{(t'_{цсд})}$	$\Delta B_{(p_{отб})}$	$\Delta B_{(t_{пв})}$	$\Delta B_{(n_т)}$	$\Delta B_{(\tau_{1к})}$	$\Delta B_{(p_2)}$	$\Delta B_{(\delta t)}$		$\Delta B_{(Э_т^{сн})}$	$\Delta B_{(Э_{цн})}$
А	Б	В	Г	48	49	50	5I	52	53	54	55	56	57		58	59
..	.		(4)													
..			(4)													
..			(4)													
..			(4)													
..			(4)													
..			(4)													
	.		(4)													
..			(4)													

Признак функциональной группы	Код группы оборудования	Признак вида топлива	Номер группы показателей	Резерв тепловой экономичности котлов, т топлива в условном исчислении											
				КПД брутто						Расход электроэнергии на собственные нужды					Расход тепла на собственные нужды
				Всего	В том числе					Всего	В том числе				
					Неплановые пуски	Температура уходящих газов	Избыток воздуха в режимном сечении	Присосы воздуха на тракте "режимное сечение - сечение измерения температуры уходящих газов"	Химическая и механическая неполнота сгорания		на питательные насосы	на тягу и дутье	на пылеприготовление		
				Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р
				$\Delta B_{(\eta_к^{бр})}$	$\Delta B_{(n_к)}$	$\Delta B_{(t_{ух})}$	$\Delta B_{(\alpha_р)}$	$\Delta B_{(\Delta\alpha_{рух})}$	$\Delta B_{(q_{3+4})}$	$\Delta B_{(э_к^{сн})}$	$\Delta B_{(э_{пи})}$	$\Delta B_{(э_{тд})}$	$\Delta B_{(э_{пп})}$	$\Delta B_{(q_к^{сн})}$
А	Б	В	Г	60	6I	62	63	64	65	66	67	68	69	70
..	:	:(5) :		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:(5) :		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:(5) :		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:(5) :		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:(5) :		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:(5) :		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..	:	:(5) :		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
..															

ОТЧЕТ РАЙОННОЙ КОТЕЛЬНОЙ О ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ

Служебные знаки	1	2		3	4	5	Служебные знаки
	Вид информации	Отчетный период		Районная котельная (по КПО)	Признак информации	Признак коррекции	
		Год	Месяц				
(///	I5506	:	:	:	3	: (0)	: ++
Коды							

Признак функциональной группы	Код группы оборудования	Отпуск тепла внешним потребителям, Гкал			Расход условного топлива								Расход электроэнергии на собственные нужды, тыс.кВт.ч	
					абсолютный, т					удельный, кг/Гкал				
		Всего	с горячей водой	ПВК	Всего	В том числе			на ПВК					
						твердого	газообразного	жидкого						
		Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Ф	Н	НР	Ф	Н
		$Q_{от}^{рк}$	$Q_{гв}^{рк}$	$Q_{пвк}^{рк}$	$B_{рк}$	$B_{рк}^{тв}$	$B_{рк}^{г}$	$B_{рк}^{м}$	$B_{рк}^{пвк}$	$b_{тэ}^{рк}$	$b_{тэ}^{рк(н)}$	$b_{тэ}^{рк(нр)}$	$Э_{сн}^{рк}$	$Э_{сн}^{рк(н)}$
А	Б	I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3
..	I9 :	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	: = =
,,														= =))

Приложение 4

ПРИМЕР РАСЧЕТА ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК ТУРБОАГРЕГАТА, СРЕДНЕВЗВЕШЕННОЙ ЭНТАЛЬПИИ ПАРА РЕГЕНЕРАТИВНЫХ ОТБОРОВ И МОЩНОСТИ, РАЗВИВАЕМОЙ ПО ТЕПЛОФИКАЦИОННОМУ ЦИКЛУ

Исходные данные указаны на рис. П4.1.

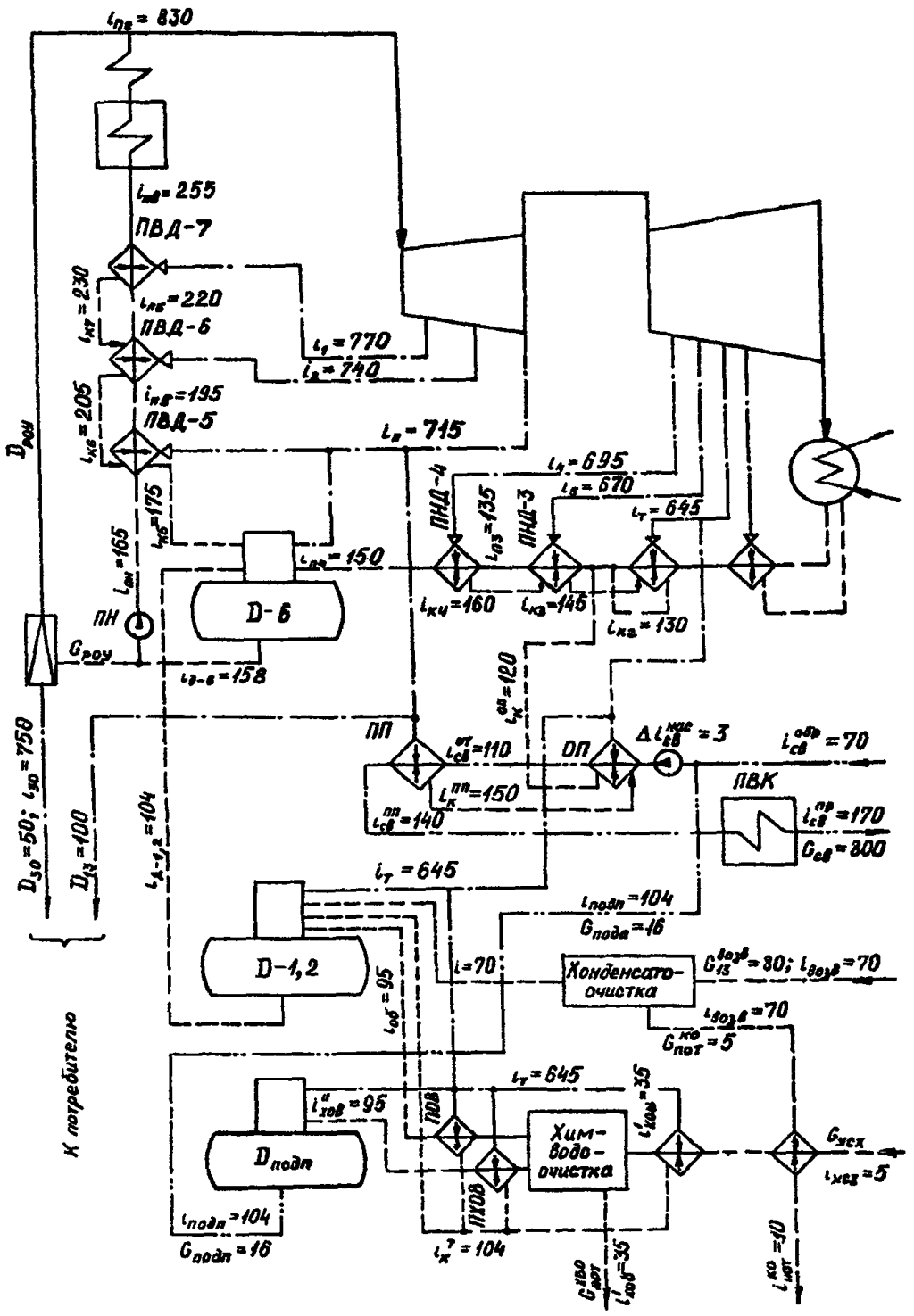

Рис. П4.1 Расчетная тепловая схема:
ПП и ОП - соответственно пиковый и основной подогреватели сетевой воды; ПОВ - подогреватель обессоленной воды; ПХОВ - подогреватель химически очищенной воды

Таблица П4.I

Показатель	Обозначение	Расчетная формула	Значение показателя
		ДЕТАЛЬНЫЕ РАСЧЕТЫ	
		Расчет расходов пара, воды	
I. Расход свежего пара на РОУ, т/ч	$D_{роу}$	$\frac{D_{зо}(i_{зо}-i_{д-в})}{i_{пе}-i_{д-в}} = \frac{50(750-158)}{830-158}$	44,05
2. Расход питательной воды на РОУ, т/ч	$G_{роу}$	$D_{зо}-D_{роу} = 50-44,05$	5,95
3. Расход пара на пиковый подогреватель сетевой воды, т/ч	$D_{пп}$	$\frac{G_{св}(i^{пп}_{св}-i^{ап}_{св})}{i_{п}-i^{пп}_{к}} = \frac{800(140-110)}{715-150}$	42,48
4. Расход пара на основной подогреватель сетевой воды, т/ч	$D_{оп}$	$\frac{G_{св}(i^{оп}_{св}-i^{обр}_{св}-\Delta i^{нас}_{св})-D_{пп}(i^{пп}_{к}-i^{оп}_{к})}{i_{т}-i^{оп}_{к}} = \frac{800(110-70-3)-42,48(150-120)}{645-120}$	53,95
5. Расход пара на деаэратор 6 кгс/см^2 для подогрева воды, впрыскиваемой в РОУ, т/ч	$D^{роу}_{д-6}$	$\frac{G_{роу}(i_{д-6}-i_{д-1,2})}{i_{п}-i_{д-6}} = \frac{5,95(158-104)}{715-158}$	0,58
6. Расход пара на деаэратор подпитки теплосети, т/ч	$D_{д-подп}$	$\frac{G_{подп}(i_{д-подп}-i''_{хов})}{i_{т}-i''_{хов}} = \frac{16(104-95)}{645-95}$	0,26
7. Расход химически очищенной воды на подпитку теплосети, т/ч	$G^{хов}_{подп}$	$G_{подп}-D_{д-подп} = 16-0,26$	15,74
8. Количество химически очищенной и обессоленной воды, поступившей в тепловую схему турбоагрегата, т/ч	$G_{хов}$	$D_{зо}+D_{13}-G^{возв}_{13}+G^{ка}_{пот}+G^{хов}_{подп} = 50+100-80+5+15,74$	90,74
9. Количество исходной (сырой) воды, т/ч	$G_{исх}$	$\frac{G_{хов}}{1-\alpha_{пот}} = \frac{90,74}{1-0,25}$ где $\alpha_{пот}$ - потери воды на химводоочистке в долях от количества отработанной исходной воды	120,99

Продолжение таблицы П4.I

Показатель	Обозначение	Расчетная формула	Значение показателя
10. Потери воды на химводоочистке, т/ч	$G_{пот}^{хво}$	$\alpha_{пот} G_{исх} = 0{,}25 \cdot 120{,}99$	30,25
11. Расход пара на подогреватели исходной воды	$D_{псв}$	$\frac{G_{исх}(i'_{хов} - i_{исх}) - G_{пот}^{ко}(i_{возв} - i_{пот}^{ко})}{i_т - i_к^т} =$ $= \frac{120{,}99(35-5) - 5(70-10)}{645-104}$	6,15
12. Расход пара на подогреватель обессоленной воды, т/ч	$D_{пов}$	$\frac{(D_{30} + D_{13} - G_{13}^{возв} + G_{пот}^{ко})(i_{об} - i'_{хов})}{i_т - i_к^т} =$ $= \frac{(50+100-80+5)(95-35)}{645-104}$	8,32
13. Расход пара на подогреватель химически очищенной воды, т/ч	$D_{пхов}$	$\frac{G_{подп}^{хов}(i''_{хов} - i'_{хов})}{i_т - i_к^т} = \frac{15{,}74\ (95-35)}{645-104}$	1,75
14. Расход пара на деаэратор 1,2 кгс/см^2, т/ч	$D_{д-1,2}$	$\frac{(G_{13}^{возв} - G_{пот}^{ко})(i_{д-1,2} - i_{возв}) + (D_{30} + D_{13} - G_{13}^{возв} + G_{пот}^{ко})(i_{д-1,2} - i''_{хов})}{i_т - i_{д-1,2}} =$ $= \frac{(80-5).(104-70) + (50+100-80+5)(104-95)}{645-104}$	5,96

I5. Количество конденсата и добавка обессоленной воды, подогреваемых в деаэраторе 6 кгс/см^2 и подогревателях высокого давления, т/ч	$G_{per}^{бд}$	$D_{13} + D_{роу} + D_{д-1,2} + D_{пов} + D_{пхов} + D_{псв}$ = = I00+44,05+5,96+8,32+I,75+6,I5	I66,23
I6. Расходы пара для подогрева $G_{per}^{бд}$, т/ч			
I6.I. На ПВД-7	$D_{п7}$	$\frac{(G_{per}^{бд} + D_{п7} + D_{п6} + D_{п5} + D_{д-6})(\iota_{пв} - \iota_{п6})}{\iota_1 - \iota_{к7}} =$ $= \frac{(I66,23 + D_{п7} + D_{п6} + D_{п5} + D_{д-6})(255-220)}{770 - 230} =$ $= II,52I + 0,0693\ (D_{п6} + D_{п5} + D_{д-6})$	
I6.2. На ПВД-6	$D_{п6}$	$\frac{(G_{per}^{бд} + D_{п7} + D_{п6} + D_{п5} + D_{д-6})(\iota_{п6} - i_{п5}) - D_{п7}(i_{к7} - \iota_{к6})}{\iota_2 - \iota_{к6}} =$ $= \frac{(I66,23 + D_{п7} + D_{п6} + D_{п5} + D_{д-6})(220-I95) - D_{п7}(230-205)}{740-205} =$ $= 8,I49 + 0,0490\ (D_{п5} + D_{д-6})$	
I6.3. На ПВД-5	$D_{п5}$	$\frac{(G_{per}^{бд} + D_{п7} + D_{п6} + D_{п5} + D_{д-6})(\iota_{п5} - i_{пн}) - (D_{п7} + D_{п6})(i_{к6} - \iota_{к5})}{\iota_{п5} - \iota_{к5}} =$ $= \frac{(166,23 + D_{п7} + D_{п6} + D_{п5} + D_{д-6})(195-165) - (D_{п7} + D_{п6})(205-175)}{715-175} =$ $= 9,779 + 0,0589\, D_{д-6}$	

Продолжение таблицы П4.I

Показатель	Обозначение	Расчетная формула	Значение показателя
I6.2.I. (промежуточная формула)	$D_{п6}$	Подставив I6.3 в I6.2, получим: $D_{п6} = 8{,}628+0{,}05I9\,D_{д-6}$	
I6.I.I. -"-	$D_{п7}$	Подставив I6.3 и I6.2.I в I6.I, получим: $D_{п7} = I2{,}797+0{,}070\,D_{д-6}$	
I6.4. На деаэратор 6 кгс/см^2	$D_{д-6}$	$\frac{G_{per}^{вд}(i_{д-6}-i_{д-1,2})-(D_{п7}+D_{п6}+D_{п5})(i_{к5}-i_{д-6})}{i_п-i_{д-6}} =$ $= \frac{I66{,}23(I58-I04)-(3I{,}204+0{,}I878\,D_{д-6})\,(I75-I58)}{7I5-I58}$, где $D_{п7}+D_{п6}+D_{п5} = 3I{,}204+0{,}I878\,D_{д-6}$ (см.I6.I.I; I6.2.I и I6.3)	I5,078
		Подставив значение $D_{д-6}$ = I5,078 в I6.I.I; I6.2.I и I6.3, получим:	
I6.I.2. (окончательное)	$D_{п7}$	I2,797 + 0,0770 · I5,078	I3,958
I6.2.2. -"-	$D_{п6}$	8,628+0,05I9·I5,078	9,4II
I6.3.I. -"-	$D_{п5}$	9,779+0,0589 · I5,078	I0,667
I7. Средневзвешенная энтальпия пара отборов высокого давления, ккал/кг	$i_{per}^{св(вд)}$	$\frac{i_1 D_{п7}+i_2 D_{п6}+i_п(D_{п5}+D_{д-6})}{D_{п7}+D_{п6}+D_{п5}+D_{д-6}} =$ $= \frac{770\cdot I3{,}958+740\cdot 9{,}4II+7I5(I0{,}667+I5{,}078)}{I3{,}958+9{,}4II+I0{,}667+I5{,}078}$	735,42

I8. Количество конденсата, подогреваемого в подогревателях низкого давления, деаэраторе 6 кгс/см² и подогревателях высокого давления, т/ч	$G_{per}^{нд+бд}$	$D_{пп} + D_{оп} = 42,48 + 53,95$.	96,43
I9. Расходы пара для подогрева $G_{per}^{нд+бд}$ в подогревателях низкого давления, т/ч:			
I9.I. на ПНД-4	$D_{п4}$	$\frac{(G_{per}^{нд+бд} + D_{п4} + D_{п3})(i_{п4} - i_{п3})}{i_4 - i_{к4}} =$ $= \frac{(96,43 + D_{п4} + D_{п3})\ (I50-I35)}{695-I60} =$ $= 2,782 + 0,0288 D_{п3}$	
I9.2. на ПНД-3	$D_{п3}$	$\frac{G_{per}^{нд+бд}(i_{п3} - i_к^{оп}) + (D_{п4} + D_{п3})(i_{п3} - i_{к2}) - D_{п4}(i_{к4} - i_{к2})}{i_5 - i_{к2}} =$ $= \frac{96,43\ (I35-I20) + (D_{п4}+D_{п3})\ (I35-I30) - D_{п4}\ (I60-I30)}{670 - I30} =$ $= 2,704 - 0,0467 D_{п4}$	
		Решив совместно I9.I и I9.2, получим:	
I9.I.I. (окончательное)	$D_{п4}$		2,856
I9.2.I -"-	$D_{п3}$		2,577

С целью упрощения расчета расходов пара из отборов высокого давления на подогрев $G_{per}^{нд+бд}$, решим систему уравнений I6.I.I; I6.2.I; I6.3 и I6.4, заменив в уравнении I6.4 $i_{д-т,2}$ на $i_{п4}$:

I6.4. (промежуточное)	$D_{д-6}^{пром}$	$\frac{G_{per}^{бд}(i_{д-6} - i_{п4}) - (D_{п7} + D_{п6} + D_{п5})(i_{к5} - i_{д-6})}{i_п - i_{д-6}} =$ $= \frac{I66,23(I58-I50) - (3I,204+0,I878)(I75-I58)}{7I5 - I58}$	I,428

Показатель	Обозначение	Расчетная формула	Значение показателя
Подставив значение $D_{д-6}^{пром}$ = I,428 в I6.I.I; I6.2.I и I6.3, получим:			
I6.I.2. (промежуточное)	$D_{п7}^{пром}$	I2,797 + 0,0770 · I,428	I2,907
I6.2.2. (промежуточное)	$D_{п6}^{пром}$	8,628 + 0,05I9 · I,428	8,702
I6.3.I. (промежуточное)	$D_{п5}^{пром}$	9,779 + 0,0589 · I,428	9,863
20. Через коэффициент $K = \frac{G_{рег}^{нд+вд} + D_{п4} + D_{п3}}{G_{рег}^{вд}} = \frac{96,43+2,856+2,577}{I66,23} = 0,6I28$, определим расходы пара из отборов высокого давления на подогрев $G_{рег}^{нд+вд}$:			
20.I. на ПВД-7	$D'_{п7}$	$D_{п7}^{пром} K = I2,907 \cdot 0,6I28$	7,909
20.2. на ПВД-6	$D'_{п6}$	$D_{п6}^{пром} K = 8,702 \cdot 0,6I28$	5,333
20.3. на ПВД-5	$D'_{п5}$	$D_{п5}^{пром} K = 9,863 \cdot 0,6I28$	6,044
20.4. на деаэратор 6 кгс/см^2	$D'_{д-6}$	$D_{д-6}^{пром} K = I,428 \cdot 0,6I28$	0,875
2I. Средневзвешенная энтальпия пара отборов, используемых для подогрева конденсата подогревателей сетевой воды, ккал/кг	$i_{рег}^{св(нд+вд)}$	$\frac{i_1 D'_{п7} + i_2 D_{п6} + i_п (D'_{п5} + D'_{д-6}) + i_4 D_{п4} + i_5 D_{п3}}{D'_{п7} + D'_{п6} + D'_{п5} + D'_{д-6} + D_{п4} + D_{п3}} =$ $= \frac{770 \cdot 7,909 + 5,333 \cdot 740 + 7I5\ (6,044 + 0,875) + \ldots}{7,909 + 5,333 + 6,044 + 0,875 +}$ $\ldots \frac{+ 695 \cdot 2,856 + 670 \cdot 2,577}{+ 2,856 + 2,577}$	730,44
22. Мощность, развиваемая по теплофикационному циклу потоком пара D_i, МВт:	$N_{тф\,i}$	$\frac{D_i (830 - i_i)}{860} 0,97$, где 830 – энтальпия свежего пара, ккал/кг; 0,97 – электромеханический КПД	
		Значения: D_i	i_i
22.I. $D_{I3} + D_{пп} + D_{д-6}^{роу}$	$N_{тф}^{п(осн)}$	I00 + 42,48 + 0,58	7I5	I8,556
22.2. $D_{оп}^{'} + D_{д-подп} + D_{псв} + D_{пов} + D_{пхов} + D_{д-1,2}$	$N_{тф}^{т(осн)}$	53,95 + 0,26 + 6,I5 + 8,32 + + I,75 + 5,96	645	I5,940

22.3.	$D_{n7} + D'_{n7}$	$N^{I}_{тф}$	I3,958 + 7,909	770	I,480
22.4.	$D_{n6} + D'_{n6}$	$N^{II}_{тф}$	9,4II + 5,333	740	I,497
22.5.	$D_{n5} + D'_{n5} + D_{д-6} + D'_{д-6}$	$N^{III}_{тф}$	I0,667 + 6,044 + I5,078 + 0,875	7I5	4,237
22.6.	D_{n4}	$N^{IV}_{тф}$	2,856	695	0,435
22.7.	D_{n3}	$N^{V}_{тф}$	2,577	670	0,465
23. Полная теплофикационная мощность, МВт		$N_{тф}$	$\sum N_{тф\,i}$		42,6I0

ПРАКТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

Тепловые нагрузки отборов турбоагрегата

24. Отпуск тепла с паром от РОУ, Гкал/ч	Q_{30}	$D_{30}\,(i_{30} - i_{исх}) = 50(750-5)\cdot I0^{-3}$		37,25
В том числе:				
24.I. котлом	$Q^{к}_{30}$	$D_{роу}(i_{пе} - i_{пв})\ I0^{-3} = 44,05(830-255)\cdot I0^{-3}$		25,33
24.2. нерегулируемым отбором I	Q^{I}_{30}	$D_{роу}(i_{пв} - i_{п6})\ I0^{-3} = 44,05(255-220)\cdot I0^{-3}$		I,54
24.3. нерегулируемым отбором II	Q^{II}_{30}	$D_{роу}(i_{п6} - i_{п5})\ I0^{-3} = 44,05(220-I95)\cdot I0^{-3}$		I,I0
24.4. производственным отбором	$Q^{п}_{30}$	$\left[D_{30}(i_{д-6} - i_{д-1,2}) + D_{роу}(i_{п5} - i_{д-6})\right] 10^{-3} =$ $= \left[50\ (I58-I04)+44,05(I95-I58)\right]\cdot I0^{-3}$		4,33
24.5. теплофикационным отбором	$Q^{т}_{30}$	$D_{30}(i_{д-1,2} - i_{исх})\ I0^{-3} = 50(I04-5)\cdot I0^{-3}$		4,95
25. Отпуск тепла с паром I3 кгс/см^2, Гкал/ч	Q_{13}	$\left[D_{13}(i_{п} - i_{исх}) - G^{воз\,в}_{13}(i^{воз\,в}_{13} - i_{исх})\right] 10^{-3} =$ $= I00(7I5-5)-80(70-5)\cdot I0^{-3}$		65,80
В том числе:				
25.I. производственным отбором	$Q^{п}_{13}$	$D_{13}\,(i_{п} - i_{д-1,2})\,I0^{-3} = I00(7I5-I04)\cdot I0^{-3}$		6I,I0
25.2. теплофикационным отбором	$Q^{т}_{13}$	$\left[G^{воз\,в}_{13}(i_{д-1,2} - i^{воз\,в}_{13}) + (D_{13} - G^{воз\,в}_{13})(i_{д-1,2} - i_{исх})\right] 10^{-3} =$ $= \left[80\ (I04-70)+(I00-80)\ (I04-5)\right]\cdot I0^{-3}$		4,70

Продолжение таблицы П4.I

Показатель	Обозначение	Расчетная формула	Значение показателя
26. Отпуск тепла с горячей водой, Гкал/ч	$Q_{от}^{гв}$	$\left[G_{св}\left(i_{св}^{пр}-i_{св}^{обр}\right)+G_{подп}\left(i_{св}^{обр}-i_{исх}\right)\right]10^{-3}=$ $=\left[800(170-70)+16\ (70-5)\right]\cdot10^{-3}$	81,04
В том числе:			
26.1. производственным отбором	$Q_{п}^{гв}$	$D_{пп}\left(i_{п}-i_{к}^{оп}\right)10^{-3}=42,48(715-120)\cdot10^{-3}$	25,28
26.2. теплофикационным отбором	$Q_{т}^{гв}$	$\left[G_{св}\left(i_{св}^{оп}-i_{св}^{обр}-\Delta i_{св}^{нас}\right)+G_{подп}\left(i_{св}^{обр}-i_{исх}\right)-D_{пп}\left(i_{к}^{пп}-i_{к}^{оп}\right)\right]10^{-3}=$ $=\left[800(110-70-3)+16(70-5)-42,48(150-120)\right]\cdot10^{-3}$	29,36
26.3. пиковым водогрейным котлом	$Q_{от}^{пвк}$	$G_{св}\left(i_{св}^{пр}-i_{св}^{пп}\right)10^{-3}=800(170-140)\cdot10^{-3}$	24,00
26.4. за счет нагрева воды в сетевых насосах	$Q_{нас}^{гв}$	$G_{св}\ \Delta i_{св}^{нас}10^{-3}=800\cdot3\cdot10^{-3}$	2,40
27. Отпуск тепла теплофикационным отбором, компенсирующий потери, Гкал/ч:			
27.1. на конденсатоочистке	$Q_{пот}^{ко}$	$G_{пот}^{ко}\left(i_{пот}^{ко}-i_{исх}\right)10^{-3}=5(10-5)\cdot10^{-3}$	0,025
27.2. на химводоочистке	$Q_{пот}^{хво}$	$G_{пот}^{хво}\left(i_{хов}^{'}-i_{исх}\right)10^{-3}=30,25(35-5)\cdot10^{-3}$	0,91
28. Общий отпуск тепла, Гкал/ч	$Q_{от}$	$Q_{30}+Q_{13}+Q_{от}^{гв}=37,25+65,80+81,04$	184,09
29. Отпуск тепла отработавшим паром, Гкал/ч	$Q_{от}^{отр}$	$Q_{от}-Q_{30}^{к}-Q_{от}^{пвк}-Q_{нас}^{гв}=184,09-25,33-24,00-2,40$	132,36
30. Коэффициент	γ	$\left(Q_{от}^{гв}+Q_{от}^{отр}+Q_{от}^{пвк}\right):Q_{от}=(81,04+132,36+24,00):184,09$	1,29
31. Отношения значений отпуска тепла, используемые при определении коэффициента по рис.П4.2	$\frac{Q_{от}^{гв}}{Q_{от}}$	$\frac{81,04}{184,09}$	0,440
	$\frac{Q_{пар}^{роу}}{Q_{от}}$	$\frac{25,33}{184,09}$ в данном примере $Q_{пар}^{роу}=Q_{30}^{к}$	0,138
	$\frac{Q_{гв}^{роу}}{Q_{от}}$	$\frac{2,40}{184,09}$ в данном примере $Q_{гв}^{роу}=Q_{нас}^{гв}$	0,013

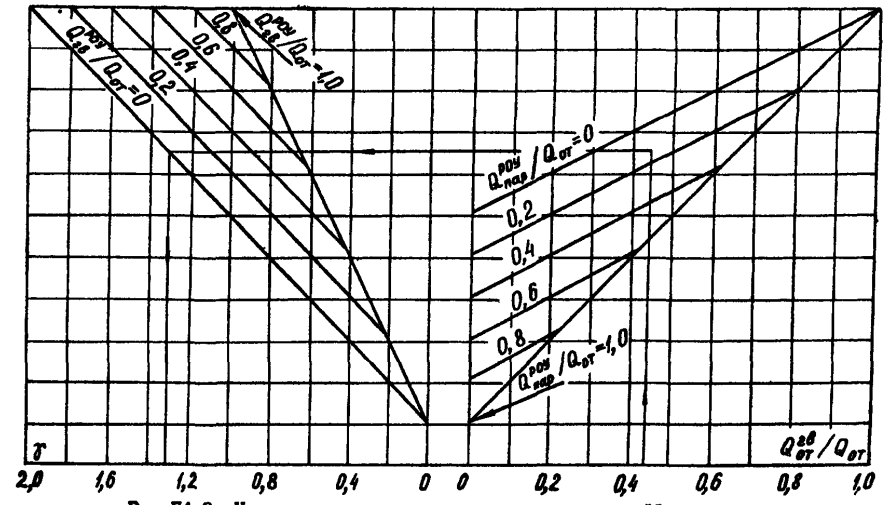

Рис.П4.2. Номограмма для определения значения коэффициента γ:

$Q^{роу}_{пар}$ - отпуск тепла паром, не прошедшим через проточную часть турбоагрегата (непосредственно от котла или через РОУ); $Q^{гв}_{т}$ - отпуск тепла с горячей водой, обеспеченный не прошедшим через проточную часть турбоагрегата паром, а также за счет нагрева воды в насосах

32. Отпуск тепла из отборов турбоагрегата, Гкал/ч:			
32.I. Всего	$Q_т$	$Q^{отр}_{от}+Q^{ко}_{пот}+Q^{хво}_{пот}$ = I32,36+0,025+0,9I	I33,295
32.2. из производственного отбора	$Q_{по}$	$Q^{I}_{30}+Q^{II}_{30}+Q^{п}_{30}+Q^{п}_{I3}+Q^{гв}_{п}=$ = I,54 + I,I0 + 4,33 + 6I,I0 + 25,28	93,35
из теплофикационного отбора	$Q_{то}$	$Q^{т}_{30}+Q^{т}_{I3}+Q^{гв}_{т}+Q^{ко}_{пот}+Q^{хво}_{пот}=$ = 4,95 + 4,70 + 29,36 + 0,025 + 0,9I	39,945

Продолжение таблицы П4.I

Показатель	Обозначение	Расчетная формула	Значение показателя
33. Мощность, развиваемая по теплофикационному циклу, МВт:	$N_{тф}$	$N^{п}_{тф} + N^{т}_{тф} = 24{,}362 + 18{,}246$	42,608
33.I. паром производственного отбора	$N^{п}_{тф}$	$N^{п(осн)}_{тф} + \frac{D^{вд}_{рег(п)}\left(i_0 - i^{св(вд)}_{рег}\right) + D^{нд+вд}_{рег(п)}\left(i_0 - i^{св(нд+вд)}_{рег}\right)}{860}\eta_{эм} =$	
		$= 18{,}556 + \frac{42{,}557(830 - 735{,}42) + 11{,}271(830 - 730{,}44)}{860} \cdot 0{,}97,$	24,362
		где $D^{вд}_{рег(п)} = \frac{(D_{ПЗ} + D_{РОУ})(i_{пв} - i_{д-1,2} - \Delta i_{пн})}{i^{св(вд)}_{рег} - i_{нв} + \Delta i_{пн}} =$	
		$= \frac{(100 + 44{,}05)(255 - 104 - 7)}{735{,}42 - 255 + 7} = 42{,}557$ т/ч;	
		$\Delta i_{пн} = i_{пн} - i_{д-в} = 165 - 158 = 7$ ккал/кг;	
		$D^{нд+вд}_{рег(п)} = \frac{D_{пп}(i_{пв} - i^{оп}_{к} - \Delta i_{пн})}{i^{св(нд+вд)}_{рег} - i_{нв} + \Delta i_{пн}} =$	
		$= \frac{42{,}48(255 - 120 - 7)}{730{,}44 - 255 + 7} = 11{,}271$ т/ч	
33.2. паром теплофикационного отбора	$N^{т}_{тф}$	$N^{т(осн)}_{тф} + \frac{D^{вд}_{рег(т)}\left(i_0 - i^{св(вд)}_{рег}\right) + D^{нд+вд}_{рег(т)}\left(i_0 - i^{св(нд+вд)}_{рег}\right)}{860}\eta_{эм} =$	
		$= 15{,}940 + \frac{6{,}553(830 - 735{,}42) + 14{,}314(830 - 730{,}44)}{860} \cdot 0{,}97,$	18,246

		где $D^{вд}_{per(т)} = \frac{(D_{д-т,2} + D_{пов} + D_{пнов} + D_{псб})(i_{пв} - i_{д-т,2} - \Delta i_{пн})}{i^{сб(вд)}_{per} - i_{пв} + \Delta i_{пн}} =$ $= \frac{(5,96+8,32+1,75+6,15)\ (255-104-7)}{735,42 - 255 + 7} = 6,553$ т/ч; $D^{нд+вд}_{per(т)} = \frac{D_{оп}\ (i_{пв} - i^{от}_{к} - \Delta i_{пн})}{i^{сб(нд+вд)}_{per} - i_{пв} + \Delta i_{пн}} = \frac{53,95\ (255-120-7)}{730,44 - 255 + 7} =$ $= 14,314$ т/ч	

Упрощенный расчет средневзвешенной энтальпии пара регенеративных отборов

34. Расходы пара для подогрева $G^{вд}_{per}$, т/ч:			
34.1. на ПВД-7	$D_{п7}$	$\frac{G^{вд}_{per}\ (i_{пв} - i_{п6})}{i_1 - i_{к7}} = \frac{166,23\ (255-220)}{770-230}$	10,77
34.2. на ПВД-6	$D_{п6}$	$\frac{G^{вд}_{per}\ (i_{пв} - i_{п5}) - D_{п7}(i_{к7} - i_{к6})}{i_2 - i_{к6}} =$ $= \frac{166,23\ (220-195) - 10,77\ (230-205)}{740 - 205}$	7,26
34.3. на ПВД-5	$D_{п5}$	$\frac{G^{вд}_{per}\ (i_{п5} - i_{пн})\ (D_{п7} + D_{п6})(i_{к6} - i_{к5})}{i_п - i_{к8}} =$ $= \frac{166,23\ (195-165) - (10,77+7,26)\ (205-175)}{715-175}$	8,23

Окончание таблицы 114.1

Показатель	Обозначение	Расчетная формула	Значение показателя
34.4. на деаэратор 6 кгс/см^2	$D_{д\text{-}6}$	$\frac{G_{per}^{вд}(\iota_{д\text{-}6}-\iota_{д\text{-}1,2})-(D_{п7}+D_{п6}+D_{п5})(\iota_{к5}-\iota_{д\text{-}в})}{\iota_{п}-\iota_{д\text{-}6}}$	
		$=\frac{166,23(158-104)-(10,77+7,26+8,23)(175-158)}{715-158}$	15,31
	$D_{д\text{-}6}^{пром}$	$\frac{G_{per}^{вд}(\iota_{д\text{-}6}-\iota_{п4})-(D_{п7}+D_{п6}+D_{п5})(\iota_{к5}-\iota_{д\text{-}6})}{\iota_{п}-\iota_{д\text{-}6}}$	
		$=\frac{166,23(158-150)-(10,77+7,26+8,23)(175-158)}{715-158}$	1,59
35. Средневзвешенная энтальпия пара отборов высокого давления, ккал/кг	$i_{per}^{св(вд)}$	$\frac{\iota_1 D_{п7}+\iota_2 D_{п6}+\iota_{п}(D_{п5}+D_{д\text{-}6})}{D_{п7}+D_{п6}+D_{п5}+D_{д\text{-}6}}=$	
		$=\frac{770\cdot 10,77+740\cdot 7,26+715(8,23+15,31)}{10,77+7,26+8,23+15,31}$	733,6
36. Количество конденсата, подогреваемого в подогревателях низкого давления, деаэраторе 6 кгс/см^2 и подогревателях высокого давления, т/ч	$G_{per}^{нд+вд}$	$D_{пп}+D_{оп}=42,48+53,95$	96,43
37. Расходы пара для подогрева $G_{per}^{нд+вд}$, т/ч:			
37.1. на ПВД-7	$D'_{п7}$	$D_{п7}K=10,77\cdot 0,5801$, где $K=D_{per}^{нд+вд}:D_{per}^{вд}=96,43:166,23=0,5801$	6,25
37.2. на ПВД-6	$D'_{п6}$	$D_{п6}K=7,26\cdot 0,5801$	4,21
37.3. на ПВД-5	$D'_{п5}$	$D_{п5}K=8,23\cdot 0,5801$	4,77
37.4. на деаэратор 6 кгс/см^2	$D'_{д\text{-}6}$	$D_{д\text{-}6}^{пром}K=1,59\cdot 0,5801$	0,92

37.5. на ПНД-4	$D_{п4}$	$\frac{G_{per}^{нд+бд}(i_{п4}-i_{п3})}{i_4-i_{к4}} = \frac{96,43\ (I50-I35)}{695-I60}$	2,70
37.6. на ПНД-3	$D_{п3}$	$\frac{G_{per}^{нд+бд}(i_{п3}-i_к^{оп})-D_{п4}(i_{к4}-i_{к3})}{i_5-i_{к3}} =$ $= \frac{96,43\ (I35-I20)-2,70\ (I60-I45)}{670-I45}$	2,68
38. Средневзвешенная энтальпия пара отборов, используемых для подогрева конденсата основного подогревателя сетевой воды, ккал/кг	$i_{per}^{нд+бд}$	$\frac{i_1 D'_{п7}+i_2 D'_{п6}+i_п(D'_{п5}+D'_{д-б})+i_4 D_{п4}+i_5 D_{п3}}{D'_{п7}+D'_{п6}+D'_{п5}+D'_{п6}+D_{п4}+D_{п3}} =$ $= \frac{770\cdot6,25+740\cdot4,2I+7I5(4,77+0,92)+695\cdot2,70+670\cdot2,68}{6,25+4,2I+4,77+0,92+2,70+2,68}$	727,7

Приложение 5

СОСТАВЛЯЮЩИЕ РАСХОДА ТЕПЛА НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ТЕПЛА, СВЯЗАННЫХ С ЕГО ОТПУСКОМ

1. Расход тепла на собственные нужды электростанции

1.1. В расход тепла на собственные нужды турбоагрегатов $Q_т^{сн}$ включаются:

расход тепла на турбопривод циркуляционных, конденсатных и других насосов, относящихся к турбинной установке (за исключением питательных);

расход тепла на пуски турбоагрегатов, включая прогрев паропроводов, разогрев и разворот турбин, прогрев вспомогательного оборудования до включения генераторов в сеть;

расход тепла на отопление производственных помещений турбинной установки и электроцеха;

расход тепла, связанный с работой генератора в моторном режиме для резервирования мощности без потребления или выработки реактивной мощности.

1.2. В расход тепла на собственные нужды энергетических котлов $Q_к^{сн}$ включаются затраты его (включая потери), обеспечивающие:

слив и предварительный подогрев мазута - $Q_{мх}$,

размораживание твердого топлива - $Q_{рм}$;

распыл мазута в форсунках и охлаждение неработающих форсунок - $Q_{ф}^{сн}$;

предварительный подогрев воздуха в калориферах $Q_{кф}^{сн}$;

транспорт угольной пыли к горелкам - $Q_{кф}^{сн}$;

подавление оксидов азота, образующихся при сжигании топлива - $Q_{NO_x}^{сн}$;

турбопривод питательных насосов - $Q_{птн}$ и воздуходувок - $Q_{твд}$;

отопление производственных помещений котельного, химического и топливно-транспортного цехов - $Q_к^{отопл}$;

пуски котлов - $Q_{к\,пуск}^{сн}$;

обдувку и расшлаковку котлов - $Q_{обд}^{сн}$;

прочие (не упомянутые выше) расходы и технологические потери тепла, связанные с выработкой пара котлами - $Q_{к\,проч}^{сн}$.

В $Q_к^{сн}$ включаются также потери тепла, связанные с подготовкой добавка химически очищенной, обессоленной воды и дистиллята, восполняющих внутристанционные потери пара, конденсата и питательной воды - $Q_{вн}$.

$$Q_к^{сн}=Q_{мх}+Q_{рм}+Q_ф^{сн}+Q_{кф}^{сн}+Q_{хп}^{сн}+Q_{NO_x}^{сн}+Q_{птн}+ +Q_{твд}+Q_к^{отопл}+Q_{к\,пуск}^{сн}+Q_{обд}^{сн}+Q_{к\,проч}^{сн}+Q_{вн}, \quad (1)$$

$$Q_{мх}=\left[D_{мх}i_{мх}-G_{мх}i_{к\,мх}-(D_{мх}-G_{мх})i_{исх}\right]10^{-3}; \quad (2)$$

$$Q_{рм}=\left[D_{рм}i_{рм}-G_{рм}i_{к\,рм}-(D_{рм}-G_{рм})i_{исх}\right]10^{-3}; \quad (3)$$

$$Q_ф^{сн}=\left(B_{нат}^{м}d_ф+D_ф^{охл}\right)\left(i_ф-i_{исх}\right)10^{-3}; \quad (4)$$

$$Q_ф^{сн}=Q_ф\frac{i_ф-i_{исх}}{i_ф-i_{ух}}, \quad (5)$$

$$Q_{кф}^{сн}=Q_{кф}+Q_{кф}^{пот}; \quad (6)$$

$$Q_{кп}^{сн}=B_{нат}^{тв}d_{кп}\left(i_{кп}-i_{исх}\right)10^{-3}; \quad (7)$$

$$Q_{кп}^{сн}=Q_{кп}\frac{i_{кп}-i_{исх}}{i_{кп}-i_{ух}}; \quad (8)$$

$$Q_{NO_x}^{сн}=B_{нат}d_{NO_x}\left(i_{NO_x}-i_{исх}\right)10^{-3}; \quad (9)$$

$$Q_{NO_x}^{сн}=Q_{NO_x}\frac{i_{NO_x}-i_{исх}}{i_{NO_x}-i_{ух}}; \quad (10)$$

$$Q_{обд}^{сн}=\left[D_{обд}\left(i_{обд\,п}-i_{исх}\right)+G_{обд}\left(i_{обд.в}-i_{исх}\right)\right]10^{-3}, \quad (11)$$

$$Q_{обд}^{сн}=Q_{обд\,п}\frac{i_{обд\,п}-i_{исх}}{i_{обд\,п}-i_{ух}}+Q_{обд\,в}\times \times\frac{i_{обд\,в}-i_{исх}}{i_{ух}-i_{обд\,в}} \quad (12)$$

В формулах (1-12):

$D_{мх}$ и $i_{мх}$, $D_{рм}$ и $i_{рм}$ - количество (т) и энтальпия [ккал/кг(кДж/кг)] пара, поданного соответственно на мазутное хозяйство и разнораживающее устройство;

$G_{мк}$ и $i_{кмх}$, $G_{рм}$ и $i_{крм}$ - количество (т) и энтальпия [ккал/кг(кДж/кг)] конденсата, возвращаемого соответственно с мазутного хозяйства и разнораживающего устройства;

$i_{исх}$ - энтальпия исходной воды (воды в "холоднок" источнике), [ккал/кг(кДж/кг)];

$Q_{кф}^{пот}$ - потери тепла (в калориферах, конденсаторах турбин, блочной обессоливающей установке и др.), сопровождающие подогрев воздуха в калориферах, Гкал (ГДж);

обозначения остальных показателей соответствуют принятым в п. 43 Методических указаний.

Пояснения по определению значений $Q_{ПТН}$ и $Q_{ТВД}$ приведены в п. 87 разд. 3.1.

2. Технологические потери тепла, связанные с его отпуском:

от наружного охлаждения паропроводов отборов и противодавления турбин до точки измерения отпуска пара потребителям;

от наружного охлаждения редукционно-охладительных установок, обеспечивающих отпуск тепла, и паропроводов до коллектора или до точки измерения отпуска пара потребителям или до подогревателей сетевой воды;

от наружного охлаждения основных и пиковых подогревателей сетевой воды, паропроводов к ним и конденсатопроводов от них к деаэратору или системе регенерации турбин, а также трубопроводов сетевой воды от точки измерения температуры обратной сетевой воды до точки измерения температуры прямой сетевой воды;

от наружного охлаждения паропреобразовательных установок, паропроводов к ним и от них до точки измерения отпуска пара потребителям, а также конденсатопроводов от них к деаэратору или системе регенерации турбин;

при подготовке химически очищенной воды для подпитки теплосети, химически обессоленной воды или дистиллята для восполнения невозврата конденсата от тепловых потребителей;

при очистке возвращаемого потребителями загрязненного конденсата;

с продувкой паропреобразовательных установок;

с продувкой котлов, увеличенной против нормы вследствие ухудшения качества питательной воды из-за невозврата конденсата с производства;

от наружного охлаждения деаэраторов подпитки теплосети, паро- и трубопроводов к ним и от них, потери с выпаром этих деаэраторов;

при поддержании положительной температуры в газоходах неработающих пиковых водогрейных котлов и расход тепла на собственные нужды ПВК (включая слив и подогрев основного мазута, отопление производственных помещений).

Приложение 6

СОСТАВЛЯЮЩИЕ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

I. Расход электроэнергии на собственные нужды котлов

Электроэнергия расходуется на:

электродвигатели механизмов, обслуживающих принадлежащие электростанции разгрузочные устройства и склады топлива (вагоноопрокидыватели, краны, скреперы, размораживающие устройства и др.);

электродвигатели механизмов по подаче и дроблению топлива (лебедки, элеваторы, транспортеры, конвейеры, мазутные насосы, дробилки, механизмы обеспыливания тракта топливоподачи и др.);

электродвигатели механизмов по размолу угля (мельниц и мельниц-вентиляторов);

электродвигатели механизмов по пневматической подаче пыли (пневмовинтовых насосов);

электродвигатели тягодутьевых установок, дымососов рециркуляции, мельничных вентиляторов, вентиляторов горячего дутья, бустерных и питательных насосов, насосов рециркуляции среды прямоточных котлов, механизмов золоулавливания, золо- и шлакоудаления;

электродвигатели насосов установок по химической очистке и обессоливанию воды (пропорционально добавку воды, восполняющему внутристанционные потери пара и конденсата), дренажных насосов, насосов технического и пожарного водоснабжения;

магнитные сепараторы и электродвигатели прочих механизмов котельной установки: сушилок, промежуточных транспортеров и элеваторов, питателей и шнеков, приводов топочных механизмов, регенеративных вращающихся воздухоподогревателей, обдувочных аппаратов, компрессоров систем дробеочистки и обдувки поверхностей нагрева, подачи в топку пыли высокой концентрации, а также для пневматического инструмента;

механизмы центрального пылезавода.

2. Расход электроэнергии на собственные нужды турбоагрегатов

Электроэнергия расходуется на:

электродвигатели циркуляционных насосов и вентиляторов градирен (при наличии общего водоснабжения с расположенными вблизи предприятиями расход электроэнергии определяется пропорционально количеству воды, израсходованному электростанцией);

электродвигатели конденсатных насосов и насосов водяных эжекторов турбин, дренажных насосов, регенеративных подогревателей, насосов установок по очистке основного конденсата турбин;

электродвигатели прочих механизмов: масляных насосов, системы смазки и регулирования, перекачивающих и дренажных насосов, насосов подкачки воды в систему циркуляционного водоснабжения;

охлаждение генераторов и трансформаторов, на компрессоры воздушных выключателей, двигатель-генераторы аккумуляторных батарей и прочие двигатели электроцеха, на измерительную и ремонтную мастерские.

3. Расход электроэнергии на теплофикационную установку

Электроэнергия расходуется на:

электродвигатели сетевых, подпиточных и подкачивающих насосов теплосети, установленных на территории электростанции;

электродвигатели конденсатных насосов подогревателей сетевой воды;

электродвигатели механизмов пиковых водогрейных котлов;

электродвигатели мазутного хозяйства (пропорционально количеству мазута, сожженного пиковыми водогрейными котлами);

электродвигатели насосов установок по химической очистке (пропорционально добавку воды, восполняющему потери сетевой воды);

прочие электродвигатели механизмов, обслуживающих теплофикационную установку.

4. Дополнительные расходы электроэнергии, связанные с отпуском тепла в виде пара

Дополнительными являются:

расходы электроэнергии (пропорционально расходам, восполняющим невозврат конденсата от потребителей пара) на насосы установок по химической очистке и химическому обессоливанию воды, паропреобразовательных, испарительных и выпарных установок.

Примечание. По пп.1-3 в расход электроэнергии на собственные нужды включаются также расходы ее на освещение производственных помещений, электроинструмент, электросварку, электродвигатели приспособлений для текущего ремонта оборудования, электродвигатели систем отопления и вентиляции производственных помещений, потери электроэнергии в трансформаторах собственных нужд (при установке счетчиков на стороне низкого напряжения трансформаторов).

ЗАТРАТЫ ТОПЛИВА, ТЕПЛА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПУСКИ ЭНЕРГОБЛОКОВ, ТУРБОАГРЕГАТОВ И КОТЛОВ

Показатели котлов и турбоагрегатов определяются с учетом затрат топлива, тепла и электроэнергии на пуск энергоблоков (котлов и турбоагрегатов ТЭС с поперечными связями).

С учетом затрат энергии и топлива на плановые пуски должны быть скорректированы значения номинальных расходов электроэнергии и тепла на собственные нужды котлов и турбоагрегатов, а также номинальных и нормативных удельных расходов топлива. Это обусловлено тем, что значения показателей, приводимые в энергетических характеристиках, отражают стационарные режимы работы оборудования, а анализ отклонения номинальных расходов электроэнергии и тепла на собственные нужды ведется в сопоставлении с фактическими значениями, учитывающими пусковые затраты.

Для энергоблоков, по которым имеются обобщенные данные по пусковым расходам, затраты на пуски разделяются на составляющие, относимые к котлу и к турбине.

К котлу относятся пусковые затраты электроэнергии и тепла от сторонних источников, технологически связанные с котлом и дополнительно относимые к расходам электроэнергии и тепла на собственные нужды котла $Э^{сн}_{к\ пуск}$ и $Q^{сн}_{к\ пуск}$. Кроме этого к котлу относятся дополнительные затраты собственно топлива в условном исчислении $B^{топ}_{пуск}$ (т), обусловленные пусками и представляющие собой количество топлива, поступившего в котел за весь период пуска $B^{к}_{пуск}$, за вычетом полезно использованного топлива, пошедшего на производство электроэнергии за этот период:

$$B^{топ}_{пуск} = B^{к}_{пуск} - b^{н}_{э}\, Э^{пуск}_{от}\, 10^{-3}, \qquad (I)$$

где $B^{к}_{пуск}$ – количество топлива в условном исчислении, сожженного котлом за весь период пуска от растопки до стабилизации теплового состояния энергоблока, т;

$b^{н}_{э}$ – номинальный удельный расход топлива при средней нагрузке энергоблока за период пуска с момента синхронизации турбины до окончания пуска, определенный по зависимости для стационарного режима, г/(кВт·ч);

$Э^{пуск}_{от}$ – отпуск электроэнергии энергоблоком за весь период пуска, тыс.кВт·ч.

К турбине относятся технологически связанные с ней пусковые затраты электроэнергии, относимые к расходу электроэнергии на собственные нужды турбины $Э^{сн}_{т\ пуск}$. Затраты тепла на пуск турбоагрегата $Q_{т\ пуск}$ (Гкал) представляет собой количество тепла, поступившего на турбинную установку $Q^{т}_{0\ пуск}$ за период с начала пусковых операций до набора заданной нагрузки и стабилизации теплового состояния, за вычетом расчетного расхода тепла на производство электроэнергии $Q^{(н)}_{э\ пуск}$ и полезного отпуска тепла от турбины $Q^{от}_{т\ пуск}$, если он имел место в этот период:

$$Q_{т\ пуск} = Q^{т}_{0\ пуск} - Q^{(н)}_{э\ пуск} - Q^{от}_{т\ пуск}, \qquad (2)$$

где $Q^{(н)}_{э\ пуск} = q^{(н)}_{т} Э_{пуск}\, 10^{-3}$ Гкал; (3)

(здесь $q^{(н)}_{т}$ - номинальный удельный расход тепла брутто на турбину при средней за период пуска (с момента включения генератора в сеть до набора заданной нагрузки и стабилизации теплового состояния турбины) электрической нагрузке, ккал/(кВт ч);

$Э_{пуск}$ - выработка электроэнергии за период пуска, тыс.кВт ч).

Указанные затраты тепла $Q_{т\ пуск}$ разделяются на затраты за период до подключения генератора к сети $Q^{сн}_{т\ пуск}$, включаемые в расход тепла на собственные нужды турбины, и остальные затраты, включаемые в дополнительный расход тепла на производство электроэнергии $\Delta Q_{э\ пуск}$ согласно соотношению

$$Q_{т\ пуск} = Q^{сн}_{т\ пуск} + \Delta Q_{э\ пуск} \qquad (4)$$

Перечисленные выше составляющие дополнительных затрат на пуски из различных тепловых состояний собственно топлива, электроэнергии и тепла, а также суммарные эквивалентные затраты топлива (в данном случае имеются в виду все составляющие пусковых затрат, приведенные к единому энергетическому эквиваленту - условному топливу) по конденсационным и теплофикационным энергоблокам представлены в табл. П7.1 - П7.3. Приведенные данные учитывают оптимальную технологию пусков и нормативное время выполнения пусковых операций. При этом учтены энергетические затраты на все этапы пуска:

простой энергоблока;

подготовительные операции к пуску энергоблока;

растопка котла до толчка ротора турбины;

разворот и синхронизация турбогенератора;

нагружение энергоблока;

стабилизация теплового состояния энергоблока.

Корректировка номинальных показателей на плановые пуски, имевшие место в отчетном периоде, производится следующим образом.

Расход электроэнергии на собственные нужды котла корректируется на величину (тыс.кВт ч)

$$\Delta Э^{сн}_{к\ пуск} = \sum_{i=1}^{n^{(н)}} Э^{сн}_{к\ пуск\ i}, \qquad (5)$$

где $Э^{сн}_{к\ пуск\ i}$ - затраты электроэнергии на каждый плановый пуск, относимые к собственным нуждам котла, определяемые по табл.П7.1-П7.3, тыс.кВт·ч;

$n^{(н)}$ - количество плановых пусков энергоблока за отчетный период.

Аналогично должен быть увеличен номинальный расход тепла на собственные нужды котла на величину [Гкал(ГДж)]

$$Q^{сн}_{к\ пуск} = \sum_{i=1}^{n^{(н)}} Q^{сн}_{к\ пуск\ i} \qquad (6)$$

Корректируется также номинальное значение КПД брутто котла с учетом затрат собственно топлива на плановые пуски на величину

$$\Delta\eta^{бр}_{к} = q^{(н)}_{пуск} = \frac{\sum_{i=1}^{n^{(н)}} B^{топ}_{пуск\ i}}{B}\, 10^{2}, \qquad (7)$$

где B - количество топлива в условном исчислении, поступившего в котел за отчетный период, т.

Номинальные значения расходов электроэнергии и тепла на собственные нужды турбины корректируются, соответственно, на величины:

$$Э^{сн}_{т\,пуск} = \sum_{i=1}^{n^{(н)}} Э^{сн}_{т\,пуск\,i}\ ; \qquad (8)$$

$$Q^{сн}_{т\,пуск} = \sum_{i=1}^{n^{(н)}} Q^{сн}_{т\,пуск\,i}\ , \qquad (9)$$

где $Э^{сн}_{т\,пуск\,i}$ (тыс. кВт ч) и $Q^{сн}_{т\,пуск\,i}$ [Гкал(ГДж)] определяются по табл. П7.1 - П7.3.

Номинальное значение удельного расхода тепла брутто на турбины, ккал/(кВт ч) [кДж/(кВт ч)], должно быть увеличено с учетом плановых пусков на величину

$$\Delta q_{т\,пуск} = \frac{\sum_{i=1}^{n^{(н)}_т} \Delta Q_{э\,пуск\,i}}{Э}\ 10^3 \qquad (10)$$

Для оборудования с поперечными связями ориентировочные затраты собственно топлива, тепла, электроэнергии и суммарных эквивалентных затрат условного топлива на пуски их холодного состояния приведены в табл П7.4 и П7.5. Корректировка показателей, определенных по характеристикам, в этом случае производится аналогично корректировке показателей по энергоблокам.

Таблица П7.1

Затраты топлива, тепла и электроэнергии на пуск конденсационных энергоблоков (по данным Всероссийского теплотехнического научно-исследовательского института)

Длительность простоя, ч	Составляющие, относимые к котлу					Составляющие, относимые к турбине			Суммарные эквивалентные затраты топлива на пуск энергоблока $B_{пуск}$, т	
	$Э^{сн}_{к\,пуск}$, МВт·ч		$Q^{сн}_{к\,пуск}$, Гкал	$B^{топ}_{пуск}$, т		$Э^{сн}_{т\,пуск}$, МВт·ч	$Q^{сн}_{т\,пуск}$, Гкал	$\Delta Q_{э\,пуск}$, Гкал		
	Газомазутный	Пылеугольный		Газомазутный	Пылеугольный				Газомазутный	Пылеугольный
Моноблоки 160 МВт с барабанными котлами										
Холодное состояние	4,74	4,74	23,0	40,8	50,9	2,72	12,3	187,5	70,6	80,7
50-60	16,37	21,21	24,7	27,6	38,8	12,31	4,1	116,4	55,9	68,9
30-35	11,88	16,71	25,5	23,0	33,3	7,30	4,1	75,3	42,8	54,9
15-20	7,70	10,12	23,0	28,4	38,5	3,64	3,3	65,4	43,6	54,6
6-10	4,33	6,21	16,0	27,6	37,1	2,56	3,3	47,3	37,8	48,0
Дубль-блоки 160 МВт с прямоточными котлами										
Холодное состояние	11,60 / 14,16	11,60 / 14,16	44,4 / 55,9	44,5 / 58,2	56,9 / 60,6	5,93	23,0	197,0	82,8 / 98,8	95,2 / 111,2

Продолжение таблицы П7.I

Длительность простоя, ч	Составляющие, относимые к котлу					Составляющие, относимые к турбине			Суммарные эквивалентные затраты топлива на пуск энергоблока $B_{пуск}$, т	
	$Э^{сн}_{к\,пуск}$, МВт·ч		$Q^{сн}_{к\,пуск}$, Гкал	$B^{топ}_{пуск}$, т		$Э^{сн}_{т\,пуск}$, МВт·ч	$Q^{сн}_{т\,пуск}$, Гкал	$\Delta Q_{э\,пуск}$, Гкал		
	Газомазутный	Пылеугольный		Газомазутный	Пылеугольный				Газомазутный	Пылеугольный
50-60	24,I0 26,66	29,I5 3I,7I	46,9 58,4	30,5 44,2	43,4 57,I	I3,98	9,0	I27,I	66,3 82,3	8I,0 97,0
30-35	I9,80 22,36	24,84 27,40	49,3 60,8	25,8 39,5	37,8 5I,5	8,57	7,4	85,9	53,3 69,3	67,I 83,I
I5-20	I5,28 I7,20	I7,80 I9,72	46,9 55,I	24,2 34,5	36,0 46,3	4,42	5,8	76,5	46,9 58,9	59,6 7I,6
6-I0	8,03 9,63	I0,97 I2,57	3I,3 38,7	23,5 32,0	34,8 43,3	2,46	5,8	63,4	39,7 49,7	5I,7 6I,7
Моноблоки 200 МВт с барабанными котлами										
Холодное состояние	6,I8	6,I8	24,7	44,8	58,0	3,I5	I4,0	I83,5	74,9	88,I
50-60	23,53	30,25	32,I	36,8	50,2	I6,90	4,9	I25,I	70,7	86,5
30-35	I6,04	22,77	28,8	35,5	47,7	9,86	3,3	I04,9	6I,2	75,8
I5-20	I0,54	I3,90	26,3	37,4	49,3	4,82	3,3	88,I	57,0	70,I
6-I0	5,69	8,49	I7,3	35,6	46,8	2,I6	3,3	63,4	48,5	60,7
Дубль-блоки 200 МВт с барабанными котлами										
Холодное состояние	6,I8 9,38	6,I8 9,38	24,7 24,7	46,2 62,9	6I,6 78,2	3,I5	I4,0	I95,4	77,7 95,5	93,I II0,9
50-60	23,53 26,73	30,25 33,45	32,I 32,I	38,7 55,4	53,2 69,9	I6,90	4,9	I40,3	74,4 92,2	9I,4 I09,2
30-35	I6,04 I9,24	22,77 25,97	28,8 28,8	3I,8 48,5	46,2 62,9	9,86	3,3	II6,8	59,0 76,8	75,8 93,6
I5-20	I0,54 I3,74	I3,90 I7,I0	26,3 26,3	29,4 44,I	43,4 58,I	4,82	3,3	I00,4	50,5 66,3	65,7 8I,5
6-I0	5,69 7,69	8,49 I0,49	I7,3 I7,3	25,6 36,9	38,6 49,9	2,I6	3,3	70,4	39,3 5I,3	53,3 65,3
Моноблоки 200 МВт с прямоточными котлами										
Холодное состояние	I4,84	I4,84	77,4	48,2	6I,3	6,60	34,5	I83,5	9I,I	I04,2
50-60	33,54	40,74	87,2	37,3	49,7	I9,65	I4,8	I27,9	82,9	97,7
30-35	27,28	34,49	92,2	34,2	46,3	II,49	9,9	I05,3	72,3	86,8
I5-20	20,92	24,53	87,2	43,3	55,I	6,08	9,9	88,I	74,8	87,8
6-I0	II,60	I4,60	53,5	37,2	48,3	3,23	9,9	63,4	57,5	69,6

Продолжение таблицы II7.I

Длительность простоя, ч	Составляющие, относимые к котлу					Составляющие, относимые к турбине			Суммарные эквивалентные затраты топлива на пуск энергоблока $B_{пуск}$, т	
	$З^{сн}_{к\ пуск}$, МВт·ч		$Q^{сн}_{к\ пуск}$, Гкал	$B^{топ}_{пуск}$, т		$З^{сн}_{т\ пуск}$, МВт·ч	$Q^{сн}_{т\ пуск}$, Гкал	$\Delta Q_{з\ пуск}$, Гкал		
	Газомазутный	Пылеугольный		Газомазутный	Пылеугольный				Газомазутный	Пылеугольный
Дубль-блоки 200 МВт с прямоточными котлами										
Холодное состояние	I3,56 I6,76	I3,56 I6,76	5I,0 64,2	49,I 67,2	64,4 82,5	6,05	23,0	I95,8	88,4 I09,2	I03,7 I24,5
50–60	32,52 35,72	39,9I 43,II	57,6 70,8	39,0 57,I	53,6 7I,7	I9,82	9,9	I40,3	8I,2 I02,0	98,2 II9,0
30–35	26,00 29,20	33,38 26,58	60,9 74,I	35,7 53,3	49,9 68,0	II,58	6,6	II7,2	70,4 9I,2	87,6 I07,6
I5–20	I9,60 22,80	23,29 26,49	57,6 70,8	34,3 50,4	48,3 64,4	6,04	6,6	I00,4	62,7 8I,5	77,9 95,7
6–I0	I0,75 I2,75	I3,83 I5,83	35,3 43,5	28,7 40,5	42 53,8	3,II	6,6	75,7	47,6 6I,I	6I,9 75,4
Моноблоки 300 МВт										
Холодное состояние	36,46	36,46	I48,9	78,6	97,7	2I,62	89,7	234,4	I54,6	I73,7
50–60	72,32	85,6I	I7I,9	57,4	76,I	36,80	27,I	I6I,6	I35,8	I58,7
30–35	59,03	72,32	I7I,9	53,3	7I,0	23,5I	27,I	I27,9	II9,2	I4I,I
I5–20	49,06	55,7I	I7I,9	57,9	75,6	I3,54	27,I	I20,5	II6,6	I36,4
6–I0	20,92	26,30	74,0	48,7	66,0	6,45	I5,6	I07,3	8I,3	I00,3
Дубль-блоки 300 МВт										
Холодное состояние	32,86 42,0I	32,86 42,0I	99,5 I37,3	80,8 I2I,3	I0I,0 I4I,5	I9,55	60,9	252,I	I47,5 I95,5	I67,7 2I5,7
50–60	68,87 77,72	82,46 9I,3I	II5,2 I52,2	59,7 I00,4	79,6 I20,3	36,86	I8,I	I79,7	I30,7 I78,7	I54,8 202,8
30–35	55,27 63,83	68,87 77,43	II5,2 I50,6	54,3 95,3	72,9 II3,9	23,26	I8,I	I35,7	III,6 I59,6	I34,4 I82,4
I5–20	45,08 53,05	5I,88 59,85	II5,2 I48,I	55,7 92,5	74,3 III,I	I3,07	I8,I	I32,0	I06,2 I49,5	I26,9 I70,2
6–I0	I9,I8 24,20	24,68 29,70	49,3 69,9	38,2 66,4	56,2 84,4	6,I5	I0,7	II5,2	67,5 99,8	87,2 II9,5

Окончание таблицы П7.1

Длительность простоя, ч	Составляющие, относимые к котлу					Составляющие, относимые к турбине			Суммарные эквивалентные затраты топлива на пуск энергоблока $B^{т}_{пуск}$ т	
	$Э^{сн}_{к\ пуск}$ МВт·ч		$Q^{сн}_{к\ пуск}$ Гкал	$B^{топ}_{пуск}$ т		$Э^{сн}_{т\ пуск}$ МВт·ч	$Q^{сн}_{т\ пуск}$ Гкал	$\Delta Q_{э\ пуск}$ Гкал		
	Газомазутный	Пылеугольный		Газомазутный	Пылеугольный				Газомазутный	Пылеугольный
Моноблоки 500 МВт										
Холодное состояние	25,2	25,2	177,5	131,9	174,3		151,8	452,2	259,7	302,
50-60	45,9	45,9	177,5	112,4	151,0		151,8	315,3	233,8	274,
30-35	36,1	36,1	168,6	98,8	134,0	36,1	145,2	252,0	202,7	238,
15-20	28,4	28,4	152,6	106,6	141,9	28,4	123,6	252,0	200,2	235,
6-10	14,4	14,4	79,6	95,6	125,3	14,4	68,9	208,3	155,8	185,
Моноблоки 800 МВт										
Холодное состояние	65,9	-	443,6	333,8	-	65,9	282,7	836,8	599,3	-
50-60	85,6	-	391,4	234,2	-	85,6	291,5	432,2	448,1	-
30-35	72,9	-	382,6	229,2	-	72,9	288,6	432,2	433,1	-
15-20	60,8	-	347,6	248,5	-	60,8	253,2	431,9	430,0	-
6-10	24,7	-	139,1	177,4	-	24,6	103,3	338,8	276,1	-
Моноблок 1200 МВт										
Холодное состояние	71	-	886	546	-	71	465	1631	1016	-
50-60	93	-	618	376	-	93	431	1326	773	-
30-35	75	-	599	362	-	75	421	1281	738	-
15-20	59	-	553	375	-	59	374	1256	724	-
6-10	30	-	295	308	-	30	189	773	506	-

Примечание. Для дубль-блоков в числителе указаны затраты на пуск одного корпуса котла, а в знаменателе - двух корпусов.

Таблица П7.2

Затраты топлива, тепла и электроэнергии на пуск теплофикационных энергоблоков
(по данным Всероссийского теплотехнического научно-исследовательского института)

Продолжительность простоя, ч	Составляющие, относимые к котлу				Составляющие, относимые к турбине			Суммарные эквивалентные затраты топлива на пуск энергоблока $B_{пуск}$, т	
	$Э^{сн}_{к\ пуск}$, МВт·ч	$Q^{сн}_{к\ пуск}$, Гкал	$B^{топ}_{пуск}$, т		$Э^{сн}_{т\ пуск}$, МВт·ч	$Q^{сн}_{т\ пуск}$, Гкал	$\Delta Q_{з\ пуск}$, Гкал		
			Газомазутный	Пылеугольный				Газомазутный	Пылеугольный
Турбина Т-110/120-130 (моноблок)									
Холодное состояние	3,37	13,0	27,3	36,4	3,37	13,0	90,3	45,7	54,8
50-60	3,00	11,6	22,4	30,4	11,91	14,2	67,9	39,6	47,6
30-35	3,00	11,6	21,8	29,6	8,27	14,2	63,7	37,5	45,3
15-20	2,47	9,7	27,7	35,2	5,31	12,2	58,1	41,1	48,5
6-10	2,47	9,7	30,6	38,1	3,77	12,2	56,4	43,4	51,9
Турбина Т-180/210-130 (моноблок)									
Холодное состояние	6,19	15,4	47,5	64,2	5,19	15,4	166,9	78,4	95,1
50-60	5,15	15,2	36,6	53,4	20,15	20,1	118,6	67,7	81,9
30-35	4,34	12,5	32,3	45,5	13,19	17,4	99,0	55,3	68,5
15-20	4,15	11,8	39,7	52,1	8,77	16,7	85,0	59,3	71,7
6-10	3,27	9,8	37,4	48,5	5,58	14,7	60,9	51,9	63,0
Турбины Т-185/220-130 и ПТ-140/165-130 при пуске по моноблочной схеме									
Холодное состояние	6,64	19,3	52,5	-	6,64	19,3	164,8	84,9	-
50-60	5,96	17,2	43,6	-	21,73	22,0	129,5	74,9	-
30-35	5,58	16,5	40,6	-	14,81	21,4	119,4	68,3	-
15-20	5,19	15,4	51,5	-	10,19	20,3	114,1	76,9	-
6-10	4,42	13,7	57,0	-	6,73	18,6	103,9	79,3	-
Турбины Т-185/220-130 и ПТ-140/165-130 при последовательной растопке корпусов котла*									
Холодное состояние	1,70 1,70	19,3 19,3	87,3 42,6	-	1,70 1,70	19,3 19,3	164,8 100,8	119,7 65,6	-
50-60	1,55 1,55	17,2 17,2	78,6 36,4	-	5,65 5,65	22,0 22,0	129,5 80,5	109,9 60,7	-
30-35	1,45 1,45	16,5 16,5	75,6 34,0	-	3,85 3,85	21,4 21,4	119,4 75,3	103,3 55,5	-
15-20	1,35 1,35	15,4 15,4	70,7 33,0	-	2,65 2,65	20,3 20,3	114,1 72,4	96,1 52,5	-
6-10	1,15 1,15	13,7 13,7	63,8 34,8	-	1,75 1,75	18,6 18,6	103,9 67,2	86,1 51,9	-

Окончание таблицы П7.2

Продолжительность простоя, ч	Составляющие, относимые к котлу				Составляющие, относимые к турбине			Суммарные эквивалентные затраты топлива на пуск энергоблока $B_{пуск}$, т	
	$З^{сн}_{к\ пуск}$, МВт·ч	$Q^{сн}_{к\ пуск}$, Гкал	$B^{топ}_{пуск}$, т		$З^{сн}_{т\ пуск}$, МВт·ч	$Q^{сн}_{т\ пуск}$, Гкал	$\Delta Q_{э\ пуск}$, Гкал		
			Газомазутный	Пылеугольный				Газомазутный	Пылеугольный
Моноблок и дубль-блок с турбиной Т-250/300-240 при пуске по моноблочной схеме									
Холодное состояние	38,7	29,4	72,9	95,7	I3,7	63,0	226,4	I3I,0	I53,8
50-60	38,3	28,7	62,6	82,8	37,I	69,3	I7I,8	II9,2	I39,4
30-35	38,3	28,7	58,7	77,5	27,5	69,3	I44,9	I09,2	I28,0
I5-20	26,2	I8,2	4I,8	59,0	I6,7	58,8	II0,6	78,9	96,I
6-I0	I6,7	II,9	47,I	63,3	9,6	4I,3	94,I	74,4	90,6
Дубль-блок с турбиной Т-250/300-240 при последовательной растопке корпусов котла*									
Холодное состояние	38,7 38,7	29,4 29,4	-	I43,3 74,9	I3,7 I3,7	63,0 63,0	226,4 I40,4	-	20I,4 I20,4
50-60	38,3 38,3	28,7 28,7	-	I30,2 67,9	37,I 37,I	69,3 69,3	I7I,8 II4,4	-	I86,8 II6,3
30-35	38,3 38,3	28,7 28,7	-	I24,9 65,3	27,5 27,5	69,3 69,3	I44,9 94,I	-	I75,4 I08,5
I5-20	26,2 26,2	I8,2 I8,2	-	99,6 47,6	I6,7 I6,7	58,8 58,8	II0,6 80,I	-	I36,7 80,4
6-I0	I6,7 I6,7	II,9 II,9	-	85,I 45,8	9,6 9,6	4I,3 4I,3	94,I 69,6	-	II2,5 69,6

*В знаменателе приведены затраты для пуска энергоблока до половинной нагрузки на одном корпусе котла.

Таблица П7.3

Затраты топлива, тепла и электроэнергии на пуск и подключение к работающему турбоагрегату второго корпуса котла дубль-блока (по данным Всероссийского научно-исследовательского теплотехнического института)

Продолжительность простоя, ч	Составляющие, относимые к котлу				Составляющие, относимые к турбине		Суммарные эквивалентные затраты топлива на пуск второго корпуса котла $B^{усл}_{2к\ пуск}$, т.т	
	$Э^{сн}_{к\ пуск}$ МВт·ч	$Q^{сн}_{к\ пуск}$ Гкал	$B^{усл}_{2к}$ пуск т.т		$Q^{сн}_{т\ пуск}$ Гкал	$\Delta Q_{э\ пуск}$ Гкал		
			газомазутный	пылеугольный			газомазутный	пылеугольный
I	2	3	4	5	6	7	8	9
Конденсационные энергоблоки 160 МВт с прямоточными котлами								
Более 20	3,65	5,9	I5,2	I5,6	I2,3	2I,0	22,0	27,0
I5-20	2,74	4,5	I2,I	I7,I	9,2	2I,0	I8,0	23,0
6-I0	2,28	3,7	I0,6	20,2	7,7	2I,0	I8,0	23,0
Конденсационные энергоблоки 200 МВт с барабанными котлами								
Более 20	4,I7	6,6	I7,0	23,0	I3,7	24,5	24,5	3I,5
I5-20	3,7I	5,9	I5,5	2I,5	I2,2	24,5	22,5	45,5
6-I0	2,82	4,5	I2,6	I8,6	9,2	24,5	I8,0	27,0
Конденсационные энергоблоки 200 МВт с прямоточными котлами								
Более 20	4,88	7,7	I9,3	25,3	I6,0	24,5	27,8	33,5
I5-20	4,42	7,0	I7,8	23,8	I4,5	24,5	25,8	3I,8
6-I0	3,I7	5,0	I3,8	I9,8	I0,4	24,5	20,5	26,5
Конденсационные энергоблоки 300 МВт и теплофикационные энергоблоки 250 МВт								
Более 20	8,8	24,0	40,5	48,5	37,0	28,0	56,0	64,0
I5-20	7,9	2I,6	36,9	44,9	33,3	28,0	5I,3	59,3
6-I0	5,9	I6,2	28,6	36,6	24,8	28,0	40,3	48,3
Теплофикационные энергоблоки с турбинами Т-I85/220-I30 и ПТ-I40/I65-I30								
Более 20	5,4	8,5	2I,2	27,8	I7,6	26,9	30,2	36,8
I5-20	4,9	7,7	I9,6	26,2	I5,9	26,9	28,0	34,6
6-I0	3,5	5,5	I5,I	2I,7	II,4	26,9	22,3	28,9

Таблица П7.4

Затраты топлива, тепла и электроэнергии
на пуски турбоагрегатов из холодного состояния

Мощность турбины, МВт	$Э^{сн}_{т\ пуск}$ МВт·ч	$Q^{сн}_{т\ пуск}$ Гкал	$\Delta Q_{э\ пуск}$ Гкал	Суммарные эквивалентные затраты топлива на пуск турбоагрегата $B_{т\ пуск}$, т
100	2,2	9,7	148,2	20
50	1,6	7,3	111,2	15
20	1,1	4,9	74,1	10

Таблица П7.5

Затраты топлива, тепла и электроэнергии на пуски котлов
из холодного состояния

Паропроизводительность, т/ч	$Э^{сн}_{к\ пуск}$ МВт ч	$Q^{сн}_{к\ пуск}$ Гкал	$B^{топ}_{пуск}$ т		Суммарные эквивалентные затраты топлива на пуск котла $B_{к\ пуск}$, т	
			Газомазутный котел	Пылеугольный котел	Газомазутный котел	Пылеугольный котел
420-500	4,7	23,0	41	51	45	55
210-230	3,6	17,9	32	37	35	40

Приложение 8

ОБОБЩЕННЫЕ КОНСТАНТЫ ТВЕРДЫХ И ЖИДКИХ ТОПЛИВ*

Республика, край, область, бассейн	Месторождение, угольный разрез	Марка, класс	$RO_2^{макс}$ %	a
		Угли		
Донецкий	-	ДР	18,7	1,08
-"-	-	Д (отсев)	18,9	1,10
-"-	-	ГР	18,5	1,10
-"-	-	Г, отсев	18,6	1,08
-"-	-	Г, ПШМ**	18,5	1,10
-"-	-	ТР	19,0	1,11
-"-	-	АШ, АСШ	20,1	1,11
-"-	-	ПА (Р, отсев)	19,4	1,11
-"-	-	(Ж, К, ОС), отсев	18,7	1,10
Кузнецкий	-	Д (Р, СШ)	18,7	1,09
-"-	-	Г (Р, С, Ш)	18,6	1,09
-"-	-	ІСС (Р, отсев)	18,8	1,09
-"-	-	2СС (Р, С, Ш, отсев)	18,8	1,10
-"-	-	Т (Р, отсев)	19,1	1,09
-"-	-	(Ж, К, ОС) ПШМ**	18,8	1,09

Продолжение приложения 8

Республика, край, область, бассейн	Месторождение, угольный разрез	Марка, класс	$RO_2^{макс}$	σ	a
Кузнецкий	Грамотеинский	Г (Р, окисленный)	I8,9		I,08
-"-	Кедровский	СС (Р, окисленный)	I9,I		I,09
-"-	Краснобродский	Т (Р, окисленный)	I9,2		I,I0
-"-	Томусинские	СС (Р, окисленный)	I8,9		I,I0
Карагандинский	-	КР	I8,9		I,09
-"-	-	К, ПСМ	I8,8		I,I0
Экибастузский	Разрезы I, 2, 3	ССР	I8,8		I,09
-"-	Разрез 5/6	ССР	I8,8		I,I0
-"-	Куучекинское	ССР	I9,0		I,09
-"-	Ленгерское	БЗ (Р, отсев)	I9,6		I,I0
Подмосковный	В целом	Б2 (Р, СМСШ)	I9,I		I,I0
-"-	Черепетьуголь	Б2 (Р, СМСШ)	I9,2		I,I0
Башкирская АССР	Бабаевское	БI (Р)	I8,7		I,08
Кизеловский	-	Г (Р, К, М) отсев,	I8,4		I,I2
-"-	-	Г, ПСМ***	I8,6		I,I0
Челябинский	-	БЗ (Р, МСШ)	I9,I		I,09
Свердловская обл.	Егоршинское	ПАР	I9,5		I,09
Узбекская	Ангренское	Б2 (СМСШ)	20,0		I,08
Канско-Ачинский	Ирша-Бородинское	Б2 (Р)	I9,7		I,08
-"-	Назаровское	Б2 (Р)	I9,7		I,08
-"-	Березовское	Б2 (Р)	I9,8		I,08
-"-	Боготольское	БI (Р)	I9,6		I,07
-"-	Абанское	Б2 (Р)	I9,7		I,08
-"-	Итатское	БI (Р)	I9,8		I,07
-"-	Барандатское	Б2 (Р)	I9,5		I,08
Красноярский	Минусинское	ДР	I9,0		I,09
Иркутский	Черемховское	Д (Р, отсев)	I8,7		I,09
Приморский	Липовецкое	Д (Р, СШ)	I8,6		I,08
-"-	Сучанское	$Г_Б$ (Р)	I8,8		I,09
-"-	Сучанское	$Ж_Б$ (Р)	I8,9		I,09
-"-	Сучанское	Т (Р)	I9,3		I,I0
-"-	Подгородненское	Т (Р)	I9,0		I,II
-"-	Артемовское	БЗ (Р, СШ)	I9,3		I,07
-"-	Таврическое	БЗ (СМ, СШ)	I8,7		I,09
-"-	Реттиховское	БI (К, СМ, СШ)	I9,2		I,07
Ленинградская	-	-"-	I9,5		I,09

Окончание приложения 8

Республика, край, область, бассейн	Месторождение, угольный разрез	Марка, класс	$RO_2^{макс}$ %	α
Куйбышевская	Кашпирское	-"-	20,2	I,I0
-"-	Торф	Фрезерный	I9,6	I,06
	Жидкие топлива			
Мазут	Малосернистый	-	I5,8	I,I0
-"-	Сернистый	-	I6,0	I,I0
-"-	Высокосернистый	-	I6,3	I,I0
Нефть	Стабилизированная	-	I5,8	I,I0

*Я.Л.Пеккер. Теплотехнические расчеты по приведенным характеристикам топлива (М.: Энергия, 1977).

**Промпродукт мокрого обогащения

Приложение 9

ОБОЗНАЧЕНИЕ КОНСТАНТ ПРИРОДНЫХ И ПОПУТНЫХ ГАЗОВ*

Газопровод	$RO_2^{макс}$ %	α
Природные газы		
Саратов - Москва	I2,0	I,II
Первомайск - Сторожовка	II,6	I,II
Ставрополь - Москва (III нитка)	I2,0	I,II
Серпухов - Ленинград	I2,0	I,II
Шебелинка - Харьков	I2,0	I,II
Шебелинка - Москва	II,9	I,II
Кумертау - Магнитогорск	I2,0	I,II
Газли - Коган	II,9	I,II
Хаджи - Абад - Фергана	I2,0	I,II
Карабулак - Грозный	I2,7	I,II
Коробки - Камышин	I2,3	I,II
Оренбург - Совхозное	I2,0	I,I05
Попутные газы		
Пермьнефть; Ярино - Пермь	I2,9	I,I0
Куйбышевнефть; Бавенчук	I2,9	I,II
Туркменнефть	I2,0	I,II
Краснодарнефтегаз	I2,I	I,II
Грознефть	I2,5	I,I0
Башнефть, Шкапово - Туймазы	I2,3	I,I0
Азербайджанская ССР	II,8	I,II

*Я.Л.Пеккер. Теплотехнические расчеты по приведенным характеристикам топлива (М.: Энергия, 1977).

Приложение 10

ПРИМЕР МАКЕТА
РАСЧЕТА НОРМАТИВНЫХ УДЕЛЬНЫХ РАСХОДОВ И ЭКОНОМИИ ТОПЛИВА НА ОТПУСК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ТЕПЛА ЗА ОТЧЕТНЫЙ МЕСЯЦ

Пример составлен применительно к подгруппе оборудования электростанции, на которой установлены энергетические котлы с предварительным подогревом воздуха в паровых калориферах, работающие на угле с высоким содержанием серы, турбоагрегаты типа ПТ с одноступенчатым отопительным отбором, пиковые водогрейные котлы, работающие на природном газе. Система циркуляционного водоснабжения - оборотная с градирнями. На момент составления энергетических характеристик все турбоагрегаты и котлы отработали более 35 тыс.ч.

Показатель, единица измерения	Обозначение	Способ определения, расчетная формула	Значение показателя			
			для агрегата			в целом по подгруппе
1. РАСЧЕТ НОМИНАЛЬНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТУРБОАГРЕГАТА, ПОДГРУППЫ ТУРБОАГРЕГАТОВ						
1.1. Исходные данные						
Выработка электроэнергии, тыс.кВт·ч:						
1.1.1. турбоагрегатом	$Э^{та}$	Данные учета				–
1.1.2. подгруппой турбоагрегатов	$Э^{пг}$	Отчетные данные	–	–	–	
Число часов работы, ч:						
1.1.3. турбоагрегата	$t^{т}_{раб}$	Данные учета				–
1.1.4. подгруппы турбоагрегатов	$t^{т(пг)}_{раб}$	Данные учета	–	–	–	
Отпуск тепла внешним потребителям подгруппой оборудования, Гкал(ГДж):						
1.1.5. всего	$Q^{пг}_{от}$	Отчетные данные	–	–	–	
1.1.6. с горячей водой	$Q^{гв(пг)}_{от}$	Отчетные данные	–	–	–	
1.1.7. пиковыми водогрейными котлами (ПВК)	$Q^{ПВК(пг)}_{от}$	Отчетные данные	–	–	–	
Отпуск тепла внешним потребителям и на собственные нужды, Гкал (ГДж):						
из производственного отбора:						
1.1.8. турбоагрегата	$Q_{по}$	Данные учета				–
1.1.9. подгруппы турбоагрегатов	$Q^{пг}_{по}$	Отчетные данные	–	–	–	
из отопительного отбора:						
1.1.10. турбоагрегата	$Q_{то}$	Данные учета				–
1.1.11. подгруппы турбоагрегатов от конденсатора турбоагрегата	$Q^{пг}_{то}$	Отчетные данные	–	–	–	
1.1.12. всего	$Q_{конд}$	Данные учета				–
1.1.13. в том числе при работе с ухудшенным вакуумом	$Q_{ув}$	Данный учета				–

Продолжение приложения К

Показатель, единица измерения	Обозначение	Способ определения, расчетная формула	Значение показателя			
			для агрегата			в целом по подгруппе
I.I.I4. Количество пусков турбоагрегата по диспетчерскому графику	$n^{т(н)}_{пуск}$	Данные учета				-
I.I.I5. Средний расход охлаждающей воды через конденсатор турбоагрегата, м³/ч	$\bar{W}_{охл}$	Данные учета				-
I.I.I6. Средняя температура охлаждающей воды на входе в конденсатор, °С	t_1	Данные учета				-
I.I.I7. Средний расход питательной воды через ПВД, т/ч	$\bar{G}_{пв}$	Данные учета				-
Средний расход сетевой воды через подогреватели сетевой воды, т/ч:						
I.I.I8. турбоагрегата	$\bar{G}_{с\,в}$	Данные учета				-
I.I.I9. подгруппы турбоагрегатов	$\bar{G}^{пг}_{с\,в}$	$\Sigma \bar{G}_{с\,в} \tau^{т}_{раб} / \tau^{т(пг)}_{раб}$	-	-	-	
Средние по подгруппе оборудования, т/ч:						
I.I.20. невозврат конденсата от потребителей	$\bar{G}^{пг}_{нев}$	Данные учета	-	-	-	
I.I.2I. подпитка теплосети	$\bar{G}^{пг}_{подп}$	Данные учета	-	-	-	
Средняя температура воды у основного подогревателя сетевой воды турбоагрегата, °С:						
I.I.22. на входе	$t^{'}_{с\,в}$	Данные учета				-
I.I.23. на выходе	$t^{''}_{с\,в}$	Данные учета				-
I.I.24. Средняя температура наружного воздуха, °С	$t_{н\,в}$	Данные учета	-	-	-	
I.I.25. Продолжительность работы турбоагрегата от даты составления энергетической характеристики, ч	$\tau^{т}_{рес}$	Данные учета				-
I.2. Расчет показателей						
I.2.I. Средний отпуск тепла внешним потребителям подгруппой оборудования, Гкал/ч (ГДж/ч)	$\bar{Q}^{пг}_{от}$	$Q^{пг}_{от} / \tau^{т(пг)}_{раб}$	-	-	-	
Средняя тепловая нагрузка, Гкал/ч (ГДж/ч):						
производственного отбора:						
I.2.2. турбоагрегата	$\bar{Q}_{по}$	$Q_{по} / \tau^{т}_{раб}$				

Продолжение приложения 10

Показатель, единица измерения	Обозначение	Способ определения, расчетная формула	Значение показателя			
			для агрегата			в целом по подгруппе
I.2.3. подгруппы турбоагрегатов теплофикационного отбора:	$\bar{Q}_{по}^{пг}$	$Q_{по}^{пг} / \tau_{раб}^{т(пг)}$	–	–	–	
I.2.4. турбоагрегата	$\bar{Q}_{то}$	$Q_{то} / \tau_{раб}^{т}$				–
I.2.5. подгруппы турбоагрегатов	$\bar{Q}_{то}^{пг}$	$Q_{то}^{пг} / \tau_{раб}^{т(пг)}$	–	–	–	
Средняя электрическая нагрузка, МВт:						
I.2.6. турбоагрегата	$N_т$	$Э^{та} / \tau_{раб}^{т}$				–
I.2.7. подгруппы турбоагрегатов	$N_т^{пг}$	$Э^{пг} / \tau_{раб}^{т(пг)}$	–	–	–	
Исходно-номинальные значения по турбоагрегату, т/ч:						
I.2.8. расхода свежего пара	$\bar{D}_0$	$f(N_т, \bar{Q}_{по}, \bar{Q}_{то})$				–
I.2.9. расхода пара на входе в часть среднего давления	$\bar{D}_{исд}^{вх}$	$f(\bar{D}_0, \bar{Q}_{по}, \bar{Q}_{то})$				–
I.2.10. расхода пара в конденсатор	D_2	$f(D_0, \bar{Q}_{по}, \bar{Q}_{то})$ или $\left(q_т N_т + \bar{D}_0 \Delta i_{пн} - \frac{q_{экв} N_т 10^2}{\eta_{эм}} - \right.$ $\left. - \Delta Q_{проч} 10^3\right) \frac{1}{r}$, где $q_{экв}$ = 860 ккал/(кВт·ч) = = 3601 кДж/(кВт·ч); r = 550 ккал/кг = = 2303 кДж/кг				–
Номинальные значения:						
I.2.11. температуры охлаждающей воды после градирни, °С	$t_1^{(н)}$	По характеристике градирни для фактических метеорологических условий и тепловой нагрузки	–	–	–	
I.2.12. температурного напора основного подогревателя сетевой воды, °С	$\delta t_{сп}^{(н)}$	$f(t'_{св}, G_{св}, t''_{св})$				–
I.2.13. давления пара в производственном отборе, кгс/см^2 (МПа)	$p_п^{(н)}$	$p_{потр} + \Delta p_{п тр}$, где $p_{потр}$ – давление пара в выходных коллекторах, обеспечивающее				–

Продолжение приложения 10

Показатель, единица измерения	Обозначение	Способ определения, расчетная формула	Значение показателя			
			для агрегата			в целом по подгруппе
		$\Delta P_{п\,тр}$ – у потребителя номинальное значение параметра; расчетное значение потери давления от камеры производственного отбора до выходных коллекторов				
I.2.I4. давления пара в теплофикационном отборе, кгс/см² (МПа)	$P_т^{(н)}$	$f(t_{scn}) + \Delta P_{т\,тр}$, где $t_{scn} = t''_{с\,в} + \delta t_{сп}^{(н)}$; $\Delta P_{т\,тр}$ – расчетное значение потери давления в трубопроводе от камеры теплофикационного отбора до подогревателя сетевой воды				
I.2.I5. Исходно-номинальное значение удельного расхода тепла брутто на турбоагрегат на производство электроэнергии, ккал/(кВт·ч) [кДж/(кВт·ч)]	$q_т^{исх}$	$f(N_т, \bar{Q}_{по}, \bar{Q}_{то})$				
Поправки к $q_т^{исх}$ на отклонение значений внешних факторов от фиксированных условий, принятых при построении исходно-номинальной зависимости, ккал/(кВт·ч) [кДж/(кВт·ч)]:						
I.2.I6. температуры охлаждающей воды (номинальной)	$\Delta q_{т(t_1)}$	$10^3 \Delta \bar{Q}_{э(t_1)} / N_т$, где $\Delta Q_{э(t_1)} = f(\bar{D}_2, t_1^{(н)})$				
I.2.I7. давления пара (номинального) в производственном отборе	$\Delta q_{т(P_п)}$	$f\left[\bar{D}_0, \bar{Q}_{по}, (P_п^{(н)} - P_п^{исх})\right]$				
I.2.I8. давления пара (номинального) в теплофикационном отборе	$\Delta q_{т(P_т)}$	$f\left[\bar{D}_0, \bar{Q}_{по}, (P_т^{(н)} - P_т^{исх})\right]$				

Продолжение приложения 10

Показатель, единица измерения	Обозначение	Способ определения, расчетная формула	Значение показателя: для агрегата	в целом по подгруппе
I.2.19. расхода охлаждающей воды (при отклонении фактического значения в сторону увеличения)	$\Delta q_{т(w)}$	$10^3 \Delta \bar{Q}_{э(w)} / N_т$, где $\Delta \bar{Q}_{э(w)} = f(\bar{D}_2, \bar{W}_{охл})$		–
I.2.20. расхода питательной воды (фактического)	$\Delta q_{т(G_{пв})}$	$f\left[\bar{D}_0, (\bar{G}_{пв} - G^{(н)}_{пв})\right]$		–
I.2.21. отпуска тепла от конденсатора (фактического) с водой, подаваемой на водоподготовительную установку	$\Delta q_{т(q_к)}$	$10^3 \bar{Q}_{конд} / N_т$		–
I.2.22. отработанного ресурса времени	$\Delta q_{т(\tau_{рес})}$	$q_т^{исх} \ell \tau^т_{рес} 10^{-5}$		–
I.2.23. количества пусков по диспетчерскому графику	$\Delta q_{т(n_{пуск})}$	$10^3 \Sigma \Delta Q_{э(пуск)i} n^{т(н)}_{пуск i} / Э^{та}$		–
Номинальное значение удельного расхода тепла брутто:				
I.2.24. по турбоагрегату	$q_т^{(н)}$	$q_т^{исх} + \Sigma \Delta q_{тi}$		–
I.2.25. по подгруппе турбоагрегатов	$q_т^{пг(н)}$	$\Sigma q^{(н)}_{тi} Э_i^{та} / Э^{пг}$	– – –	
Исходно-номинальное значение удельной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу, кВт·ч/Гкал (кВт·ч/ГДж):				
I.2.26. паром производственного отбора	$W^{п(исх)}_{тф}$	$f(\bar{D}_0)$		–
I.2.27. паром теплофикационного отбора	$W^{т(исх)}_{тф}$	$f(\bar{D}_0, \bar{Q}_{по})$		–
Поправки к $W_{тф}$ на отклонение номинального значения давления от зафиксированного при построении исходно-номинальной зависимости:				
I.2.28. производственного отбора	$\Delta W^{п}_{тф(p_п)}$	$f(p_п^{(н)} - p_п^{исх})$		–
I.2.29. теплофикационного отбора	$\Delta W^{т}_{тф(p_п)}$	$f\left[(p_п^{(н)} - p_п^{исх}), \bar{D}^{вх}_{ЦСД}\right]$		–
I.2.30.	$\Delta W^{т}_{тф(p_т)}$	$f(p_т^{(н)} - p_т^{исх})$		–
Номинальное значение удельной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу, кВт·ч/Гкал (кВт·ч/ГДж):				

Продолжение приложения I

Показатель, единица измерения	Обозначение	Способ определения, расчетная формула	Значение показателя			
			для агрегата			в целом по подгруппе
I.2.3I. паром производственного отбора	$W_{тф}^{п(н)}$	$W_{тф}^{п(исх)} + \Delta W_{тф(р_п)}^{п}$				-
I.2.32. паром теплофикационного отбора	$W_{тф}^{т(н)}$	$W_{тф}^{т(исх)} + \Delta W_{тф(р_п)}^{т} + \Delta W_{тф(р_т)}^{т}$				-
Номинальное значение мощности, развиваемой по конденсационному циклу, МВт:						
I.2.33. турбоагрегатом	$N_{кн}^{та(н)}$	$N_т - 10^{-3}\left(W_{тф}^{п(н)}\bar{q}_{по} + W_{тф}^{т(н)}\bar{q}_{то}\right)$				-
I.2.34. подгруппой турбоагрегатов	$N_{кн}^{пг(н)}$	$\Sigma N_{кн}^{та(н)} \tau_{раб}^{т} / \tau_{раб}^{т(пг)}$	-	-	-	
Исходно-номинальное значение затрат мощности на собственные нужды подгруппы турбоагрегатов, МВт:						
I.2.35. суммарное	$N_т^{сн(исх)}$	$f\left(N_{кн}^{пг(н)}, H_{цн}, m_т\right)$, где $m_т$ – количество работающих турбоагрегатов; $H_{цн}$ – напор, развиваемый циркуляционными насосами	-	-	-	
I.2.36. на циркуляционные насосы	$N_{цн}^{(н)}$	$f\left(N_{кн}^{пг(н)}, H_{цн}\right)$.	-	-	-	
I.2.37. Затраты электроэнергии на пуски турбоагрегатов по диспетчерскому графику, тыс.кВт·ч	$Э_{т(пуск)}^{сн}$	$\Sigma Э_{т(пуск)i}^{сн} n_{пуск\,i}^{т(н)}$	-	-	-	
Номинальное относительное значение, %:						
I.2.38. расхода электроэнергии на собственные нужды подгруппы турбоагрегатов	$\bar{Э}_{т(пг)}^{сн(н)}$	$10^2\left(N_т^{сн(исх)} \tau_{раб}^{т(пг)} + Э_{т(пуск)}^{сн}\right) / Э^{пг}$	-	-	-	
I.2.39. расхода электроэнергии на циркуляционные насосы	$\bar{Э}_{цн}^{(н)}$	$10^2 N_{цн}^{(н)} / N_{кн}^{пг(н)}$	-	-	-	
I.2.40. Исходно-номинальное значение расхода тепла на собственные нужды подгруппы турбоагрегатов, Гкал/ч (ГДж/ч)	$\bar{Q}_т^{сн(исх)}$	$f\left(\bar{Q}_э^{пг(н)}, t_{нв}, m_т, \tau_{кал}^{от}\right)$, где $\bar{Q}_э^{пг(н)} = 10^{-3} q_т^{пг(н)} N_т^{пг}$	-	-	-	

Продолжение приложения 10

Показатель, единица измерения	Обозначение	Способ определения, расчетная формула	Значение показателя для агрегата			в целом по подгруппе
1.2.41. Расход тепла на пуски турбоагрегатов по диспетчерскому графику, Гкал (ГДж)	$Q^{сн}_{т(пуск)}$	$\sum Q^{сн}_{т(пуск)i} n^{т(н)}_{пуск\,i}$	-	-	-	
1.2.42. Номинальное относительное значение расхода тепла на собственные нужды подгруппы турбоагрегатов, %	$q^{сн(н)}_{т(пг)}$	$\frac{\bar{Q}^{сн(исх)}_{т} \tilde{\iota}^{т(пг)}_{раб} + Q^{сн}_{т(пуск)}}{q^{пг(н)}_{т} \, Э^{пг}} 10^5$	-	-	-	
1.2.43. Номинальное значение удельного расхода тепла нетто по подгруппе турбоагрегатов, ккал/(кВт ч) [кДж/(кВт ч)]	$q^{н(н)}_{т(пг)}$	$q^{пг(н)}_{т} \frac{100 + q^{сн(н)}_{т(пг)}}{100 - \bar{Э}^{сн(н)}_{т(пг)}}$	-	-	-	
Исходно-номинальное значение энтальпии пара, ккал/кг (кДж/кг):						
1.2.44. в теплофикационном отборе	$i^{исх}_{т}$	$f(\bar{D}^{вх}_{чсд}, P^{исх}_{п})$				-
1.2.45. в конденсаторе при ухудшенном вакууме	$i^{исх}_{ув}$	$f(\bar{D}^{вх}_{чнд}, P^{исх}_{т})$				-
Поправки [ккал/кг (кДж/кг)] на отклонение номинальных значений показателей от принятых при построении исходно-номинальных зависимостей энтальпии пара:						
1.2.46. в теплофикационном отборе	$\Delta i_{т(P_т)}$	$f(P^{(н)}_{т} - P^{исх}_{т})$				-
1.2.47.	$\Delta i_{т(i_п)}$	$f\left[\bar{D}^{вх}_{чсд}, (i^{(н)}_{п} - i^{исх}_{п})\right]$				-
1.2.48. в конденсаторе при ухудшенном вакууме	$\Delta i_{ув(P_{ув})}$	$f(P^{(н)}_{ув} - P^{исх}_{ув})$				-
1.2.49.	$\Delta i_{ув(i_т)}$	$f\left[\bar{D}^{вх}_{чнд} \cdot (i^{(н)}_{т} - i^{исх}_{т})\right]$				-
Номинальное значение энтальпии пара, ккал/кг (кДж/кг):						
1.2.50. в производственном отборе	$i^{(н)}_{п}$	$f(\bar{D}_{э}; P^{(н)}_{п})$				-
1.2.51. в теплофикационном отборе	$i^{(н)}_{т}$	$i^{исх}_{т} + \Delta i_{т(P_т)} + \Delta i_{т(i_п)}$				-
1.2.52. в конденсаторе при ухудшенном вакууме	$i^{(н)}_{ув}$	$i^{исх}_{ув} + \Delta i_{ув(P_{ув})} + \Delta i_{ув(i_т)}$				-
1.2.53. в конденсаторе при фактической электрической мощности турбоагрегата, но при условии работы его в конденсационном режиме	$i^{(н)}_{2к}$	$f(\bar{D}^{вх}_{чнд}, t_1)$				-

Продолжение приложения 10

Показатель, единица измерения	Обозначение	Способ определения, расчетная формула	Значение показателя: для агрегата			в целом по подгруппе
Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии, Гкал (ГДж), при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям:						
1.2.54. из производственного отбора	$\Delta Q^{по}_{э(отр)}$	$Q_{по}\left(1-\xi_{п}\right) Q^{отр}_{от}/Q_{т}$				–
1.2.55. из теплофикационного отбора	$\Delta Q^{то}_{э(отр)}$	$Q_{то}\left(1-\xi_{т}\right) Q^{отр}_{от}/Q_{т}$				–
1.2.56. от конденсатора	$\Delta Q^{конд}_{э(отр)}$	$\left[Q_{ув}\left(1-\xi_{ув}\right)+\left(Q_{конд}-Q_{ув}\right)\right] Q^{отр}_{от}/Q_{т}$				–
1.2.57. всего	$\Delta Q^{пг}_{э(отр)}$	$\Sigma\left(\Delta Q^{по}_{э(отр)}+\Delta Q^{то}_{э(отр)}+\Delta Q^{конд}_{э(отр)}\right)$	–	–	–	
		Значения $\xi_{п}$, $\xi_{т}$ и $\xi_{ув}$ определяются по формуле (22) при номинальных значениях энтальпии пара в отборах и в конденсаторе				
1.2.58. Коэффициент увеличения расхода тепла на производство электроэнергии при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям из отборов и от конденсаторов турбоагрегатов	$K^{пг}_{отр(т)}$	$\dfrac{q^{пг(н)}_{т} Э^{пг}\left(100+q^{сн(н)}_{т(пг)}\right)10^{-5}+\Delta Q^{пг}_{э(отр)}}{q^{пг(н)}_{т} Э^{пг}\left(100+q^{сн(н)}_{т(пг)}\right)10^{-5}}$	–	–	–	

2. РАСЧЕТ НОМИНАЛЬНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КОТЛОВ, ПОДГРУППЫ КОТЛОВ

2.1. Исходные данные

Фактическое качество сожженного твердого топлива:						
2.1.1. низшая теплота сгорания, ккал/кг (кДж/кг)	$Q^{р}_{н}$	Данные учета	–	–	–	
2.1.2. зольность, %	$A^{р}$	Данные учета	–	–	–	
2.1.3. влажность, %	$W^{р}$	Данные учета	–	–	–	
Число часов работы, ч:						
2.1.4. котла	$\tau^{к}_{раб}$	Отчетные данные				–
2.1.5. подгруппы котлов	$\tau^{к(пг)}_{раб}$	Данные учета	–	–	–	
Выработка тепла, Гкал(ГДж):						
2.1.6. котлом	$Q^{бр}_{к}$	Отчетные данные				–
2.1.7. подгруппой котлов	$Q^{бр(пг)}_{к}$	Отчетные данные	–	–	–	
2.1.8. Расход питательной воды по подгруппе котлов, тыс.т	$G^{пг}_{пв}$	Отчетные данные	–	–	–	
2.1.9. Количество пусков котлов по диспетчерскому графику	$n^{к(н)}_{пуск}$	Отчетные данные				–

Продолжение приложения 10

Показатель, единица измерения	Обозначение	Способ определения, расчетная формула	Значение показателя			
			для агрегата			в целом по подгруппе
Температура воздуха, °С:						
2.1.10. холодного на стороне всасывания дутьевого вентилятора	$t_{хв}$	Отчетные данные				–
2.1.11. перед воздухоподогревателем	$t'_{вп}$	Отчетные данные				–
2.1 12. Температура питательной воды, °С	$t_{пв}$	Данные учета				–
2.1.13. Продолжительность работы котла от даты составления энергетической характеристики, ч	$\tau^{к}_{рес}$	Данные учета				–
2.1.14. Максимальная нагрузка подгруппы котлов, Гкал/ч (ГДж/ч)	$\bar{Q}^{бр(пг)}_{к(макс)}$	Данные учета	–	–	–	
Количество твердого топлива в натуральном исчислении, т:						
2.1.15. полученного от поставщиков	$B^{пол}_{нат}$	Данные учета	–	–	–	
2.1.16. израсходованного энергетическими котлами	$B_{нат}$	Отчетные данные				
2.1.17. Фактический расход топлива в условном исчислении на отпуск электроэнергии и тепла	$B^{пг}$	Отчетные данные	–	–	–	
2.1.18. Число часов работы пиковых водогрейных котлов	$\Sigma\tau^{пик}_{раб}$	Данные учета	–	–	–	

2.2. Расчет показателей

Приведенные характеристики топлива						
2.2.1.	$к$	По данным табл.2	–	–	–	
2.2.2.	c	По данным табл.2	–	–	–	
2.2.3.	b	По данным табл.2	–	–	–	
Средние значения тепловой нагрузки, Гкал/ч (ГДж/ч):						
2.2.4. котла	$\bar{Q}^{бр}_{к}$	$Q^{бр}_{к}/\tau^{к}_{раб}$				
2.2.5. подгруппы котлов	$\bar{Q}^{бр(пг)}_{к}$	$Q^{бр(пг)}_{к}/\tau^{к(пг)}_{раб}$	–	–	–	
2.2.6. расхода питательной воды по подгруппе котлов, т/ч	$\bar{G}^{пг}_{пв}$	$10^3 G^{пг}_{пв}/\tau^{к(пг)}_{раб}$	–	–	–	

Продолжение приложения 10

Показатель, единица измерения	Обозначение	Способ определения, расчетная формула	Значение показателя для агрегата	в целом по подгруппе
Номинальное удельное значение количества тепла, ккал/кг (кДж/кг):				
2.2.7. воспринятого воздухом в калориферах	$q_{кф}$	$0{,}35\,\alpha'_{вп}\,(t'_{вп} - t_{хв})^{x} \times (Q^{р}_{н} + 6W^{р})\,K_{пр}\,10^{-3}$ см. пояснения к формуле (52)		-
2.2.8. поданного в топку при обдувке поверхностей нагрева	$q_{обд\,п}$	$D_{обд}\,(i_{обд\,п} - i_{ух})/B_{нат}$ см. пояснения к формуле (56)		-
2.2.9. Коэффициент, учитывающий тепло, дополнительно внесенное в топку	K_{Q}	$Q^{р}_{н}/(Q^{р}_{н} + q_{кф} + q_{обд.\,п})^{*}$		-
2.2.10. Исходно-номинальное значение потерь тепла от механической неполноты сгорания, %	$q_4^{исх}$	$f(Q^{бр}_{к})$		-
Поправки к $q_4^{исх}$ на отклонения значений внешних факторов от фиксированных условий, принятых при построении исходно-номинальной зависимости, %:				
2.2.11. зольности топлива	$\Delta q_{4(A^{р})}$	$f(A^{р} - A^{р(исх)})$		-
2.2.12. влажности топлива	$\Delta q_{4(W^{р})}$	$f(W^{р} - W^{р(исх)})$		-
2.2.13. Номинальное значение потерь тепла от механической неполноты сгорания, %	$q_4^{(н)}$	$q_4^{исх} + \Delta q_{4(A^{р})} + \Delta q_{4(W^{р})}$		-
2.2.14. Исходно-номинальное значение температуры уходящих газов, °С	$t_{ух}^{исх}$	$f(Q^{бр}_{к})$		-
Поправки к $t_{ух}^{исх}$ на отклонение значений внешних факторов от фиксированных условий, принятых при построении исходно-номинальной зависимости, °С:				
2.2.15. температуры питательной воды	$\Delta t_{ух(t_{пв})}$	$f(t_{пв} - t_{пв}^{исх})$		-
2.2.16. температуры воздуха на входе в воздухоподогреватель	$\Delta t_{ух(t'_{вп})}$	$f(t'^{(н)}_{вп} - t'^{(исх)}_{вп})$		-

Продолжение приложения IO

Показатель, единица измерения	Обозначение	Способ определения, расчетная формула	Значение показателя			
			для агрегата			в целом по подгруппе
2.2.I7. влажности топлива	$\Delta t_{ух(W^Р)}$	$f(W^Р - W^{Р(исх)})$				-
Номинальные значения:						
2.2.I8. температуры уходящих газов, °С	$t_{ух}^{(н)}$	$t_{ух}^{исх} + \Delta t_{ух(t'_{вп})} + \Delta t_{ух(t_{пв})} + \Delta t_{ух(W^Р)}$				-
2.2.I9. потерь тепла с уходящими газами, %	$q_2^{(н)}$	По формуле (I08)				-
2.2.20. потерь тепла от наружного охлаждения котла, %	$q_5^{(н)}$	$f(\bar{Q}_к^{бр})$				-
2.2.2I. потерь тепла с физическим теплом шлака, %	$q_6^{(н)}$	$f(\bar{Q}_к^{бр})$				-
2.2.22. потерь тепла при пусках котлов по диспетчерскому графику, %	$q_{4пуск}^{(н)}$	По формуле (II4)				-
2.2.23. потерь тепла от старения котлов, %	$q_{4рес}^{(н)}$	$c\tau_{рес}^{к}\,10^{-3}$				-
КПД брутто, %:						
2.2.24. котла	$\eta_к^{бр(н)}$	$100 - q_2^{(н)} - q_4^{(н)} - q_5^{(н)} - q_6^{(н)} - q_{4пуск}^{(н)} - q_{4рес}^{(н)}$				-
2.2.25. подгруппы котлов	$\eta_{к(пг)}^{бр(н)}$	$Q_к^{бр(пг)} / \Sigma(Q_к^{бр} / \eta_к^{бр(н)})$	-	-	-	
Количества израсходованного топлива в натуральном исчислении, т:						
2.2.26. котлом	$B_{нат}^{(н)}$	$\dfrac{Q_к^{бр}\,10^5}{\eta_к^{бр(н)}(Q_н^Р + q_{кф} + q_{обд.п})}$				-
2.2.27. подгруппой котлов	$B_{нат}^{пг(н)}$	$\Sigma B_{нат}^{(н)}$	-	-	-	
2.2.28. Исходно-номинальное значение удельного расхода электроэнергии на тягу и дутье, кВт·ч/Гкал (кВт·ч/ГДж)	$\bar{э}_{тд}^{исх}$	$f(\bar{Q}_к^{бр})$				-
Поправки к $\bar{э}_{тд}^{исх}$ на отклонение значений внешних факторов от фиксированных условий, принятых при построении исходно-номинальной зависимости, кВт·ч/Гкал (кВт·ч/ГДж):						-
2.2.29. зольности топлива	$\Delta\bar{э}_{тд(A^Р)}$	$f(A^Р - A^{Р(исх)})$				
2.2.30. влажности топлива	$\Delta\bar{э}_{тд(W^Р)}$	$f(W^Р - W^{Р(исх)})$				-
2.2.3I. температуры уходящих газов	$\Delta\bar{э}_{тд(t_{ух})}$	$f(t_{ух}^{(н)} - t_{ух}^{(исх)})$				-

Продолжение приложения 10

Показатель, единица измерения	Обозначение	Способ определения, расчетная формула	Значение показателя			
			для агрегата			в целом по подгруппе
2.2.32. температуры холодного воздуха	$\Delta \bar{Э}_{тд}(t_{хв})$	$f(t_{хв} - t_{хв}^{исх})$				-
2.2.33. Номинальное значение удельного расхода электроэнергии на тягу и дутье, кВт·ч/Гкал (кВт·ч/ГДж)	$\bar{Э}_{тд}^{(н)}$	$\bar{Э}_{тд}^{исх} + \Sigma \Delta \bar{Э}_{тд\,i}$				-
2.2.34. Исходно-номинальное значение удельного расхода электроэнергии на пылеприготовление, кВт·ч/т натурального топлива	$\bar{Э}_{пп}^{исх}$	$f(Q_к^{бр})$				-
Поправки к $\Delta \bar{Э}_{пп}^{исх}$ на отклонение внешних факторов от фиксированных условий, принятых при построении исходно-номинальной зависимости, кВт·ч/т натурального топлива:						
2.2.35. зольности топлива	$\Delta \bar{Э}_{пп(A^р)}$	$f(A^р - A^{р(исх)})$				-
2.2.36. влажности топлива	$\Delta \bar{Э}_{пп(W^р)}$	$f(W^р - W^{р(исх)})$				-
2.2.37. Номинальное значение удельного расхода электроэнергии на пылеприготовление, кВт·ч/т натурального топлива	$\bar{Э}_{пп}^{(н)}$	$\bar{Э}_{пп}^{исх} + \Delta \bar{Э}_{пп(A^р)} + \Delta \bar{Э}_{пп(W^р)}$				-
2.2.38. Номинальное значение удельного расхода электроэнергии на питательные насосы подгруппы котлов, кВт·ч/т питательной воды	$\bar{Э}_{пн}^{(н)}$	$f(\bar{G}_{пв}^{пг})$	-	-	-	
2.2.39. Номинальное значение мощности прочих механизмов собственных нужд, МВт	$N_{проч}^{(н)}$	$f(\bar{Q}_к^{бр(пг)}, B_{нат}^{пал}, B_{нат}^{пг(н)})$	-	-	-	
2.2.40. Затраты электроэнергии на пуски котлов по диспетчерскому графику, тыс.кВт·ч	$Э_{к\,пуск}^{сн(н)}$	$\Sigma Э_{к(пуск)i}^{сн} n_{пуск\,i}^{к(н)}$	-	-	-	
2.2.41. Номинальное значение суммарного расхода электроэнергии на собственные нужды подгруппы котлов, тыс.кВт·ч	$Э_{к(пг)}^{сн(н)}$	$\left[\Sigma(\bar{Э}_{тд}^{(н)} Q_к^{бр} + \bar{Э}_{пп}^{(н)} B_{нат}^{(н)})\right] 10^{-3} + \bar{Э}_{пн}^{(н)} G_{пв}^{пг} 10^{-3} + N_{проч}^{(н)} \tau_{раб}^{к(пг)} + Э_{к(пуск)}^{сн(н)}$	-	-	-	
Номинальные значения абсолютных расходов тепла на собственные нужды, Гкал (ГДж):						
2.2.42. индивидуальных	$Q_{инд}^{сн}$	$f(\bar{Q}_к^{бр}, \tau_{раб}^{к}, t'_{кф}, t''_{кф})$				-
2.2.43. на размораживание твердого топлива	$Q_{рм}^{сн}$	$f(B_{нат}^{пал}, t_{нв})$	-	-	-	

Продолжение приложения 10

Показатель, единица измерения	Обозначение	Способ определения, расчетная формула	Значение показателя для агрегата			в целом по подгруппе
2.2.44. на отопление и вентиляцию помещений, горячее водоснабжение	$Q^{сн}_{отепл}$	$f(t_{нв}, q^{от}_{кал}, m_к)$	-	-	-	
2.2.45. при пусках котлов по диспетчерскому графику	$Q^{сн}_{к(пуск)}$	$\sum Q^{сн}_{к(пуск)i} n^{к(н)}_{пуск\,i}$	-	-	-	
2.2.46. прочих	$Q^{сн}_{проч}$	$f(\bar{Q}^{бр(пг)}_к, t_{исх})$	-	-	-	
2.2.47. суммарного	$Q^{сн(н)}_{к(пг)}$	$\sum Q^{сн}_{инд\,i} + Q^{сн}_{рм} + Q^{сн}_{отопл} + Q^{сн}_{к(пуск)} + Q^{сн}_{проч}$	-	-	-	
2.2.48. Номинальное значение удельного расхода тепла на собственные нужды подгруппы котлов, %	$q^{сн(н)}_{к(пг)}$	$10^2 Q^{сн(н)}_{к(пг)} / \bar{Q}^{бр(пг)}_к$	-	-	-	
2.2.49. Средняя тепловая нагрузка пикового водогрейного котла, Гкал/ч (ГДж/ч)	$\bar{Q}_{пвк}$	$Q^{пг}_{пвк} / \Sigma \tau^{пвк}_{раб}$	-	-	-	
2.2.50. Исходно-номинальное значение температуры уходящих газов ПВК	$t^{пвк(исх)}_{ух}$	$f(Q_{пвк})$	-	-	-	
Поправки к $t^{пвк(исх)}_{ух}$ на отклонение значений внешних факторов от фиксированных условий, принятых при построении исходно-номинальной зависимости, °С:						
2.2.51. температуры холодного воздуха	$\Delta t^{пвк}_{ух(t_{хв})}$	$f(t_{хв} - t^{исх}_{хв})$	-	-	-	
2.2.52. расхода сетевой воды	$\Delta t^{пвк}_{ух(G)}$	$f(G^{исх}_{св} - G_{св})$	-	-	-	
2.2.53. температуры сетевой воды на входе в котел	$\Delta t^{пвк}_{ух(t'_{св})}$	$f(t_{св} - t^{исх}_{св})$	-	-	-	
Номинальные значения:						
2.2.54. температуры уходящих газов ПВК, °С	$t^{пвк(н)}_{ух}$	$t^{пвк(исх)}_{ух} + \sum \Delta t^{пвк}_{ух\,i}$	-	-	-	
2.2.55. потерь тепла с уходящими газами, %	$q^{пвк(н)}_2$	По формуле (108)	-	-	-	
2.2.56. потерь тепла от наружного охлаждения ПВК, %	$q^{пвк(н)}_5$	$f(\bar{Q}_{пвк})$	-	-	-	
2.2.57. КПД брутто ПВК, %	$\eta^{бр(н)}_{к(пвк)}$	$100 - q^{пвк(н)}_2 - q^{пвк(н)}_5$	-	-	-	

3. РАСЧЕТ НОМИНАЛЬНЫХ И НОРМАТИВНЫХ УДЕЛЬНЫХ РАСХОДОВ ТОПЛИВА, ЭКОНОМИИ ТОПЛИВА

Номинальное значение доли потерь (%) при отпуске тепла:						
3.1. от энергетических котлов	$\alpha^{эк(н)}_{пот}$	$f\left[(Q^{пг}_{от} - Q^{пвк(пг)}_{от}), Q^{пг}_{по}, Q^{пг}_{то}, G^{пг}_{нев}\right]$	-	-	-	

Продолжение приложения 10

Показатель, единица измерения	Обозначение	Способ определения, расчетная формула	Значение показателя			
			для агрегата			в целом по подгруппе
3.2. от пиковых водогрейных котлов	$\alpha_{пот}^{пвк(н)}$	$f(\bar{q}_{пвк}^{пг}, t_{нв})$	-	-	-	
3.3. Коэффициент отнесения затрат топлива подгруппой энергетических котлов на производство электроэнергии	$K_э$	По формуле (17)	-	-	-	
3.4. Номинальное значение удельного расхода электроэнергии на собственные нужды, отнесенного на производство электроэнергии, %	$\bar{э}_{э(пг)}^{сн(н)}$	$\bar{э}_{т(пг)}^{сн(н)} + \frac{K_э\, э_{к(пг)}^{сн(н)}}{э^{пг}} 10^2$	-	-	-	
3.5. Номинальное значение КПД нетто подгруппы энергетических котлов, %	$\eta_{к(пг)}^{н(н)}$	$\frac{\eta_{к(пг)}^{бр(н)}\left(100-q_{к(пг)}^{сн(н)}\right)\left(100-\bar{э}_{э(пг)}^{сн(н)}\right)}{100\, K_Q\left(100-\bar{э}_{т(пг)}^{сн(н)}\right)}$	-	-	-	
3.6. Коэффициент теплового потока, %	$\eta_{тп}$	$100-1{,}5\bar{Q}_{к,у}^{бр(пг)}/\bar{Q}_к^{бр(пг)}$, где $\bar{Q}_{к,у}^{бр(пг)}$ - установленная тепловая мощность находившихся в работе котлов подгруппы оборудования	-	-	-	
Коэффициенты, учитывающие влияние на удельные расходы топлива, %:						
3.7. стабилизации тепловых процессов	$K_{ст}$	$f(K_з, N_{макс})$ - приложение 11	-	-	-	
3.8. освоения вновь введенного оборудования	$K_{осв}$	Приложение 12	-	-	-	
3.9. Коэффициент увеличения расхода топлива энергетическими котлами при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям из отборов и от конденсаторов турбоагрегатов	$K_{отр(к)}^{пг}$	$\frac{\left(Q_к^{бр(пг)}-Q_{к(пг)}^{сн(н)}\right)\eta_{тп}\,10^{-2}+\Delta Q_{э(отр)}^{пг}}{\left(Q_к^{бр(пг)}-Q_{к(пг)}^{сн(н)}\right)\eta_{тп}\,10^{-2}}$	-	-	-	
Удельный расход условного топлива на электроэнергию, г/(кВт ч):						
3.10. номинальный	$b_э^н$	$\frac{q_{т(пг)}^{н(н)}\left(100+K_{ст}+K_{осв}\right)K_{отр(т)}^{пг}}{\eta_{к(пг)}^{н(н)}\,\eta_{тп}\,Q_{ут}\,K_{отр(к)}^{пг}}\,10^2$, где $Q_{ут} = 7$ Гкал/т (29,309 ГДж/т)	-	-	-	
3.11. нормативный	$b_э^{нр}$	$b_э^н\left[1+K_р^э\left(1-\mu_э\right)\right]$	-	-	-	

Продолжение приложения 10

Показатель, единица измерения	Обозначение	Способ определения, расчетная формула	Значение показателя			
			для агрегата			в целом по подгруппе
Затраты электроэнергии, тыс. кВт ч:						
3.12. на сетевые насосы	$Э_{сет}$	$f\left(G_{св}^{пг}, \tau_{раб}^{т(пг)}\right)$	-	-	-	
3.13. на механизмы ПВК, конденсатные насосы подогревателей сетевой воды, подпиточные насосы, а также насосы, используемые для подготовки воды для подпитки теплосети	$Э_{к,подп}$	$f\left(\bar{Q}_{от}^{гв(пг)}, \bar{G}_{подп}^{пг}, \tau_{раб}^{т(пг)}\right)$	-	-	-	
3.14. суммарные, относимые к теплофикационной установке	$Э_{тепл}$	$Э_{сет} + Э_{к,подп}$	-	-	-	
3.15. на насосы, используемые при подготовке химически обессоленной воды для восполнения невозврата конденсата от потребителей пара	$Э_{пар}$	$f\left(\bar{G}_{нев}^{пг}, \tau_{раб}^{т(пг)}\right)$		-	-	
3.16. Доля отпуска тепла, обеспечиваемая за счет нагрева воды в сетевых насосах, %	$\alpha_{нас}$	$10^{-3} q_{экв} Э_{сет} \eta_{эмн} / Q_{от}^{пг}$	-	-	-	
Промежуточный удельный расход условного топлива на тепло, кг/Гкал (кг/ГДж):						
3.17. по энергетическим котлам	$в_{тэ}^{эк}$	$\frac{\left(100-\alpha_{нас}+\alpha_{пот}^{эк(н)}\right)\times\left(100+K_{ст}+K_{осв}\right)}{\eta_{к}^{н(н)}\eta_{тп}Q_{ут}K_{отр(к)}^{пг}} 10^{3}$	-	-	-	
3.18. по пиковым водогрейным котлам	$в_{тэ}^{пвк}$	$\frac{\left(100+\alpha_{пот}^{пвк(н)}\right)10^{3}}{\eta_{к(пвк)}^{бр(н)}Q_{ут}}$	-	-	-	
3.19. Увеличение удельного расхода топлива вследствие дополнительных затрат электроэнергии	$\Delta в_{тэ}$	$\frac{\left(Э_{пар}+Э_{тепл}\right)в_{э}^{(н)}}{Q_{от}^{пг}}$	-	-	-	
Удельный расход условного топлива на отпуск тепла внешним потребителям, кг/Гкал (кг/ГДж):						
3.20. номинальный	$в_{тэ}^{(н)}$	$\left[в_{тэ}^{эк}\left(100-\alpha_{пвк}^{пг}\right)+в_{тэ}^{пвк}\alpha_{пвк}^{пг}\right]\times 10^{-2}+\Delta в_{тэ}$	-	-	-	

Окончание приложения IC

Показатель, единица измерения	Обозначение	Способ определения, расчетная формула	Значение показателя			
			для агрегата			в целом по подгруппе
3.21. нормативный	$b_{тэ}^{нр}$	$b_{тэ}^{эк}\left(100-\alpha_{пвк}^{пг}\right)\left[1+K_{р}^{т(эк)}\left(1-\mu_{т}^{эк}\right)\right]\times 10^{-2}+b_{тэ}^{пвк}\alpha_{пвк}^{пг}\left[1+K_{р}^{т(пвк)}\times\left(1-\mu_{т}^{пвк}\right)\right]10^{-2}+\Delta b_{тэ}$	-	-	-	
3.22. Экономия (перерасход) топлива в пересчете на условное, т	$\Delta B^{пг}$	$B^{пг}-\left(b_{э}^{нр}Э_{от}^{пг}+b_{тэ}^{нр}Q_{от}^{пг}\right)10^{-3}$	-	-	-	

Приложение 11

КОЭФФИЦИЕНТЫ ВЛИЯНИЯ УЧАСТИЯ ОБОРУДОВАНИЯ В РЕГУЛИРОВАНИИ СУТОЧНЫХ ГРАФИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД УСЛОВНОГО ТОПЛИВА

(по данным Всероссийского теплотехнического научно-исследовательского института)

Коэффициенты $K_{ст}$ для конденсационных энергоблоков и групп оборудования с поперечными связями определяются в соответствии с рис. П11.1-П11.4* по значениям коэффициентов заполнения суточных графиков нагрузки $K_{з}$ которые рассчитываются по формуле

$$K_{з}=N_{ср}/N_{макс},$$

где $N_{ср}$ - средняя нагрузка турбоагрегатов за отчетный период, МВт;

$N_{макс}$ - максимальная за отчетный период нагрузка турбоагрегатов, МВт; определяется как среднеарифметическое значение максимальных суточных нагрузок.

Для теплофикационных энергоблоков и групп оборудования с поперечными связями коэффициенты $K_{ст}$ определяются также в соответствии с рис. П11.1-П11.4, но коэффициенты $K_{з}$ в этом случае рассчитываются по значениям средней $\left[Q_{к(ср)}^{бр}\right]$ и максимальной $\left[Q_{к(макс)}^{бр}\right]$ за отчетный период тепловой нагрузки котлов

$$K_{з}=Q_{к(ср)}^{бр}/Q_{к(макс)}^{бр}.$$

* Разработаны Всероссийским теплотехническим научно-исследовательским институтом для конденсационных энергоблоков.

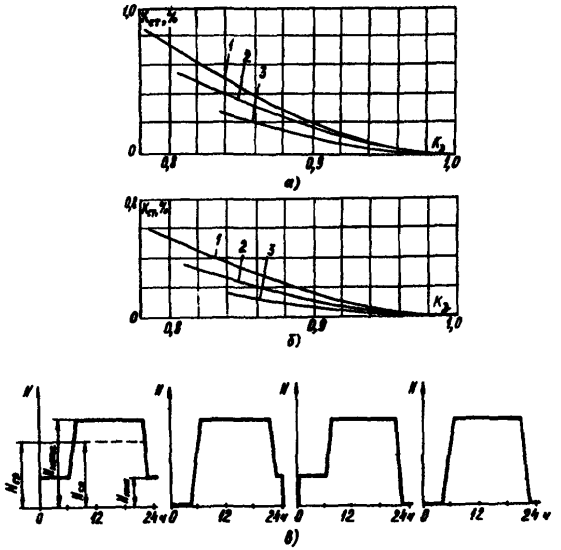

Рис.III.1. Коэффициенты стабилизации тепловых процессов $K_{ст}$ для энергоблоков, работающих на каменных (*а*) и бурых (*б*) углях и регулирующих электрическую нагрузку в соответствии с суточным графиком типа I (*в*):

$1-N_{макс}=N_{ном}$, $2-N_{макс}=0,75N_{ном}$; $3-N_{макс}=0,5N_{ном}$

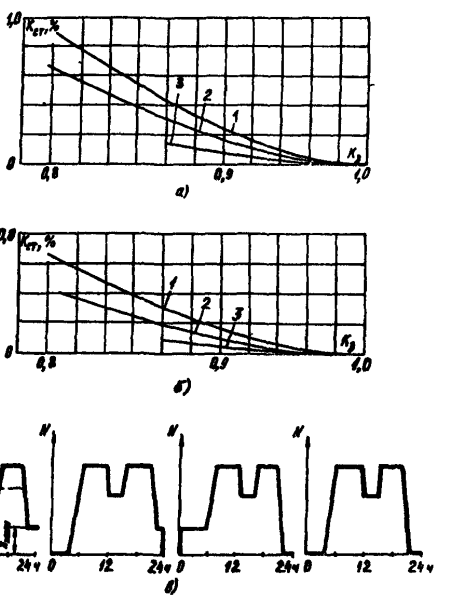

Рис.III.2. Коэффициенты стабилизации тепловых процессов $K_{ст}$ для энергоблоков, работающих на каменных (*а*) и бурых (*б*) углях и регулирующих электрическую нагрузку в соответствии с суточным графиком типа II (*в*):

$1-N_{макс}=N_{ном}$; $2-N_{макс}=0,75N_{ном}$; $3-N_{макс}=0,5N_{ном}$

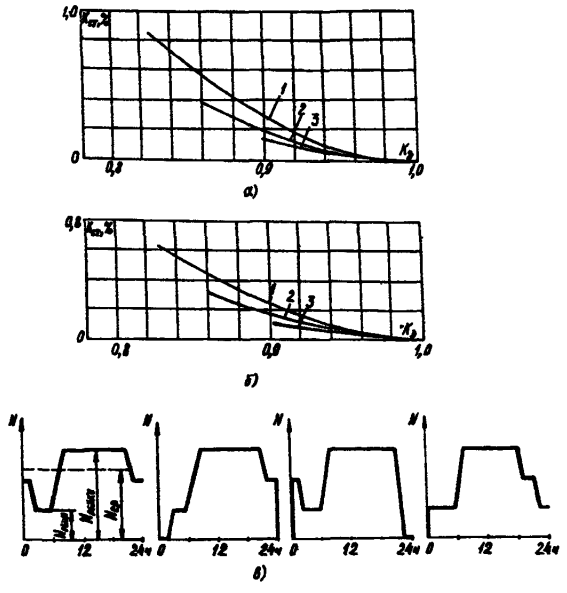

Рис.III.3. Коэффициенты стабилизации тепловых процессов $K_{ст}$ для энергоблоков, работающих на каменных (а) и бурых (б) углях и регулирующих электрическую нагрузку в соответствии с суточным графиком типа III (в)

$1-N_{макс}=N_{ном}$; $2-N_{макс}=0,75N_{ном}$; $3-N_{макс}=0,5N_{ном}$

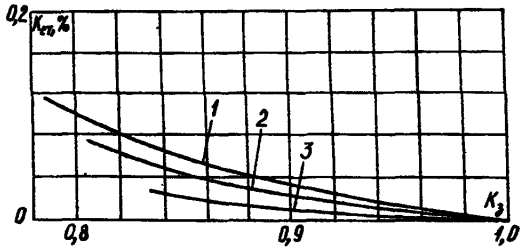

Рис.III.4. Коэффициенты стабилизации тепловых процессов $K_{ст}$ для энергоблоков, работающих на газе и мазуте и регулирующих электрическую нагрузку в соответствии с суточными графиками типов I, II и III:

$1-N_{макс}=N_{ном}$; $2-N_{макс}=0,75N_{ном}$, $3-N_{макс}=0,5N_{ном}$

Приложение I2

КОЭФФИЦИЕНТЫ ОСВОЕНИЯ ВНОВЬ ВВЕДЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ, %

Энергооборудование с давлением свежего пара перед турбинами	Вид сжигаемого топлива	В первый год работы		Во второй год работы		В третий год работы	
		Серийное	Головное	Серийное	Головное	Серийное	Головное
90 кгс/см^2 (8,8 МПа) и менее	Твердое, газ, мазут	2,0 I,0	-	-	-	-	-
I30 кгс/см^2 (I2,8 МПа) теплофикационное без промперегрева	Твердое	4,0 2,0	7,0 3,5	-	5,0 2,5	-	-
	Газ, мазут	3,0 I,5	5,0 2,5	-	3,0 I,5	-	-
I30 кгс/см^2 (I2,8 МПа) с промперегревом	Твердое	4,0 2,0	8,0 4,0	3,0 I,5	5,0 3,0	-	-
	Газ, мазут	3,0 I,5	6,0 3,0	2,0 I,0	4,0 2,I	-	-
240 кгс/см^2 (23,5 МПа)	Твердое	8,0 4,0	I2,0 6,0	4,0 2,0	8,0 4,0	-	3,0 I,5
	Газ, мазут	6,0 3,0	I0,0 5,0	3,0 I,5	6,0 3,0	-	-

Примечание. По каждой группе оборудования приведены коэффициенты: в числителе – $K^{э}_{осв}$ (коэффициент к удельному расходу топлива на отпуск электроэнергии при блочном или условно-блочном вводе турбоагрегата и котла), в знаменателе – $K^{т}_{осв} = K^{та}_{осв} = K^{к}_{осв}$ (коэффициенты к удельным расходам топлива на отпуск тепла, на освоение турбоагрегатов и котлов).

Средние по подгруппе оборудования коэффициенты влияния степени освоения оборудования на удельный расход топлива на отпуск электроэнергии ($K^{э}_{осв}$) и отпуск тепла ($K^{т}_{осв}$) определяются по формулам:

$$K^{э}_{осв} = \left(\sum_{i=1}^{i=n} K^{та}_{осв\,i}\, \alpha^{э}_{i} + \sum_{j=1}^{j=m} K^{к}_{осв\,j}\, \alpha^{q}_{j} \right) 10^{-2},$$

$$K^{т}_{осв} = \sum_{j=1}^{j=m} K^{к}_{осв\,j}\, \alpha^{q}_{j}\, 10^{-2},$$

где $K^{та}_{осв\,i}$, $K^{к}_{осв\,j}$ – коэффициенты влияния на удельный расход топлива каждого осваиваемого турбоагрегата и котла, %; принимаются по приложению I2;

$\alpha^{э}_{i}$, α^{q}_{j} – доля выработки электроэнергии и тепла каждым осваиваемым турбоагрегатом и котлом в соответствующей суммарной выработке энергии группой оборудования, %.

Приложение I3

АЛГОРИТМ КОНТРОЛЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ИНФОРМАЦИИ, СОДЕРЖАЩЕЙСЯ В МАКЕТЕ I5506-I

I. Контроль одноименных показателей (показателей одной графы)

I.I. $\sum_{m=1}^{m=S} П_{1nm} = П_{1n}$; $\sum_{m=1}^{m=S} П_{2nm} = П_{2n}$, (I)

где $П_{1nm}, П_{2nm}$ – значения показателя:
по каждому m-му из S энергоблоку, турбоагрегату, котлу (корпусу котла) пылеугольной или газомазутной (с признаками вида топлива I или 2) подгруппы каждой из групп энергоблоков;
по каждому турбоагрегату или котлу других подгрупп оборудования (кроме групп с кодами I8 и 20);

$П_{1n}, П_{2n}$ – значение показателя в целом по пылеугольной или газомазутной подгруппе оборудования (кроме групп с кодами I8 и 20).

В зависимости от принятого варианта заполнения макета контролируются следующие показатели:

I.2. $П_{1n} + П_{2n} = П_n$, (2)

где $П_{1n}$, $П_{2n}$ – значение показателя в целом по пылеугольной или газомазутной (с признаками вида топлива I и 2) подгруппе n-й группы оборудования;

$П_n$ – значение показателя в целом по n-й группе оборудования.

Контроль производится по группам оборудования с кодами 2, 3, 4, 5, 7, 8, 54, 57, 58, 59.

При всех вариантах заполнения макета контролю подвергаются показатели I–3, 6–I3, I5, I9, 23–27, 30–42, 44–59, 62, 65, 68, 69, 72, 75, 78, 83, 86, 89–98, I03, I06, I09, II7–I2I

I.3. $\sum_{n=1}^{n=t} П_n = П_{97}$, (3)

Подгруппа оборудования	Номера контролируемых показателей при вариантах заполнения макета			
	I	II	III	IУ
2, 3, 4, 5, 7, 8, 54, 57, 58, 59	I–3, 6–I2, I5, I9, 23, 24, 30, 3I, 33, 35, 37, 39, 4I, 44–55, 57, 69, 89–96, II7, II9	Те же, что в I, и I3, 25–27, 32, 34, 36, 38, 40, 42, 56, 58, 59, 62, 65, 68, 72, 75, 78, 83, 86, 97, 98, I03, I06, I09, II8, I20, I2I	Те же, что в I	Те же, что во II
I7	–	–	44, 53, 54, 57, 92–94	44, 53, 54, 57–59, 92–94
I0	44–54, 57, 69	44–54, 57, 69	44–54, 57, 69, 89–96, II7, II9	Те же, что в III, и 58, 59, 62, 65, 68, 72, 75, 78, 83, 86, 97, 98, I03, I06, I09, II8, I20, I2I
6, II, I2, I6, 2I	–	–		

где $П_n$ - значение показателя по каждой n-й из t подгрупп (групп) оборудования, имеющихся на электростанции;

$П_{97}$ - значение показателя в целом по электростанции (без районных котельных).

В контроле участвуют все группы оборудования, кроме группы с кодом 20.

Контролю подвергаются показатели 1-3, 6-13, 15, 19, 23-27, 30-42, 44-52, 56-59, 62, 65, 68, 69, 72, 75, 78, 83, 86, 89, 90, 92-98, 103, 106, 109, 117-121 при всех вариантах заполнения макета.

I.4. $$\frac{\Sigma(П_1 П_2)}{П_3} = П_к \pm 0{,}05$$

Контроль показателя $П_к$ производится по группам оборудования с кодами 2, 3, 4, 5, 7, 8, 54, 57, 58, 59 и по электростанции в целом (по строке 97).

Контролю подвергаются номинальный и нормативный удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии и тепла.

Соответствие объектов контроля:

Показатели				Варианты заполнения макета
вспомогательные			контролируемый	
$П_1$	$П_2$	$П_3$	$П_к$	
Каждый энергоблок пылеугольной или газомазутной подгруппы каждой группы энергоблоков		Каждая пылеугольная или газомазутная подгруппа каждой группы энергоблоков		П, IУ
Каждая пылеугольная или газомазутная подгруппа каждой группы энергоблоков		Каждая группа энергоблоков		I-IУ
Каждая из всех имеющихся на электростанции групп (при их отсутствии - подгрупп) оборудования		Электростанция в целом (строка 97)		I-IУ

Обозначение и номера показателей:

Номер формулы	$П_1$, $П_к$		$П_2$, $П_3$	
	Обозначение	Номер	Обозначение	Номер
4	$б_э^н$	17	$Э_{от}$	10
5	$б_э^{нр}$	18	$Э_{от}$	10
6	$б_{тэ}^н$	21	$Q_{от}$	6
7	$б_{тэ}^{нр}$	22	$Q_{от}$	6

I.5. $\frac{\Sigma(n_1 n_2)}{\Sigma n_2} = (1 \pm 0{,}001) n_к$.

Контролю подвергается фактический и номинальный удельные расходы тепла брутто на турбоагрегаты.

Соответствие объектов контроля:

Код группы оборудования	К какому объекту принадлежат вспомогательные показатели $П_I$ и $П_2$	Контролируемый показатель $П_к$		
		К какому объекту принадлежит	Условное обозначение	При каких вариантах заполнения макета контролируется
2, 3, 4, 5, 7, 8, 54, 57, 58, 59	Каждая пылеугольная и газомазутная подгруппа энергоблоков	Каждая группа энергоблоков	$q_т$, $q_т^{(н)}$	I-IУ
	Каждый турбоагрегат пылеугольной и газомазутной подгруппы энергоблоков	Каждая пылеугольная и газомазутная подгруппа энергоблоков	$q_т$ $q_т^{(н)}$	I-IУ П, IУ
I0	Каждый турбоагрегат	Подгруппа оборудования	$q_т$ $q_т^{(н)}$	I-IУ IУ
6, II, I2, I6, I7, 2I	Каждый турбоагрегат	Подгруппа оборудования	$q_т$ $q_т^{(н)}$	Ш, IУ IУ

Обозначение и номера показателей

Номер формулы	$П_I$, $П_к$		$П_2$	
	Обозначение	Номер	Обозначение	Номер
8	$q_т$	87	Э	44
9	$q_т^{(н)}$	88	Э	44

2. Контроль взаимозависимых показателей (показателей одной строки)

Номер формулы	Формула контроля	Номера показателей, участвующих в контроле	Допустимое значение Δ
I0	$\tau_{кал} > \tau_э^и = Э / N_y^{ср} \pm \Delta$	НСД-I; 4; 44; I	0,5
II	$\tau_{кал} > \tau_т^и = Q_т / Q_y^{ср} \pm \Delta$	НСД-I; 5; 49; 3	0,5
I2	$Q_{от} \geqslant Q_{от}^{гв} \geqslant Q_{от}^{пвк}$	6, 7, 9	
I3	$Q_{от}^{отр} \leqslant Q_{от} - Q_{от}^{пвк}$	8, 6, 9	
I4	$В_э = 10^{-3} в_э Э_{от} \pm \Delta$	I5, I6, I0	$5 \cdot 10^{-5} Э_{от}$
I5	$В_{тэ} = 10^{-3} в_{тэ} Q_{от} \pm \Delta$	I9, 20, 6	$5 \cdot 10^{-5} Q_{от}$

Номер формулы	Формула контроля	Номера показателей, участвующих в контроле	Допустимое значение Δ
I6	$B'_{пвк} \leqslant B_{пвк}$	24, 23	
I7	$З^{сн} = З^{сн}_{з} + З^{сн}_{тз}$	30, 3I, 33	
I8	$З^{сн} \geqslant З^{сн}_{т} + З^{сн}_{к}$	30, 35, 39	
I9	$З^{сн}_{к} > З_{пн} + \Sigma(З_{тд} + З_{пп})$	39, 4I, II7, II9	
20	$З^{сн(н)}_{к} > З^{(н)}_{пн} + \Sigma(З^{(н)}_{тд} + З^{(н)}_{пп})$	40, 42, II8, I20	
2I	$З_{тф} \leqslant З$	45, 44	
22	$З_{тф} = З^{п}_{тф} + З^{т}_{тф} + З^{конд}_{тф}$	45, 46, 47, 43	
23	$Q_{т} = Q_{по} + Q_{то} + Q_{конд}$	49, 50, 5I, 52	
24	$\tau^{т}_{раб} = \tau^{к}_{раб}$	53, 9I	
25	$n_{т} - n^{(н)}_{т} \geqslant 0$	57, 58	
26	$n_{т} = n_{к}$	57, 96	
27	$n^{(н)}_{т} = n^{(н)}_{к}$	58, 97	
28	$n_{т} \leqslant \Sigma n_{к}$	57, 96	
29	$n^{(н)}_{т} \leqslant \Sigma n^{(н)}_{к}$	58, 97	
30	$n_{к} - n^{(н)}_{к} \geqslant 0$	96, 97	
3I	$B = B_{г} + B_{м} + B_{тв}$	92, 93, 94, 95	
32	$100 - q_2 - (q_3 + q_4) \geqslant \eta^{бр}_{к} > 100 - q_2 - (q_3 + q_4) - \Delta$	III, II3, II5	2
33	$100 - q^{(н)}_2 - (q^{(н)}_3 + q^{(н)}_4) \geqslant \eta^{бр(н)}_{к} > 100 - q^{(н)}_2 - (q^{(н)}_3 + q^{(н)}_4) - \Delta$	II2, II4, II6	2
34	$Q^{пвк}_{от(97)} = Q^{бр}_{к(20)}$	$9_{(97)}$, $89_{(20)}$	
35	$B_{пвк(97)} = B_{(20)}$	$23_{(97)}$, $92_{(20)}$	
36	$B_{э(97)} + B_{тэ(97)} = B_{(97)} + B_{(20)}$	$I5_{(97)}$, $I9_{(97)}$; $92_{(97)}$, $92_{(20)}$	
37	$З_{от} = З - З^{сн}$	I0, 44, 30	
38	$\tau_{кал} > \tau^{н}_{т} = Q^{отр}_{от} / Q^{ср}_{у} \pm \Delta$	НСД-I; 5; 8; 3	0,5
39	$0{,}5 N^{ср}_{у} \leqslant N_{м} \leqslant 1{,}05 N^{ср}_{у}$	I, 2	
40	$0{,}01З < З^{сн}_{з} < 0{,}3З$	44, 3I, 44	

Номер формулы	Формула контроля	Номера показателей, участвующих в контроле	Допустимое значение Δ
41	$0{,}005\,Q_{от} < Э^{см}_{тэ} < 0{,}06\,Q_{от}$	6, 33, 6	
42	$0{,}005\,Q^{гв}_{от} < Э^{см} - Э^{см}_{т} - Э^{см}_{к} < 0{,}05\,Q^{гв}_{от}$	7, 30, 35, 39, 7	

Формулы 24, 26 и 27 применяются только при контроле показателей моноблоков, а формулы 28 и 29 – дубль-блоков.

В формулах 19, 20, 28 и 29 знак Σ означает суммирование показателя по каждому корпусу котла дубль-блока.

При равенстве нулю показателя ($Q^{ср}_{ч}$) (графа 3 макета) правая часть формулы 11 приравнивается нулю.

В зависимости от принятого варианта заполнения макета контроль осуществляется по формулам:

Группа оборудования	Объект контроля	Применяемые формулы при варианте заполнения макета			
		I	II	III	IУ
1, 2, 3, 4, 7, 8	Каждый энергоблок	10, 12–19, 21–24, 26 или 28, 31, 32, 37–42	Те же, что и в IУ	Те же, что и в I	10, 12–19, 20, 21–24, 25, 26 или 28, 27 или 29, 30–33, 37–42
	Пылеугольная или газомазутная подгруппа, группа энергоблоков	10, 12–23, 25, 30–33, 37–42			
5, 54, 57, 58, 59	Каждый энергоблок	10–19, 21–24, 26 или 28, 31, 32, 37, 39–42	Те же, что и в IУ	Те же, что и в I	10–25, 26 или 28, 27 или 29, 30–33, 37, 39–42
	Пылеугольная или газомазутная подгруппа, группа энергоблоков	10–23, 25, 30–33, 37, 39–42			
10	Каждый турбоагрегат	21–23			21–23, 25
	Каждый котел	–	–	31, 32	30, 31, 32
6, 11, 12, 16, 21	Каждый турбоагрегат	–	–	21–23	21–23, 25
	Каждый котел	–	–	31–32	30, 31, 32
17	Каждый агрегат	–	–	31	25, 31
	Группа обсрудования	10, 12, 14, 15, 17, 25, 31, 37–42			
18, 20	Группа оборудования	30–33			
6, 11, 16	Подгруппа оборудования	10, 12–23, 25, 30–33, 37–42			
10, 12, 21	Подгруппа оборудования	10–23, 25, 30–33, 37, 39–42			
97	Электростанция	10, 12–23, 25, 30, 31, 34–37, 39–42			

3. Контроль отдельных показателей (показателей одной строки)

3.1. $A_{мин} \leq П_к \leq A_{макс}$

Номер формулы	Контролируемый показатель $П_к$		Допустимое значение	
	Обозначение	Номер	$A_{мин}$	$A_{макс}$
45	$\tau^{т}_{раб}$	53	I0	$\tau_{кал}$
46	$\tau^{т}_{рез}$	54	0	$\tau_{кал}$
47	$\tau_{1к}$	55	0	$\tau_{кал}$
48	P_0	60		
49	$P_0^{(н)}$	6I		
Для групп оборудования:				
48.I; 49.I	I, 2, 3, 4, 5, 54		220	245
48.2; 49.2	7, 8, I0, 57, 58, 59		I25	I35
48.3; 49.3	II, I2		80	95
48.4; 49.4	6		I60	245
48.5; 49.5	I6		I20	245
48.6; 49.6	2I		I5	I30
50	t_0	70		
5I	$t_0^{(н)}$	7I		
Для групп оборудования:				
50.I; 5I.I	I,2,3,4,5,7,8,54,57,58,59		520	550
50.2; 5I.2	I0		530	560
50.3; 5I.3	II, I2		470	545
50.4; 5I.4	6		500	550
50.5; 5I.5	I6		500	550
50.6; 5I.6	2I		350	550
52	$t'_{цсд}$	73	520	560
53	$t'^{(н)}_{цсд}$	74	520	560
54	P_2	76	0,02	0,I5
55	$P_2^{(н)}$	77	0,02	0,I5
56	t_1	79	I	30
57	t_2	80	5	35
58	δt	8I	3	20
59	$\delta t^{(н)}$	82	3	I5
60	$t_{пв}$	84		
6I	$t^{(н)}_{пв}$	85		

Номер формулы	Контролируемый показатель $П_к$		Допустимое значение	
	Обозначение	Номер	$А_{мин}$	$А_{макс}$
Для групп оборудования:				
60.1; 61.1	1, 2, 3, 4, 5, 54		190	280
60.2; 61.2	7, 8, 10, 11, 12		180	250
60.3; 61.3	6		170	280
60.4; 61.4	16		180	280
60.5; 61.5	21		100	230
62	$q^{к}_{раб}$	91	10	$q_{кал}$
63	$t_{хв}$	99	0	60
64	$t^{i}_{вп}$	100	10	130
65	$t_{ух}$	101	90	250
66	$t^{(н)}_{ух}$	102	90	250
67	$\alpha_{р}$	104	1,01	1,70
68	$\alpha^{(н)}_{р}$	105	1,01	1,70
69	$\Delta\alpha_{рух}$	107	5	120
70	$\Delta\alpha^{(н)}_{рух}$	108	5	50
71	$\Delta\alpha_{ухд}$	110	5	15
72	$q_{г2}$	111	3	15
73	$q^{(н)}_{г2}$	112	3	10
74	$(q_{з} + q_{4})$	113	0	15
75	$(q^{(н)}_{з}+q^{(н)}_{4})$	114	0	10

Контроль по формулам 54-59 не осуществляется для противодавленческих турбоагрегатов, групп турбоагрегатов (см.паспорт ТЭС).

3.2. $А_{мин} \leq П_к \leq А_{макс}$; $П_к = 0$ при $П_I = 0$

Номер формулы	Контролируемый показатель $П_к$		Допустимое значение		Вспомогательный показатель $П_I$	
	Обозначение	Номер	$А_{мин}$	$А_{макс}$	Обозначение	Номер
80	$\rho_{п}$	63	3	35	$Q_{по}$	50
81	$\rho^{(н)}_{п}$	64	3	35	$Q_{по}$	50
82	$\rho_{т}$	66	0,5	3	$Q_{то}$	51
83	$\rho^{(н)}_{т}$	67	0,5	3	$Q_{то}$	51

3.3. $A_{мин} \cdot П_I \leq П_к < A_{макс} \cdot П_I$

Номер формулы	Обозначение		Номер		Допустимое значение	
	контролируемого показателя $П_к$	вспомогательного показателя $П_I$	контролируемого показателя $П_к$	вспомогательного показателя $П_I$	$A_{мин}$	$A_{макс}$
86	$Q_к^{сн}$	$Q_к^{бр}$	I2	89	0,002	0,I
87	$В_{пвк}$	$Q_{от}^{пвк}$	23	9	0,I5	0,I8
90	$Э_{цн}$	$Э_т^{см}$	37	35	0,3	0,5
9I	$Q_к^{бр}$	$G_{пв}$	89	90	480	720
92	$В$	$Q_к^{бр}$	92	89	0,I5	0,20
93	$Э_{тф}$	$Q_{от}^{отр}$	45	8	0,I	I,5
94	$Э_{тф}^{отб}$	$Q_{отб}$				
94.I	$Э_{тф}^{п}$	$Q_{пе}$	46	50	0,I	0,4
94.2	$Э_{тф}^{т}$	$Q_{те}$	47	5I	0,2	0,7
94.3	$Э_{тф}^{конд}$	$Q_{конд}$	48	52	0,2	0,8

При контроле по формуле 86 вспомогательный показатель $П_I$ определяется как сумма соответствующих показателей отдельных корпусов котла.

Контроль по формуле 90 не осуществляется для групп турбоагрегатов с противодавлением (см. паспорт ТЭС).

3.4. $A_{мин} \cdot П_I \leq П_к < A_{макс} \cdot П_I$ $\quad П_к = 0$ при ....

Номер формулы	Обозначение		Номер		Допустимое значение		Условия (в номерах показателей), при которых $П_к$=0
	контролируемого показателя $П_к$	вспомогательного показателя $П_I$	контролируемого показателя $П_к$	вспомогательного показателя $П_I$	$A_{мин}$	$A_{макс}$	
96	$\Delta B_{(t'_{1к})}$	$B_э$	56	I5	0	0,02	55=0
97	$\Delta B_{(n_т)}$	$B_э$	59	I5	0	0,02	57=58
98	$\Delta B_{(p_0)}$	$B_э$	62	I5	-0,0I	0,02	60=6I
99	$\Delta B_{(p_п)}$	$B_э$	65	I5	0	0,02	63=64
I00	$\Delta B_{(p_т)}$	$B_э$	68	I5	0	0,02	66=67
I0I	$\Delta B_{(t_0)}$	$B_э$	72	I5	-0,0I	0,02	70=7I
I02	$\Delta B_{(t'_{цсд})}$	$B_э$	75	I5	-0,0I	0,02	73=74
I03	$\Delta B_{(p_2)}$	$B_э$	78	I5	-0,0I	0,03	76=77
I04	$\Delta B_{(\delta t)}$	$B_э$	83	I5	-0,0I	0,03	8I=82
I05	$\Delta B_{(t_{пв})}$	$B_э$	86	I5	-0,0I	0,03	84=85
I06	$\Delta B_{(n_к)}$	B	98	92	0	0,02	96=97
I07	$\Delta B_{(t_{ух})}$	B	I03	92	-0,0I	0,03	I0I=I02
I08	$\Delta B_{(\alpha_р)}$	B	I06	92	-0,0I	0,05	I04=I05
I09	$\Delta B_{(\Delta\alpha_{руч})}$	B	I09	92	-0,0I	0,05	I07=I08

3.5. $A_{мин} < \frac{П_I}{П_к} < A_{макс}$

Номер формулы	Обозначение		Номер		Допустимое значение	
	контролируемого показателя $П_к$	вспомогательного показателя $П_I$	контролируемого показателя $П_к$	вспомогательного показателя $П_I$	$A_{мин}$	$A_{макс}$
II5	$\beta_э^н$	$\beta_э$	I7	I6	0,98	I,3
II6	$\beta_э^{нр}$	$\beta_э$	I8	I6	0,995	I,I
II7	$\beta_{тэ}^н$	$\beta_{тэ}$	2I	20	0,99	I,I5
II8	$\beta_{тэ}^{нр}$	$\beta_{тэ}$	22	20	0,997	I,05
II9	$q_т^{(н)}$	$q_т$	88	87	0,99	I,05

При $П_I = 0$ контроль не осуществляется.

При $П_I \neq 0$ и $П_к = 0$ результаты контроля признаются неудовлетворительными.

3.6. $A_{мин}\,э < П_I - П_к < A_{макс}\,э$

Показатель э имеет номер 44

Номер формулы	Обозначение		Номер		Допустимое значение	
	контролируемого показателя $П_к$	вспомогательного показателя $П_I$	контролируемого показателя $П_к$	вспомогательного показателя $П_I$	$A_{мин}$	$A_{макс}$
I25	$Э_э^{см(н)}$	$Э_э^{см}$	32	3I	-0,005	0,02
I26	$Э_т^{см(н)}$	$Э_т^{см}$	36	35	-0,005	0,0I
I27	$Э_{цн}^{(н)}$	$Э_{цн}$	38	37	-0,005	0,0I
I28	$Э_к^{см(н)}$	$Э_к^{см}$	40	39	-0,005	0,03
I29	$Э_{пн}^{(н)}$	$Э_{пн}$	42	4I	-0,005	0,03
I30	$Э_{тв}^{(н)}$	$Э_{тв}$	II8	II7	-0,005	0,03
I3I	$Э_{пп}^{(н)}$	$Э_{пп}$	I20	II9	-0,005	0,03

3.7. Нестандартные формулы

Номер формулы	Формулы контроля
I35	$-0{,}01 Q_к^{бр} \leq Q_к^{см} - Q_к^{см(н)} < 0{,}03 Q_к^{бр}$ $Q_к^{бр} - 89;\ Q_к^{см} - 12;\ Q_к^{см(н)} - 13$ При контроле показателей дубль-блоков показатель 89 определяется как сумма соответствующих показателей каждого из корпусов котла
I36	$-10^{-3} Q_{от} < Э_{тэ}^{см} - Э_{тэ}^{см(н)} < 3 \cdot 10^{-3} Q_{от}$ $Q_{от} - 6,\ Э_{тэ}^{см} - 33;\ Э_{тэ}^{см(н)} - 34$

Номер формулы	Формулы контроля
I37	$0 \leqslant Q_т^{сн} < 2 \cdot 10^{-5} q_т З$ $Q_т^{сн} - 11;\ З - 44;\ q_т - 87$
I38	$480 D_0 < З q_т 10^{-3} + Q_т < 720 D_0$ $D_0 - 69;\ З - 44;\ q_т - 87,\ Q_т - 49$
I39	$0{,}98 K_{отр(т)} < \dfrac{q_т З 10^{-6} + \Delta Q_{э(отр)}^{по} + \Delta Q_{э(отр)}^{то} + \Delta Q_{э(отр)}^{конд}}{q_т З 10^{-6}} < 1{,}02 K_{отр(т)}$ $q_т - 87;\ З - 44;\ \Delta Q_{э(отр)}^{по} - 25;\ \Delta Q_{э(отр)}^{то} - 26;\ \Delta Q_{э(отр)}^{конд} - 27;\ K_{отр(т)} - 28$
I40	$0{,}97 K_{отр(к)} < \dfrac{(Q_к^{бр} - Q_к^{сн}) 0{,}98 + (\Delta Q_{э(отр)}^{по} + \Delta Q_{э(отр)}^{то} + \Delta Q_{э(отр)}^{конд}) 10^3}{(Q_к^{бр} - Q_к^{сн}) 0{,}98} < 1{,}03 K_{отр(к)}$ $Q_к^{бр} - 89;\ Q_к^{сн} - 12;\ \Delta Q_{э(отр)}^{по} - 25;\ \Delta Q_{э(отр)}^{то} - 26;\ \Delta Q_{э(отр)}^{конд} - 27,\ K_{отр(к)} - 24$

В зависимости от принятого варианта заполнения макета контроль осуществляется по следующим формулам:

Группа оборудования	Объект контроля	Применяемые формулы при варианте заполнения макета			
		I	II	III	IУ
I,2,3,4, 5,7,8,54, 57,58,59	Каждый энергоблок (соответственно турбоагрегат и котел)	45-48,50,52, 54,56-58,60, 62-65,67,69, 71,72,74,80, 82,86,87, 90-94,I37,I38	Те же, что в подгруппе, группе энергоблоков и 45-47, 62	Те же, что и в варианте I	Те же, что в подгруппе, группе энергоблоков и 45-47, 62
	Подгруппа и группа энергоблоков	48-61, 63-75, 80-83, 86, 87, 90-94, 96-109, 115-119, 125-131, 135-140			
I0	Каждый турбоагрегат	45, 46, 48, 50, 54, 56-58, 60, 80, 82, 94, I38			45,46,48-5I, 54-6I, 80-83, 94, 97-I0I, I03-I05, II9, I38
	Каждый котел	-	-	62-65, 67, 69, 71,72,74,9I,92	62-75,9I,92, I06-I09, I30-I3I
II, I2, 6, I6, 2I	Каждый турбоагрегат	-	-	Те же, что в группе I0	Те же, что в группе I0
	Каждый котел	-	-	Те же, что в группе I0	Те же, что в группе I0
I7	Каждый агрегат	-	-	45, 46	45, 46, 97
	Группа оборудования	97, 115-118, 125, 136, 139, 140			
I8	Группа оборудования	63-75, 9I-92, I06-I09, I30, I3I			
20	Группа оборудования	65, 66, 67, 70, 72, 73			
I0, II, I2, 6, I6, 2I	Подгруппа оборудования	48-51, 54-61, 63-75, 80-83, 86, 87, 90-94, 97-101, 103-109, 115-119, 125-131, 135-140			
97	Электростанция	86, 87, 90-94, 115-118, 125-131, 135, 136, 139, 140			

Приложение 14

АЛГОРИТМ КОНТРОЛЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ИНФОРМАЦИИ, СОДЕРЖАЩЕЙСЯ В МАКЕТАХ 15506-2 И 15505

1. Контроль одноименных показателей (показателей одной графы)

1.1. $$П_{1п} + П_{2п} = П_{п}, \quad (1)$$

где $П_{1п}, П_{2п}$ - значение показателя по пылеугольной и газомазутной подгруппе данной группы оборудования;

$П_{п}$ - значение показателя в целом по данной группе оборудования.

Контроль производится по всем группам оборудования, кроме 17, 18, 19 и 20. Контролируются все показатели, кроме 4, 5, 21, 22, 23, 29, 30, 31, 43-45.

1.2. $$\sum_{n=1}^{n=t} П_{п} = П_{97}, \quad (2)$$

где $П_{п}$ - значение показателя по каждой из t групп оборудования (кроме группы с кодом 19), имеющихся на электростанции или в АО-энерго;

$П_{97}$ - значение показателя в целом по ТЭС АО-энерго, в целом по электростанции без районных котельных.

В контроле участвуют все группы оборудования, кроме групп с кодом 19 (районные котельные) и 20 (пиковые водогрейные котлы).

Контролируются все показатели, кроме 4, 5, 21, 22, 23, 29, 30, 31, 43-45.

1.3. $$П_{97} + П_{19} = П_{98}, \quad (3)$$

где $П_{97}$ - значение показателя в целом по ТЭС АО-энерго, в целом по электростанции без районных котельных,

$П_{19}$ - значение показателя по районным котельным;

$П_{98}$ - значение показателя в целом по ТЭС АО-энерго, включая районные котельные.

Контролю подвергаются показатели 12, 13, 15, 24-28.

1.4. $$П_{97} = П_{98}$$

Контролируются все показатели АО-энерго, кроме 4, 5, 12, 13, 15, 21-31.

Примечание к пп. 1.2, 1.3, 1,4. При отсутствии районных котельных (группа с кодом 19) и строки 97 контроль по формулам 3 и 4 не производится, а формула 2 заменяется формулой 2а.

$$\sum_{n=1}^{n=t} П_{п} = П_{98} \quad (2а)$$

1.5. $$\frac{\Sigma(П_1 П_2)}{П_3} = П_{к} \pm 0{,}05.$$

Контроль показателя $П_{к}$ производится по группам оборудования с кодами 2, 3, 4, 5, 7, 8, 54, 57, 58 и 59, а также по электростанции и АО-энерго в целом.

Контролю подвергаются номинальный и нормативный удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии и тепла.

Соответствие объектов контроля:

Номер	Вспомогательные показатели			$П_{к}$
	$П_1$	$П_2$	$П_3$	
1	Каждая пылеугольная или газомазутная подгруппа каждой группы энергоблоков		Каждая группа энергоблоков	
2	Каждая из всех имеющихся на электростанции и в АО-энерго групп оборудования, кроме группы с кодом 19		Электростанция и АО-энерго (строка 97)	
3	АО-энерго (строка 97), районные котельные (группа 19)		АО-энерго (строка 98)	

Обозначение и номера показателей:

Номер формулы	$П_1$, $П_к$		$П_2$, $П_3$	
	Обозначение	Номер	Обозначение	Номер
6	$b_э^н$	22	$Э_{от}$	II
7	$b_э^{нр}$	23	$Э_{от}$	II
8	$b_{тэ}^н$	30	$Q_{от}$	I2
9	$b_{тэ}^{нр}$	3I	$Q_{от}$	I2

По п.3 предыдущей таблицы не производится контроль удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии по формулам 6 и 7.

2. Контроль взаимозависимых показателей (показателей одной строки)

Номер формулы	Формула контроля	Номер показателей, участвующих в контроле	Допустимое значение Δ
I5	$\tau_{кал} \geqslant \tau_и^э = 3/N_у^{ср} \pm \Delta$	НСД-I; 4; 6; I	0,5
I6	$\tau_{кал} \geqslant \tau_и^т = Q_т/Q_у^{ср} \pm \Delta$ Для групп и подгрупп с кодами 5, I0, I2, 2I, 54, 57, 58, 59	НСД-I; 5; 33, 3	0,5
I7	$Э_{тф} = Э_{тф}^п + Э_{тф}^т + Э_{тф}^{конд}$	7,8,9,I0	
I8	$Э_{тф} \leqslant Э$	6,7	
I9	$Q_{от} \geqslant Q_{от}^{гв} \geqslant Q_{от}^{пэк}$	I2,I3,I5	
20	$Q_{от}^{отр} \leqslant Q_{от} - Q_{от}^{пвк}$	I4, I2, I5	
2I	$Э_{от} = Э - Э^{сн}$	II, 6, 37	
22	$B_э = B_э^{тв} + B_э^г + B_э^м$	I7, I8, I9, 20	
23	$B_э = 10^{-3} b_э Э_{от} \pm \Delta$	I7, 2I, II	$5 \cdot 10^{-5} Э_{от}$
24	$B_{тэ} = B_{тэ}^{тв} + B_{тэ}^г + B_{тэ}^м$	24, 25, 26, 27	
25	$B_{тэ} = 10^{-3} b_{тэ} Q_{от} \pm \Delta$	24, 29, I2	$5\ 10^{-5} Q_{от}$
26	$Q_т = Q_{пв} + Q_{то} + Q_{конд}$	33, 34, 35, 36	

Номер формулы	Формула контроля	Номер показателей, участвующих в контроле	Допустимое значение Δ
27	$Э^{СН} = Э_{э}^{СН} + Э_{тэ}^{СН}$	37, 38, 40	
28	$\Delta B_{(q_т)} \geq \Delta B_{(P_0)} + \Delta B_{(t_0)} + \Delta B_{(t'_{цсд})} + \Delta B_{(P_{отб})} + \Delta B_{(t_{пв})} + \Delta B_{(n_т)} + \Delta B_{(\tau_{1к})} + \Delta B_{(P_2)}$	48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56	
29	$\Delta B_{(\eta_к^{бр})} \geq \Delta B_{(n_к)} + \Delta B_{(t_{ух})} + \Delta B_{(\alpha_р)} + \Delta B_{(\Delta\alpha_{рух})} + \Delta B_{(q_3+q_4)}$	60, 61, 62, 63, 64, 65	
30	$\tau_и^т = Q_{от}^{отр} / Q_у^{ср} \pm \Delta$ Для подгрупп и групп I, 2, 3, 4, 6, 7, 8, II, I6, I7	5, I4, 3	2,5
	При равенстве нулю показателя 3 результаты расчетов приравниваются нулю		
31	$0,5\, N_у^{ср} \leq N_м \leq 1,05\, N_у^{ср}$	I,2	
32	$Q_{от}^{отр} \leq Q_т$	I4, 33	

В группе I9 (районные котельные) контроль осуществляется только по формулам I9, 24 и 25.

В группе I7 (газотурбинные установки) контроль осуществляется только по формулам I5, I9, 21-25, 27.

При равенстве нулю показателя 3 ($Q_у^{ср}$) правая часть формулы I6 приравнивается нулю.

В группе 20 (пиковые водогрейные котлы) контроль осуществляется только по формуле 29.

3. Контроль отдельных показателей (показателей одной строки)

3.I. $A_{мин} П_I \leq П_к < A_{макс} П_I$

Номер формулы	Обозначение		Номер		Допустимое значение	
	контролируемого показателя $П_к$	вспомогательного показателя $П_1$	контролируемого показателя $П_к$	вспомогательного показателя $П_1$	$A_{мин}$	$A_{макс}$
35	$Q_э$	Э	I6	6		
Для групп оборудования:						
35.I	I,2,3,4,7,8				I,6	2,4
35.2	54,57,58				I,4	2,4
35.3	5,I0,59				0,86	2,4
35.4	II				2,0	3,5
35.5	I2				0,86	3,5

Номер формулы	Обозначение		Номер		Допустимое значение	
	контролируемого показателя $П_к$	вспомогательного показателя $П_1$	контролируемого показателя $П_к$	вспомогательного показателя $П_1$	$А_{мин}$	$А_{макс}$
35.6	6				0,86	2,4
35.7	I6				0,86	5,0
36	$В_{пвк}$	$Q_{от}^{пвк}$	28	I5	0,I5	0,I8
37	$Э_{тепл}$	$Э_{тэ}^{сн}$	42	40	0	0,6
4I	$\Delta В_{(\rho_0)}$	$В_э$	49	I7	-0,0I	0,02
42	$\Delta В_{(t_0)}$	$В_э$	50	I7	-0,0I	0,02
43	$\Delta В_{(t'_{цсд})}$	$В_э$	5I	I7	-0,0I	0,02
44	$\Delta В_{(P_{отб})}$	$В_э$	52	I7	0	0,02
45	$\Delta В_{(t_{пв})}$	$В_э$	53	I7	-0,0I	0,03
46	$\Delta В_{(n_т)}$	$В_э$	54	I7	0	0,02
47	$\Delta В_{(\tau'_{1к})}$	$В_э$	55	I7	0	0,02
48	$\Delta В_{(\rho_2)}$	$В_э$	56	I7	-0,0I	0,03
49	$\Delta В_{(\delta t)}$	$В_э$	57	I7	-0,0I	0,03
50	$\Delta В_{(Э_т^{сн})}$	$В_э$	58	I7	-0,0I	0,02
5I	$\Delta В_{(Э_{цн})}$	$В_э$	59	I7	-0,0I	0,02
52	$Э_{тф}$	$Q_{от}^{отр}$	7	I4	0,I	I,5
53	$Э_{тф}^{п}$	$Q_{по}$	8	34	0,I	I,4
54	$Э_{тф}^{т}$	$Q_{то}$	9	35	0,2	0,7
55	$Э_{тф}^{конд}$	$Q_{конд}$	I0	36	0,2	0,8
56	$Э_э^{сн}$	$Э$	38	6	0,0I	0,3
57	$Э_{тэ}^{сн}$	$Q_{от}$	40	I2	0,005	0,06
58	$Э_{тепл}$	$Q_{от}^{гв}$	42	I3	0,005	0,05

В группе I7 контроль осуществляется только по формулам 37, 46, 50.
В группе I9 контроль осуществляется только по формуле 36.
В группе 20 контроль по формулам 35-58 не осуществляется.

3.2. $A_{мин}(B_э+B_{тэ}) \leqslant П_к < A_{макс}(B_э+B_{тэ})$

Показатели $B_э$ и $B_{тэ}$ имеют номера I7 и 24.

Номер формулы	Контролируемый показатель $П_к$		Допустимое значение	
	Обозначение	Номер	$A_{мин}$	$A_{макс}$
60	$\Delta B_{(n_к)}$	6I	0	0,02
6I	$\Delta B_{(t_{ух})}$	62	-0,0I	0,03
62	$\Delta B_{(\alpha_р)}$	63	-0,02	0,05
63	$\Delta B_{(\Delta\alpha_{рух})}$	64	-0,05	0,05
64	$\Delta B_{(q_3+q_4)}$	65	-0,0I	0,02
65	$\Delta B_{(э_к^{сн})}$	66	-0,005	0,02
66	$\Delta B_{(э_{пн})}$	67	-0,005	0,03
67	$\Delta B_{(э_{тд})}$	68	-0,005	0,02
68	$\Delta B_{(э_{пп})}$	69	-0,005	0,02
69	$\Delta B_{(q_к^{сн})}$	70	-0,0I	0,03

В группах I7, I9 и 20 контроль по формулам 60–69 не осуществляется.

3.3. $A_{мин} \leqslant П_I / П_к < A_{макс}$

Номер формулы	Обозначение		Номер		Допустимое значение	
	контролируемого показателя $П_к$	вспомогательного показателя $П_I$	контролируемого показателя $П_к$	вспомогательного показателя $П_I$	$A_{мин}$	$A_{макс}$
75	$в_э^н$	$в_э$	22	2I	0,98	I,3
76	$в_э^{нр}$	$в_э$	23	2I	0,995	I,I
77	$в_{тэ}^н$	$в_{тэ}$	30	29	0,99	I,I5
78	$в_{тэ}^{нр}$	$в_{тэ}$	3I	29	0,997	I,05

При $П_I = 0$ контроль не осуществляется.
При $П_I \neq 0$ и $П_к = 0$ результаты контроля признаются неудовлетворительными.

3.4. Нестандартные формулы

Номер формулы	Формула контроля
85	$-0{,}005\,Э \leqslant Э_{э}^{сн} - Э_{э}^{сн(н)} < 0{,}02\,Э$ $Э-6,\ Э_{э}^{сн}-38,\ Э_{э}^{сн(н)}-39$
86	$-10^{-3}Q_{от} < Э_{тэ}^{сн} - Э_{тэ}^{сн(н)} < 3\ 10^{-3}Q_{от}$ $Q_{от}-12,\ Э_{тэ}^{сн}-40,\ Э_{тэ}^{сн(н)}-41$
87	$0{,}98K_{отр(т)} < \dfrac{Q_{э}+(\Delta Q_{э(отр)}^{по}+\Delta Q_{э(отр)}^{то}+\Delta Q_{э(отр)}^{конд})10^{3}}{Q_{э}} < 1{,}02K_{отр(т)}$ $Q_{э}-16.\ \Delta Q_{э(отр)}^{по}-43,\ \Delta Q_{э(отр)}^{то}-44,\ \Delta Q_{э(отр)}^{конд}-45,\ K_{отр(т)}-46$

В группе I7 контроль осуществляется только по формулам 75–78.
В группе I9 контроль осуществляется только по формулам 77, 78.
В группе 20 контроль по формулам 75–78, 85–87 не осуществляется.

Приложение I5

АЛГОРИТМ КОНТРОЛЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ИНФОРМАЦИИ, СОДЕРЖАЩЕЙСЯ В МАКЕТЕ I5506-3

Номер формулы	Формула контроля	Номера показателей
I	$Q_{от}^{рк} \geqslant Q_{гв}^{рк} \geqslant Q_{пвк}^{рк}$	I, 2, 3
2	$B_{рк} = B_{рк}^{тв} + B_{рк}^{г} + B_{рк}^{м}$	4, 5, 6, 7
3	$B_{рк} = 10^{-3}\beta_{тэ}^{рк}Q_{от}^{рк} \pm 10^{-4}Q_{от}^{рк}$	4, 9, I
4	$0{,}15Q_{пвк}^{рк} < B_{рк}^{пвк} < 0{,}2Q_{пвк}^{рк}$	3, 8
5	$0{,}99 \leqslant \beta_{тэ}^{рк} / \beta_{тэ}^{рк(н)} < 1{,}15$	9, I0
6	$0{,}997 \leqslant \beta_{тэ}^{рк} / \beta_{тэ}^{рк(нр)} < 1{,}1$	9, II
7	$-10^{-3}Q_{от}^{рк} < Э_{сн}^{рк} - Э_{сн}^{рк(н)} < 3\cdot 10^{-3}Q_{от}^{рк}$	I, I2, I3
8	$0{,}005\,Q_{от}^{рк} < Э_{сн}^{рк} < 0{,}06\,Q_{от}^{рк}$	I, I2

СОДЕРЖАНИЕ

Введение..... 3
1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ..... 3
2. ЗАПОЛНЕНИЕ ИНФОРМАЦИОННОЙ ЧАСТИ МАКЕТОВ. 6
2.1. Заполнение макета 15506-1..... 6
2.2. Заполнение макетов 15506-2 и 15505..... 7
2.3. Заполнение макета 15506-3..... .. 8
3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗНАЧЕНИЙ ПОКАЗАТЕЛЕЙ, ВКЛЮЧЕННЫХ В МАКЕТЫ..... 8
3.1. Расчет показателей макета 15506-1.....9
3.1.1. Общестанционные, общегрупповые показатели.....9
3.1.2. Показатели турбоагрегатов..... 19
3.1.3. Показатели котлов..... 29
3.2. Расчет показателей макета 15506-2.....38
3.3. Расчет показателей макета 15506-3.....40
3.4. Расчет показателей макета 15505..... 40
Приложение 1. Макет 15506-1. Отчет электростанции о тепловой экономичности оборудования.. 44
Приложение 2. Макет 15506-2. Отчет электростанции о тепловой экономичности оборудования..... 52
Приложение 3. Макет 15506-3. Отчет районной котельной о тепловой экономичности оборудования..... 57
Приложение 4. Пример расчета тепловых нагрузок турбоагрегата, средневзвешенной энтальпии пара регенеративных отборов и мощности, развиваемой по теплофикационному циклу.....58
Приложение 5. Составляющие расхода тепла на собственные нужды тепловых электростанций и технологических потерь тепла, связанных с его отпуском..... .72
Приложение 6. Составляющие расхода электроэнергии на собственные нужды тепловых электростанций..... 74
Приложение 7. Затраты топлива, тепла и электроэнергии на пуски энергоблоков, турбоагрегатов и котлов..... ...75
Приложение 8. Обобщенные константы твердых и жидких топлив..... 84
Приложение 9. Обобщенные константы природных и попутных газов..... ...86
Приложение 10. Пример макета расчета нормативных удельных расходов и экономии топлива на отпуск электроэнергии и тепла за отчетный месяц..... .. .. .87

Приложение 11. Коэффициенты влияния участия оборудования в регулировании суточных графиков электрических нагрузок на удельный расход условного топлива.....102
Приложение 12. Коэффициенты освоения вновь введенного оборудования, %..... 105
Приложение 13. Алгоритм контроля достоверности информации, содержащейся в макете 15506-1. 106
Приложение 14. Алгоритм контроля достоверности информации, содержащейся в макетах 15506-2 и 15505.....117
Приложение 15. Алгоритм контроля достоверности информации, содержащейся в макете 15506-3..... 122

Подписано к печати 27.11.95 Формат 60x84 1/8
Печать офсетная Усл.печ.л. 14,4 Уч.-изд.л.14,4 Тираж 500
Заказ № Издат. № 95053

Производственная служба передового опыта эксплуатации энергопредприятий ОРГРЭС
105023, Москва, Семеновский пер., д. 15
Участок оперативной полиграфии СПО ОРГРЭС
109432, Москва, 2-й Кожуховский проезд, д. 29, строение 6

РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ
РАО «ЕЭС РОССИИ»

ДЕПАРТАМЕНТ
ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ
И ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

103074, Москва, К-74, Китайский проезд, 7
Телефон 220-57-10

27.11.95 № 04-03/6

На № _____ от _____

Объединенным энергетическим системам, акционерным обществам энергетики и электрификации

Минтопэнерго РФ утвердило новую редакцию Методических указаний по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования (РД 34.08.552-95), изменяющую методику распределения общего расхода топлива между электроэнергией и теплом.

Департамент эксплуатации энергосистем и электростанций РАО "ЕЭС России" просит обеспечить введение в действие Методических указаний, начиная с отчетов за январь 1996 года.

При составлении отчетов следует обратить внимание, что в макете 15506-1 изменено содержание граф с 25 по 29, а в макетах 15505 и 15506-2 — с 43 по 47.

Начальник В.И. Городницкий

Калинов
220-57-21

gost.e-ecolog.ru