

Министерство образования Республики Беларусь
БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

Кафедра «Тепловые электрические станции»

С.А. Качан
Ю.Б. Попова

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ НА ТЭС

Методическое пособие
по выполнению курсового проекта
для студентов специальности
1–43 01 04 – «Тепловые электрические станции»

Минск 2006

УДК 621.311.22.002.5:621.165.003.13(075.8)

ББК 31.37я7

К 30

Рецензенты:

В.К. Судиловский, Б.В. Яковлев

К 30

Качан С.А.

Анализ эффективности топливоиспользования на ТЭС: методическое пособие по выполнению курсового проекта для студентов специальности 1–43 01 04 – «Тепловые электрические станции». – Мн.: БНТУ, 2006. – 96 с.

В пособии изложены методические основы выполнения курсового проекта по дисциплине «Анализ эффективности топливоиспользования на ТЭС» для студентов специальности 1–43 01 04 – «Тепловые электрические станции», требования по объему и содержанию проекта.

Показан порядок нормирования удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии и теплоты и определения перерасходов топлива, а также даны необходимые пояснения для заполнения формы 3-тех отчетности о тепловой экономичности ТЭС.

В приложении пособия приведены графические зависимости реальных энергетических характеристик основного оборудования турбинного и котельного цехов, необходимые для проведения расчетов.

УДК 621.311.22.002.5:621.165.003.13(075.8)

ББК 31.37я7

ISBN 985-479-467-9

© С.А. Качан

Ю.Б. Попова

© БНТУ, 2006

Введение

Основные положения и особенности действующей системы анализа эффективности топливоиспользования на ТЭС, потребляющих органическое топливо, достаточно подробно изложены в учебном пособии [1], где описаны энергетические характеристики (ЭХ) основного оборудования: паровых турбин и котлоагрегатов, рассмотрен порядок расчета удельных расходов топлива (УРТ) на отпуск электроэнергии и теплоты и анализа перерасходов топлива на ТЭС.

Целью курсового проекта по дисциплине «Анализ эффективности топливоиспользования на ТЭС» является: систематизация, закрепление и расширение знаний по рассматриваемому предмету, а именно:

- практическое изучение характера и вида основных зависимостей реальных нормативных энергетических характеристик (НЭХ) паровых турбин и энергетических котлов;
- приобретение навыков расчетов основных показателей работы оборудования и поправок к ним с использованием материалов НЭХ;
- изучение качественного влияния основных влияющих факторов на экономичность работы ТЭЦ и оценка основных статей затрат электроэнергии и теплоты на собственные нужды турбинного и котельного цехов;
- расчет нормативных удельных расходов топлива (НУРТ) и его прироста, а также определение перерасходов (экономии) топлива на ТЭС;
- заполнение отчетной формы 3-тех о тепловой экономичности работы тепловой электростанции.

Темой курсового проекта является расчет и анализ удельных расходов топлива на промышленно-отопительной ТЭЦ высокого давления, работающей на природном газе.

Для проведения расчетов в приложении пособия даны графические зависимости нормативных энергетических характеристик Каунасской ТЭЦ [2], в состав которой входят турбоагрегаты ПТ-60-130/13, Т-100/120-130 и три котла БКЗ-420-140 ГМ, и НЭХ первой очереди Минской ТЭЦ-4 [3, 4]. Также в пособии приводятся некоторые зависимости, построенные на основе энергетических характеристик оборудования Новополоцкой ТЭЦ [5].

В объем курсового проекта входит следующее:

- 1) нормирование показателей работы турбинного и котельного цехов брутто и нетто и расчет нормативных удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии $b_3^{\text{отп}}$ и теплоты $b_{\text{ТЭ}}^{\text{отп}}$;
- 2) определение перерасходов топлива на ТЭС;
- 3) заполнение отчетной формы 3-тех о тепловой экономичности работы электростанции.

Основными нормируемыми показателями являются:

- удельный расход теплоты на выработку электроэнергии турбоагрегатами $q_{\text{Т}}$;
- КПД котлоагрегатов $\eta_{\text{к}}$.

При нормировании к исходно-номинальным значениям показателей $q_{\text{Т}}^{\text{бр}}(q_{\text{Т}}^{\text{ном, исх}})$ и $\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}(\eta_{\text{к}}^{\text{ном, исх}})$, найденным по НЭХ, вводятся поправки на отклонение фактических значений внешних факторов от фиксированных при построении характеристик.

После определения средних по группе оборудования значений $Q_{Т(НОМ)}^{бр(гр)}$ и $\eta_{к(НОМ)}^{бр(гр)}$ с учетом нормативных расходов электроэнергии и теплоты на собственные нужды турбинного и котельного цехов определяются номинальные значения соответствующих показателей нетто $Q_{Т(НОМ)}^{нет(гр)}$ и $\eta_{к(НОМ)}^{нет(гр)}$.

С использованием полученных величин рассчитываются номинальные и нормативные значения удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии и теплоты по физическому и экономическому методам разделения топливных затрат между производимыми видами энергии.

При определении резервов тепловой экономичности ТЭС рассчитываются значения перерасходов (экономии) топлива по всем внутренним факторам, влияющим на экономичность работы паротурбинных и котельных установок.

Расчеты производятся по средним за отчетный период значениям:

- электрической мощности паровых турбин N_T ;
- нагрузок отопительных Q_T и производственных Q_P отборов.

Исходными данными для нормирования давления пара в отопительных отборах кроме их нагрузки являются также температура t_{oc} обратной сетевой воды и ее расход $G_{св}$.

Для упрощения расчетов принимается, что заданное давление пара в конденсаторе p_k равно номинальному.

Также в расчетах принимается, что котлоагрегаты ТЭЦ в течение всего отчетного периода работают на природном газе с отключенными калориферами, а отпуск теплоты осуществляется только из отборов турбин (пиковые водогрейные котлы отключены).

В течение отчетного периода может осуществляться несколько пусков турбо- и котлоагрегатов, в том числе плановых по диспетчерскому графику и внеплановых.

Перерасходы (экономия) топлива рассчитываются по отклонению фактических значений внутренних факторов от номинальных (фиксированных при построении НЭХ).

Этими параметрами могут быть:

- температура и давление свежего пара;
- температура питательной воды;
- состояние (внутренний относительный КПД) проточной части;
- давление в отборах (состояние подогревателей и величина температурных напоров в них);
- температура уходящих газов;
- коэффициент избытка воздуха в уходящих газах;
- величина расхода электроэнергии на собственные нужды и пр.

С целью упрощения расчетов и при отсутствии фактических эксплуатационных показателей работы оборудования при выполнении курсового проекта принимаются некоторые допущения:

- техническое состояние котлоагрегатов одинаково;
- фактический расход топлива отличается от нормативного на величину перерасходов (экономии) топлива.

1. НОРМИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ ТУРБИН

1.1. Нормирование давления в регулируемых отборах и конденсаторе турбоагрегатов

Номинальное давление пара в конденсаторе p_k^H определяется по НЭХ в зависимости от расхода пара G_k при оптимальном расходе охлаждающей воды $W_{об}^H$ и номинальных значениях температуры охлаждающей воды на входе $t_{в1}^H$ и температурного напора δt_k [1, с. 28, 60 – 61].

Номинальное давление пара в производственном отборе $p_{п}^H$ определяется как минимально необходимое, обеспечивающее заданное потребителем давление с учетом номинальных потерь давления в трубопроводах и режима работы турбоагрегата [1, с. 28].

Номинальное давление пара в теплофикационных отборах p_T^H определяется исходя из заданной температуры прямой сетевой воды $t_{пс}$ с учетом температурных напоров сетевых подогревателей (СП) $\delta t_{сп}^H$, найденных по НЭХ, и номинальных потерь давления в трубопроводах $\Delta p_{сп}^H$ от отбора до СП [1, с. 28].

При этом температура на выходе из сетевых подогревателей $t_{пс}$ определяется нагрузкой теплофикационных отборов Q_T , значениями температуры обратной сетевой воды $t_{ос}$ и ее расхода $G_{св}$:

$$t_{пс} = t_{ос} + \frac{Q_T}{G_{св} \cdot C_p^B}, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (1.1)$$

где C_p^B – теплоемкость воды.

Температура насыщения $t_{сп}^{нас}$ греющего пара в подогревателях выше $t_{пс}$ на величину недогрева сетевой воды $\delta t_{сп}^H$

$$t_{сп}^{нас} = t_{пс} + \delta t_{сп}^H. \quad (1.2)$$

На рис. П7 приложения приведена номограмма для определения температурного напора $\delta t_{сп}^H$ сетевых подогревателей ПСВ-500-3-23 (турбоустановка ПТ-60-130/13).

Расчет сетевых подогревателей также может осуществляться по их удельной теплопроизводительности [1, с. 58 – 59]

$$q_{сп} = \frac{Q_{сп}}{t_{сп}^{нас} - t_{в1}}, \quad (1.3)$$

где $Q_{сп}$ – тепловая нагрузка сетевого подогревателя;

$t_{в1}$ – температура воды на входе в СП.

Из (1.3) температура насыщения пара в подогревателе равна

$$t_{сп}^{нас} = t_{в1} + \frac{Q_{сп}}{q_{сп}}. \quad (1.4)$$

На рис. П14 приложения приведены графические зависимости удельной теплопроизводительности верхнего $Q_{сп2}$ и нижнего $Q_{сп1}$ сетевых подогревателей турбоустановки Т-100/120-130 от расхода сетевой воды $G_{св}$ через них.

Если у турбоагрегата есть несколько теплофикационных отборов, то при одноступенчатом подогреве сетевой воды необходимо нормировать давление в нижнем отопительном отборе $p_{тн}$, а при двухступенчатом – в верхнем $p_{тв}$.

Давление насыщения в подогревателе $p_{сп}$ находится по таблицам состояния воды и водяного пара [6, 7] в зависимости от $t_{сп}^{нас}$.

Давление в отопительном отборе турбины с учетом потерь от отбора до подогревателя определяется как:

$$p_{отб} = p_{сп} + \Delta p_{сп}, \quad (1.5)$$

где величину $\Delta p_{сп}$ можно принять равной 5 ... 7% от $p_{сп}$.

На рис. П15 приложения даны графики абсолютных потерь давления в трубопроводах подвода пара к подогревателям сетевой воды турбины Т-100/120-130 в зависимости от нагрузки СП.

Часто отопительный отбор турбин типа ПТ из условия бесперебойного питания атмосферного деаэрата подклучен к коллектору собственных нужд ТЭЦ с давлением $p_{колл}$, равным около 0,15 ... 0,16 МПа. В этом случае давление в отборе $p_{отб}$ не может быть ниже $p_{колл}$.

1.2. Определение номинального удельного расхода теплоты на выработку электроэнергии

По НЭХ турбоагрегатов при фиксированных условиях ее построения определяются величины **исходно-номинального удельного расхода теплоты брутто** $Q_{Т(ном,исх)}^{бр}$ на выработку электроэнергии [ккал/(кВт·ч)]:

- для турбоагрегатов типа ПТ в зависимости от средних за отчетный период значений электрической мощности N_T и нагрузок производственного $Q_{п}$ и отопительного Q_T отборов (рис. П1, П2 приложения);

- для турбоагрегатов типа Т в зависимости от средних за отчетный период значений электрической мощности N_T , нагрузки отопительного отбора Q_T и номинального давления в верхнем Т-отборе $p_{тв}$ (рис. П18 ... П26 приложения).

Зависимости $Q_{Т(ном,исх)}^{бр}$, разработанные БЭРН для турбоустановок типа ПТ, состоят из двух квадрантов:

- основного (рис. П1), представляющего зависимость фиктивного (в предположении величины нагрузки отопительного отбора равной нулю) удельного расхода теплоты на выработку электроэнергии Q_T^{ϕ} в зависимости от фиктивной мощности турбины N_T^{ϕ} , нагрузки производственного отбора $Q_{п}$ и расхода пара на входе в ЧСД $G_{ЧСД}^{вх}$;

- вспомогательного (рис. П2), где представлены зависимости поправки к мощности турбины ΔN_T на величину нагрузки отопительного отбора Q_T .

На основном графике (рис. П1) сплошными представлены линии постоянной нагрузки производственного отбора $Q_{\text{п}}$, пунктирными – линии постоянного расхода пара на входе в ЧСД $G_{\text{ЧСД}}^{\text{вх}}$.

Алгоритм определения $q_{\text{T(ном,исх)}}^{\text{бр}}$ для турбин типа ПТ следующий.

Вначале с использованием вспомогательного графика по величине Q_{T} находится приближенное значение поправки к мощности турбины $\Delta N_{\text{T}}'$.

Далее по основному графику определяется значение $G_{\text{ЧСД}}^{\text{вх}}$ по величинам фиктивной мощности турбины $N_{\text{T}}^{\phi'} = N_{\text{T}} + \Delta N_{\text{T}}'$ и нагрузки производственного отбора $Q_{\text{п}}$.

Затем уточняется величина поправки $\Delta N_{\text{T}} = f(Q_{\text{T}}, G_{\text{ЧСД}}^{\text{вх}})$ и находится значение фиктивного удельного расхода теплоты на выработку электроэнергии q_{T}^{ϕ} по уточненной фиктивной мощности турбины $N_{\text{T}}^{\phi} = N_{\text{T}} + \Delta N_{\text{T}}$ и нагрузке производственного отбора $Q_{\text{п}}$.

Исходно-номинальное значение удельного расхода теплоты на выработку электроэнергии окончательно рассчитывается по формуле

$$q_{\text{T(ном,исх)}}^{\text{бр}} = \frac{q_{\text{T}}^{\phi} \cdot N_{\text{T}}^{\phi} - Q_{\text{T}}}{N_{\text{T}}} \quad (1.6)$$

Для определения **номинального удельного расхода теплоты на выработку электроэнергии** необходимо к найденной величине $q_{\text{T(ном,исх)}}^{\text{бр}}$ ввести поправки на плановые пуски турбоагрегатов и на отработанный ресурс времени, а также поправки на отклонение фактических значений внешних факторов от принятых при построении НЭХ.

1) Поправка на **давление в производственном отборе** рассчитывается как

$$\Delta q_{\text{T}}^{\text{Pн}} = (p_{\text{п}} - p_{\text{п}}^{\text{н}}) \Delta q_{\text{T}}^{-\text{Pн}} / \Delta p_{\text{п}}, \text{ ккал}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}), \quad (1.7)$$

где $\Delta q_{\text{T}}^{-\text{Pн}}$, ккал/(кВт·ч) – найденное по НЭХ (рис. П4) изменение $q_{\text{T(ном)}}^{\text{бр}}$ при отклонении давления в производственном отборе $p_{\text{п}}$ от фиксированного (принятого в условиях построения НЭХ турбины) $p_{\text{п}}^{\text{н}}$ на $\Delta p_{\text{п}}$.

В НЭХ величина $\Delta q_{\text{T}}^{-\text{Pн}}$ (рис. П4) нормируется в зависимости от электрической мощности турбины N_{T} , нагрузки отопительного отбора Q_{T} и расхода пара на производство $D_{\text{п}}$, значение которого можно рассчитать по формуле

$$D_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п}}}{h_{\text{п}} - h_{\text{ок}}}, \quad (1.8)$$

где $h_{\text{п}}$, $h_{\text{ок}}$ – энтальпия пара, отправляемого на производство, и возвращаемого конденсата.

В приближенных расчетах можно принять $h_{\text{п}} - h_{\text{ок}} \approx 600 \text{ ккал}/\text{кг} = 0,6 \text{ Гкал}/\text{т}$.

2) Определение **поправки на давление в отопительном отборе**.

Для турбин типа Т значение $Q_{T(\text{НОМ,ИСХ})}^{\text{бр}}$ определяется по НЭХ при номинальном значении давления в отборе $p_{\text{тв}}$, поэтому корректировка удельного расхода теплоты не требуется.

Для турбин типа ПТ величина данной поправки рассчитывается по формуле, аналогичной (1.7)

$$\Delta Q_{\text{т}}^{\text{Pr}} = (p_{\text{т}} - p_{\text{т}}^{\text{н}}) \Delta \bar{Q}_{\text{т}}^{-\text{Pr}} / \Delta p_{\text{т}}, \text{ ккал}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}), \quad (1.9)$$

где $\Delta \bar{Q}_{\text{т}}^{-\text{Pr}}$, ккал/(кВт·ч) – найденное по НЭХ (рис. П5) изменение $Q_{T(\text{НОМ})}^{\text{бр}}$ при отклонении давления в отопительном отборе $p_{\text{т}}$ от фиксированного $p_{\text{т}}^{\text{н}}$ на $\Delta p_{\text{т}}$.

В НЭХ (рис. П5) величина $\Delta \bar{Q}_{\text{т}}^{-\text{Pr}}$ также нормируется в зависимости от электрической мощности турбины $N_{\text{т}}$, нагрузки отопительного отбора $Q_{\text{т}}$ и расхода пара на производство $D_{\text{п}}$.

3) Определение поправки на **конечное давление**.

При расчетах можно исходить из того, что ЧНД турбин работают на линейных участках поправок на вакуум.

Тогда по НЭХ можно найти средние значения поправок к мощности $\Delta \bar{N}_{\text{к}}$ при изменении конечного давления на 1 кПа. Соответствующие графики даются в приложении пособия для турбин ПТ-60-130/13 (рис. П12) и Т-100/120-130 (рис. П31).

Изменение мощности (при условии неизменного расхода пара на турбоустановку) при отклонении номинального давления в конденсаторе $p_{\text{к}}$ от фиксированного $p_{\text{к}}^{\text{ф}}$ составит

$$\Delta N_{\text{к}} = - \Delta \bar{N}_{\text{к}} (p_{\text{к}} - p_{\text{к}}^{\text{н}}), \text{ кВт}. \quad (1.10)$$

Тогда изменение удельного расхода теплоты на выработку электроэнергии можно рассчитать по формуле

$$\Delta Q_{\text{т}}^{\text{Pr}} = - \frac{\Delta N_{\text{к}} \cdot \Delta Q_{\text{к}}}{N_{\text{т}}}, \text{ ккал}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}), \quad (1.11)$$

где $\Delta Q_{\text{к}}$ – относительный прирост расхода теплоты на конденсационную выработку электроэнергии.

Для теплофикационных турбин в расчетах можно принимать $\Delta \bar{Q}_{\text{к}} \approx 2200$ ккал/(кВт·ч).

4) Расчет поправки к $Q_{T(\text{НОМ})}^{\text{бр}}$ на **температуру обратной сетевой воды** производится только для турбоагрегатов со ступенчатым подогревом сетевой воды.

При этом поправка вводится, если расчетная (принятая в условиях построения НЭХ) температура обратной сетевой воды

$$t_{\text{ос}}^{\text{н}} = t_{\text{пс}} - 47, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (1.12)$$

отличается от фактической $t_{\text{ос}}$

Здесь 47°C – расчетный (принятый при построении НЭХ) нагрев сетевой воды в СП турбоустановки.

Изменение теплофикационной мощности $\Delta N_{\text{тф}}^{t_{\text{oc}}}$, связанное с изменением давления в нижнем отопительном отборе, при $t_{\text{oc}} \neq t_{\text{oc}}^H$ можно найти по НЭХ (рис. П30 приложения).

Для этого необходимо знать расход свежего пара на турбоустановку, величина которого определяется по формуле

$$D_0 = \frac{Q_0}{h_0 - h_{\text{пв}}}, \text{ т/ч}, \quad (1.13)$$

где h_0 – энтальпия свежего пара при номинальных параметрах, Гкал/т;

Q_0 – расход теплоты в свежем паре на турбину, определяемый как

$$Q_0 = Q_3 + Q_T = q_{\text{т(ном,исх)}}^{\text{бр}} N_T + Q_T, \text{ Гкал/ч}. \quad (1.14)$$

В НЭХ номинальное значение энтальпии питательной воды $h_{\text{пв}}$ за подогревателями высокого давления турбин определяется расходом свежего пара (рис. П16), поэтому величину D_0 по (1.13) необходимо рассчитывать методом последовательных приближений.

С использованием найденного по энергетическим характеристикам (рис. П30) изменения мощности $\Delta N_{\text{тф}}^{t_{\text{oc}}}$ значение поправки на фактическую величину температуры обратной сетевой воды найдем как:

$$\Delta q_T^{t_{\text{oc}}} = - \frac{\Delta N_{\text{тф}}^{t_{\text{oc}}} \cdot (\Delta q_{\text{к}} - \Delta q_{\text{тф}})}{N_T}, \text{ ккал/(кВтч)}. \quad (1.15)$$

Здесь $\Delta q_{\text{тф}}$ – прирост расхода теплоты на теплофикационную выработку электроэнергии

$$q_{\text{тф}} = \frac{860}{\eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{г}}}, \text{ ккал/(кВтч)}, \quad (1.16)$$

где $860 = 3600/4,19$ ккал/(кВтч) – тепловой эквивалент 1 кВтч электроэнергии;

$\eta_{\text{м}}, \eta_{\text{г}}$ – механический КПД турбины и электрический КПД генератора.

5) Поправка на **расход питательной воды**.

Нормативные энергетические характеристики турбоагрегатов обычно строятся при соотношении расходов питательной воды и свежего пара $\alpha_{\text{пв}} = G_{\text{пв}}/G_0 = 1$.

При несоблюдении этого условия к удельному расходу теплоты вводится поправка, рассчитываемая по формуле

$$\Delta q_T^{\alpha_{\text{пв}}} = \Delta q_T^{-\alpha_{\text{пв}}} \frac{(G_{\text{пв}}/G_0 - 1)}{0,1}, \text{ ккал/(кВтч)}, \quad (1.17)$$

где $\Delta q_T^{-\alpha_{\text{пв}}}$, ккал/(кВтч) – изменение удельного расхода теплоты при отклонении соотношения $G_{\text{пв}}/G_0$ от 1 на 0,1.

Величина $\Delta q_T^{-\alpha_{\text{пв}}}$ находится по НЭХ. В приложении пособия соответствующие графические зависимости даны на рис. П6 для турбины ПТ-60-130/13 и рис. П29 – для турбины Т-100/120-130.

6) Поправка к удельному расходу теплоты на проведение **плановых пусков** турбоагрегатов рассчитывается по формуле:

$$\Delta q_{\text{T}}^{\text{пл.пуск}} = \frac{\Delta Q_{\text{э}}^{\text{пуск}} \cdot n_{\text{пуск}}^{\text{пл}}}{\mathcal{E}_{\text{выр}}}, \text{ ккал}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}), \quad (1.18)$$

где $\Delta Q_{\text{э}}^{\text{пуск}}$ – расход теплоты на пуск рассматриваемой турбины, Гкал;

$n_{\text{пуск}}^{\text{пл}}$ – количество плановых пусков агрегата в отчетном периоде;

$\mathcal{E}_{\text{выр}}$ – выработка электроэнергии турбоагрегатом за отчетный период, тыс. МВт·ч.

Значение $\Delta Q_{\text{э}}^{\text{пуск}}$ определяется по нормативным данным (табл. П1 приложения), а величина выработки электроэнергии рассчитывается по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{выр}} = N_{\text{T}} \cdot \tau_{\text{раб}}, \text{ МВт}\cdot\text{ч}, \quad (1.19)$$

где $\tau_{\text{раб}}$ – время работы турбины в течение отчетного периода со средней мощностью N_{T} .

7) Относительная величина поправки на **отработанный ресурс времени** $\tau_{\text{рес}}$ турбинами с регулируемыми отборами [1, с. 14] рассчитывается по формуле

$$\alpha_{\text{T}}^{\text{рес}} = 0,0085 \cdot \tau_{\text{рес}} \cdot 10^{-3}, \%, \quad (1.20)$$

где $\tau_{\text{рес}}^{\text{T}}$ – продолжительность работы турбоагрегата (в часах) на конец отчетного периода от даты составления энергетических характеристик.

Данная поправка вводится, если оборудование отработало с начала эксплуатации более 35000 часов.

Если продолжительность работы от начала эксплуатации, равная 35000 ч, достигается в течение отчетного периода, то вместо $\tau_{\text{рес}}$ принимается значение $(\tau_{\text{нэ}} - 35000)$, где

$\tau_{\text{нэ}}$ – время работы агрегата (в часах) от начала эксплуатации до конца отчетного периода.

Соответственно абсолютная величина поправки находится как

$$\Delta q_{\text{T}}^{\text{рес}} = q_{\text{T(ном,исх)}}^{\text{бр}} \cdot \frac{\alpha_{\text{T}}^{\text{рес}}}{100}, \text{ ккал}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}). \quad (1.21)$$

Номинальный удельный расход теплоты брутто $q_{\text{T(ном)}}^{\text{бр}}$ на выработку электроэнергии рассчитывается путем ввода к исходной величине $q_{\text{T(ном,исх)}}^{\text{бр}}$ найденных поправок с учетом их знака в соответствии с характером влияния на экономичность работы турбоагрегатов

$$q_{\text{T(ном)}}^{\text{бр}} = q_{\text{T(ном,исх)}}^{\text{бр}} \pm \sum \Delta q_{\text{Tj}}, \frac{\text{ккал}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}. \quad (1.22)$$

Полученные результаты удобно свести в таблицу.

2. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НЕТТО ТУРБИННОГО ЦЕХА

2.1. Средний по группе оборудования номинальный удельный расход теплоты брутто на выработку электроэнергии

Группой оборудования считают конденсационные или теплофикационные турбоагрегаты, а также котлоагрегаты с одинаковыми параметрами свежего пара. Турбо- и котлоагрегаты группируются вне зависимости от порядка их станционных номеров.

Средний по группе оборудования номинальный удельный расход теплоты брутто определяется как средневзвешенный по выработке электроэнергии отдельными турбоагрегатами:

$$q_{T(\text{ном})}^{\text{бр(гр)}} = \frac{Q_{\text{э}}^{\text{гр}}}{\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{гр}}} \cdot \frac{\text{ккал}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}. \quad (2.1)$$

Здесь $\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{гр}}$ – выработка электроэнергии за отчетный период группой оборудования;

$Q_{\text{э}}^{\text{гр}}$ – количество тепла, затраченного на производство электроэнергии группой из $n_{\text{ТА}}$ турбоагрегатов, величину которого можно оценить по формуле

$$Q_{\text{э}}^{\text{гр}} = \sum_i^{n_{\text{ТА}}} q_{T(\text{ном})i}^{\text{бр}} \cdot \mathcal{E}_{\text{выр},i}, \quad (2.2)$$

где $q_{T(\text{ном})i}^{\text{бр}}$ – номинальный удельный расход теплоты на выработку электроэнергии i -м турбоагрегатом, найденный по (1.22);

$\mathcal{E}_{\text{выр},i}$ – выработка электроэнергии за отчетный период i -м турбоагрегатом.

Выработка электроэнергии i -й турбиной $\mathcal{E}_{\text{выр},i}$ определяется по (1.19), а суммарная группой по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{гр}} = \sum_i^{n_{\text{ТА}}} \mathcal{E}_{\text{выр},i}, \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.3)$$

2.2. Относительный расход электроэнергии на собственные нужды турбинного цеха

К расходу электроэнергии на собственные нужды группы турбоагрегатов $\mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{сн}}$ относится электроэнергия, затрачиваемая на:

- привод циркуляционных, конденсатных, дренажных и других насосов, относимых к турбинному оборудованию (кроме питательных);
- на плановые пуски турбин по диспетчерскому графику;
- на освещение, отопление и вентиляцию производственных помещений турбинного оборудования и электроцеха;
- двигатели электроцеха, включая двигатели открытой подстанции, охлаждения трансформаторов;
- на измерительную и ремонтную мастерские и пр.

Номинальная величина потерь электроэнергии при пуске турбоагрегатов $\mathcal{E}_{т,пуск}^{сн}$ определяется по нормативным материалам (см. табл. П1 приложения).

Расход электроэнергии на привод циркуляционных насосов в НЭХ определяется в зависимости от конденсационной мощности N_k турбоагрегатов.

По данным [2] на рис. П13, П32 приложения приводятся графики для определения мощности циркуляционных насосов $N_{цн}$ в условиях обособленной и совместной работы турбоустановок Т-100/120-130 и ПТ-60-130/13.

На этих же рисунках указывается величина мощности **прочих механизмов собственных нужд** $N_{пр}$ соответствующих турбоустановок.

Теплофикационная мощность турбин (мощность, выработанная без потерь в конденсаторе, паром, идущим в отборы) в общем случае находится как

$$N_{тф} = W_T Q_T + W_{п} Q_{п}, \quad (2.4)$$

где $W_T, W_{п}$ – удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении отопительного и производственного отборов, величину которой можно найти по НЭХ.

При этом конденсационная мощность турбин равна

$$N_k = N_T - N_{тф}. \quad (2.5)$$

Удельная выработка электроэнергии W_T для отопительного отбора турбин типа Т находится по НЭХ в зависимости от расхода свежего пара D_0 и давления в отопительном отборе (рис. П17).

При одноступенчатом подогреве сетевой воды определяющим является давление в нижнем регулируемом отборе $p_{тн}$, а при двухступенчатом – в верхнем $p_{тв}$.

Удельная выработка электроэнергии W_T для регулируемых отборов турбин типа ПТ в НЭХ определяется в зависимости от расхода свежего пара D_0 , давления в регулируемых отборах и расхода пара на производство $D_{п}$.

Расход свежего пара D_0 и пара на производство $D_{п}$ рассчитываются по формулам (1.13) и (1.8) соответственно, при этом расход теплоты в свежем паре находится как

$$Q_0 = Q_э + Q_T + Q_{п} = q_{(ном,исх)}^{бр} N_T + Q_T + Q_{п}, \text{ Гкал/ч.}$$

Энтальпии питательной воды за системой регенерации паровых турбин определяется по НЭХ. В приложении пособия приведены соответствующие графические зависимости для турбоустановок ПТ-60-130/13 (рис. П11) и Т-100/120-130 (рис. П16).

Значения удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении турбин типа ПТ определяются по НЭХ в отдельности

- для производственного отбора (рис. П8)

$$W_{п} = f(D_0, p_{п}), \text{ кВт ч/Гкал;}$$

- для отопительного отбора при отключенном регуляторе давления в производственном отборе, то есть на режиме Т (рис. П10)

$$W_T^T = f(D_0, p_T), \text{ кВт ч/Гкал;}$$

- для отопительного отбора при включенном регуляторе давления в производственном отборе, то есть на режиме Т (рис. П9)

$$W_T^{ПТ} = f(D_0, D_n) + \Delta W, \text{ кВт}\cdot\text{ч/Гкал.}$$

Здесь ΔW – поправка на отклонение давления в отопительном отборе p_T от фиксированного (принятого при построении НЭХ) p_T^H .

Нормативная величина расхода электроэнергии на собственные нужды турбинного цеха за отчетный период составляет:

$$\mathcal{E}_{T(\text{НОМ})}^{\text{сн(гр)}} = \mathcal{E}_{\text{ЦН(НОМ)}}^{\text{гр}} + \mathcal{E}_{\text{пр(НОМ)}}^{\text{гр}} + \mathcal{E}_{\text{пл.пуск}}^{\text{ТА}}, \text{ МВт}\cdot\text{ч}, \quad (2.6)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ЦН(НОМ)}}^{\text{гр}}$ – нормативный расход электроэнергии на циркуляционные насосы турбинного цеха

$$\mathcal{E}_{\text{ЦН(НОМ)}}^{\text{гр}} = \sum_i^{n_{\text{ТА}}} N_{\text{ЦН},i} \cdot \tau_{\text{раб},i}, \text{ МВт}\cdot\text{ч}; \quad (2.7)$$

$\mathcal{E}_{\text{пр(НОМ)}}^{\text{гр}}$ – нормативный расход электроэнергии на прочие нужды турбинного цеха

$$\mathcal{E}_{\text{пр(НОМ)}}^{\text{гр}} = \sum_i^{n_{\text{ТА}}} N_{\text{пр},i} \cdot \tau_{\text{раб},i}, \text{ МВт}\cdot\text{ч}; \quad (2.8)$$

$\mathcal{E}_{\text{пл.пуск}}^{\text{ТА}}$ – потери электроэнергии, связанные с плановыми пусками турбоагрегатов

$$\mathcal{E}_{\text{пл.пуск}}^{\text{ТА}} = \sum_i^{n_{\text{ТА}}} \mathcal{E}_{\text{т.пуск}}^{\text{сн},i} \cdot n_{\text{пл.пуск}}^{\text{ТА},i}, \text{ МВт}\cdot\text{ч}. \quad (2.9)$$

В (2.9) $n_{\text{пл.пуск}}^{\text{ТА},i}$ – количество плановых пусков i -го турбоагрегата за отчетный период с соответствующими потерями электроэнергии при пуске $\mathcal{E}_{\text{т.пуск}}^{\text{сн},i}$.

Номинальная величина относительного расхода электроэнергии на собственные нужды турбинного цеха в процентах от выработанной электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{гр}}$ рассчитывается по формуле

$$\bar{\mathcal{E}}_{T(\text{НОМ})}^{\text{сн(гр)}} = \frac{\mathcal{E}_{T(\text{НОМ})}^{\text{сн(гр)}}}{\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{гр}}} \cdot 100, \%. \quad (2.10)$$

2.3. Относительный расход теплоты на собственные нужды турбинного цеха

В расход теплоты на собственные нужды турбинного цеха $Q_T^{\text{сн}}$ включаются его затраты на:

- плановые пуски и остановки турбоагрегатов, включая расход тепла на прогрев трубопроводов, вспомогательные турбомасляные насосы и пусковые эжекторы;
- отопление производственных помещений турбинных установок и электроцеха, душевые и пр.

Номинальная величина **потерь теплоты при пуске** турбоагрегатов $Q_{т,пуск}^{сн}$ определяется по нормативным материалам (см. табл. П1 приложения).

Нормативная величина **прочих затрат теплоты на собственные нужды** турбинного цеха $q_{т,пр}^{сн}$ определяется по НЭХ в зависимости от температуры наружного воздуха и суммарного расхода теплоты в свежем паре на выработку электроэнергии $Q_9^{гр} = Q_9^{гр} / \tau$ на группу турбоустановок.

На рис. П36 приложения приведены графики для определения $q_{т,пр}^{сн}$ группы в составе турбоагрегатов ПТ-60-130/13 и Т-100/120-130.

Номинальное значение относительного расхода теплоты на собственные нужды турбинного цеха с учетом потерь теплоты, связанных с проведением плановых пусков турбоагрегатов, равно

$$q_{т(ном)}^{сн(гр)} = q_{т,пр}^{сн} + \frac{\sum_i^{n_{ТА}} Q_{т,пуск}^{сн,i} \cdot n_{пл.пуск}^{ТА,i}}{Q_9^{гр}} \cdot 100, \% \quad (2.11)$$

где $n_{пл.пуск}^{ТА,i}$ – число плановых пусков i -го турбоагрегата с соответствующими потерями теплоты при пуске $Q_{т,пуск}^{сн,i}$.

2.4. Удельный расход теплоты нетто на выработку электроэнергии группой турбоагрегатов

Номинальный удельный расход теплоты нетто на выработку электроэнергии группой турбоагрегатов с учетом собственных нужд цеха составляет

$$q_{т(ном)}^{нет(гр)} = \frac{Q_9^{гр} + Q_{т(ном)}^{сн(гр)}}{\mathcal{E}_{выр}^{гр} - \mathcal{E}_{т(ном)}^{сн(гр)}} = q_{т(ном)}^{бр(гр)} \frac{100 + q_{т(ном)}^{сн(гр)}}{100 - \mathcal{E}_{т(ном)}^{сн(гр)}} (1 + K_{доп}^T), \text{ ккал/(кВтч)}. \quad (2.12)$$

где $Q_{т(ном)}^{сн(гр)}$, $\mathcal{E}_{т(ном)}^{сн(гр)}$ – полный расход теплоты и электроэнергии на собственные нужды турбинного цеха за отчетный период;

$K_{доп}^T$ – коэффициент допуска на эксплуатационные условия для турбинного оборудования.

По данным [1, с.18] для турбоагрегатов высокого давления его величина составляет $K_{доп}^T = 0,8\%$.

3. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КОТЛОАГРЕГАТОВ И КОТЕЛЬНОГО ЦЕХА

3.1. Выбор числа работающих котлоагрегатов

При анализе тепловой экономичности реальной ТЭС количество работающих котлоагрегатов в течение отчетного периода и средние значения их тепловой (паровой) нагрузки известны из отчетных данных станции. В условиях выполнения курсового проекта перед нормированием работы котельного цеха необходимо выбрать количество и загрузку котлоагрегатов исходя из заданных параметров работы турбинного цеха.

Выбирать число работающих котлов и распределять нагрузку между ними следует из условия минимизации суммарного расхода топлива. При этом необходимо также учитывать технический минимум котлоагрегатов и надежность обеспечения паром производственных потребителей.

Для простоты расчетов предположим, что котлы имеют одинаковое техническое состояние, тогда, как показано в [1, с. 82 – 85], нагрузку между ними необходимо распределять симметрично.

Суммарный за отчетный период расход свежего пара на группу турбоагрегатов равен

$$D_0^{\text{гр.сум}} = \sum_i^{n_{\text{ТА}}} D_0^i \cdot \tau_{\text{раб}i}, T, \quad (3.1)$$

где D_0^i и $\tau_{\text{раб}i}$ - среднее за отчетный период значение расхода свежего пара и время работы в течение отчетного периода i -го турбоагрегата.

Суммарный за отчетный период расход пара от группы котлов должен соответствовать требуемому расходу свежего пара $D_0^{\text{гр.сум}}$, то есть

$$D_{\text{к}}^{\text{гр.сум}} = D_{\text{пе}}^{\text{гр.сум}} = (1 + \alpha_{\text{ут}}) D_0^{\text{гр.сум}}, T, \quad (3.2)$$

где $\alpha_{\text{ут}}$ – относительная величина утечек в тепловой схеме.

Для промышленно-отопительной ТЭЦ можно принять $\alpha_{\text{ут}}$ в размере 1,5% от суммарного расхода свежего пара на турбоустановки.

При этом средний за отчетный период часовой расход пара от группы котлов равен

$$D_{\text{к}}^{\text{гр}} = D_{\text{к}}^{\text{гр.сум}} / \tau_{\text{КА}}, T/\text{ч}, \quad (3.3)$$

где $\tau_{\text{КА}}$ – время работы котлоагрегатов в течение отчетного периода.

В (3.3) учтено, что при выполнении курсового проекта принимается равное время работы котлов в течение отчетного периода.

Количество работающих котлоагрегатов $n_{\text{КА}}$ из общего числа установленных на ТЭЦ необходимо выбирать из условия обеспечения максимального их КПД.

Характер зависимости КПД брутто различных котлоагрегатов от их нагрузки

$$D_{\text{к}} = D_{\text{к}}^{\text{гр}} / n_{\text{КА}}, T/\text{ч}, \quad (3.4)$$

индивидуален: максимальное значение КПД может достигаться при номинальной нагрузке, а может (рис. ПЗ4) соответствовать нагрузке составляющей примерно 60 ... 70% от номинальной паропроизводительности.

При этом средняя за отчетный период часовая теплопроизводительность котлоагрегатов примерно равна

$$Q_k^{\text{бр}} = 0,6 D_k, \text{ Гкал.} \quad (3.5)$$

Переводной коэффициент между паро- и теплопроизводительностью котлоагрегатов определяется по НЭХ.

По данным рис. ПЗ4 и ПЗ5 приложения для котла БКЗ-420-140 НГМ он соответствует расходу теплоты со свежим паром $h_0 - h_{\text{пв}} \approx 600 \text{ ккал/кг} = 0,6 \text{ Гкал/т}$.

3.2. Определение номинальные показатели брутто котлоагрегатов

Поскольку было принята симметричная загрузка котлоагрегатов, а также в предположении равного времени их работы в отчетном периоде нормативные показатели эксплуатации котлов одинаковы.

По НЭХ (рис. ПЗ4, ПЗ5) в зависимости от единичной тепло- или паропроизводительности котлоагрегатов $Q_k^{\text{бр}} (D_k)$ определяются исходно-номинальные значения следующих показателей котельной установки:

- КПД брутто $\eta_{k(\text{ном, исх})}^{\text{бр}}, \%$;
- потери теплоты с уходящими газами $Q_{2(\text{ном, исх})}, \%$;
- потери теплоты от химического $Q_{3(\text{ном})}$ и механического $Q_{4(\text{ном})}$ недожога, %;
- потери теплоты на наружное охлаждение $Q_{5(\text{ном})}, \%$;
- коэффициент избытка воздуха в режимном сечении (топке) $\alpha_{\text{рс(ном)}}$;
- присосы воздуха в тракте котлоагрегата от режимного сечения до точки измерения температуры уходящих газов (за последней поверхностью нагрева или до дымососа) $\Delta\alpha_{\text{ух(ном)}}$;
- температура уходящих газов $t_{\text{ух(ном, исх)}}, \text{ }^\circ\text{C}$;
- нагрев воздуха в дутьевых вентиляторах $\Delta t_{\text{дв(ном)}}, \text{ }^\circ\text{C}$;
- степень рециркуляции дымовых газов $\Gamma_{(\text{ном})}, \%$;
- удельный расход электроэнергии на дымососы рециркуляции $\mathcal{E}_{\text{р(ном)}}$, кВт·ч/Гкал;
- удельный расход электроэнергии на тягодутьевые механизмы $\mathcal{E}_{\text{т+д(ном, исх)}}$, кВт·ч/Гкал.

Номинальное значение коэффициента избытка воздуха в уходящих газах $\alpha_{\text{ух(ном)}}$ рассчитывается с учетом присосов воздуха $\Delta\alpha_{\text{ух(ном)}}$ на тракте котлоагрегата от режимного сечения до точки измерения температуры уходящих газов (за последней поверхностью нагрева или до дымососа) по формуле

$$\alpha_{\text{ух(ном)}} = \alpha_{\text{рс(ном)}} + \Delta\alpha_{\text{ух(ном)}}. \quad (3.6)$$

В НЭХ котлоагрегатов (см. рис. ПЗ3 приложения) указываются условия их построения, а также необходимые данные для ввода поправок к исходно-номинальным значениям КПД, температуры уходящих газов и удельного расхода электроэнергии на тягу и дутье на отличие фактических значений внешних факторов от фиксированных.

Внешние факторы, которые необходимо учесть для определения номинальных показателей работы котлоагрегатов следующие:

- температура холодного воздуха $t_{хв}$, °С;
- температура питательной воды $t_{пв}$, °С;
- температура воздуха перед воздухоподогревателем (РВП) $t'_{РВП}$, °С.

Значение $t'_{РВП}$ при работе котла на мазуте зависит от величины предварительного подогрева воздуха в калорифере.

При сжигании природного газа калориферы обычно отключены, и величина $t'_{РВП}$ определяется нагревом воздуха в дутьевых вентиляторах $\Delta t_{дв}$

$$t'_{РВП} = t_{хв} + \Delta t_{дв}. \quad (3.7)$$

Поправка к номинальному КПД брутто котлов при отклонении фактического значения влияющего фактора (температуры) t_i^ϕ от принятого при построении НЭХ $t_i^{исх.ном}$ равна

$$\Delta \eta_{к, t_i}^{бр} = K_{\eta_k^{бр}}^{xi} (t_i^\phi - t_i^{исх.ном}), \%. \quad (3.8)$$

Поправка к номинальной температуре уходящих газов при отклонении фактического значения влияющего фактора (температуры) t_i^ϕ от принятого при построении НЭХ $t_i^{исх.ном}$ рассчитывается по формуле

$$\Delta t_{yx, i} = K_{t_{yx}}^{xi} (t_i^\phi - t_i^{исх.ном}), \text{°С}. \quad (3.9)$$

Значения $K_{\eta_k^{бр}}^{xi}$ и $K_{t_{yx}}^{xi}$ определяются по НЭХ (рис. П33).

Среднее за отчетный период значение номинальной температуры питательной воды $t_{пв}^{ср}$ определяется как средневзвешенная по ее расходу на обе турбины величина по формуле

$$t_{пв}^{ср} = \frac{\sum_i^{n_{ТА}} G_{пв}^i \cdot t_{пв}^i}{\sum_i^{n_{ТА}} G_{пв}^i}, \text{°С}, \quad (3.10)$$

где $t_{пв}^i$ – средняя за отчетный период температура питательной воды после системы регенерации i -й турбоустановки;

$G_{пв}^i$ – расход питательной воды на i -ю турбину, значения которого можно найти через заданное соотношение $\alpha_{пв}$

$$G_{пв} = \alpha_{пв} G_0. \quad (3.11)$$

Графики для определения $t_{пв}$ в зависимости от найденных ранее значений расходов свежего пара на турбины приводятся в НЭХ (см. рис. П11 и П16 приложения).

Поправку к КПД на **плановые пуски** котлов $\Delta \eta_{к/пуск}^{бр}$ можно условно разнести между всеми работающими агрегатами.

При этом

$$\Delta\eta_{к,пуск}^{бр} = - \frac{\sum_i^{n_{КА}} B_{пуск}^{КА,i} \cdot \eta_{пл.пуск}^{КА,i}}{B_{к}^{гр,сум}} \cdot 100, \% \quad (3.12)$$

Здесь $B_{пуск}^{КА,i}$ – затраты топлива (в условном исчислении) на пуск i -го котлоагрегата;

$n_{пл.пуск}^{КА,i}$ – число плановых пусков i -го котлоагрегата за отчетный период;

$B_{к}^{гр,сум}$ – суммарный расход топлива на котлы за отчетный период, рассчитываемый по формуле

$$B_{к}^{гр,сум} = \frac{Q_{к}^{бр(гр,сум)}}{Q_{ну}^p \cdot \eta_{к(исх.ном)}^{бр}}, \text{ т у.т.}, \quad (3.13)$$

где $Q_{ну}^p = 7000$ ккал/кг = 7 Гкал/т – теплотворная способность условного топлива;

$Q_{к}^{бр(гр,сум)}$ – суммарная выработка теплоты котлоагрегатами за отчетный период примерно равна:

$$Q_{к}^{бр(гр,сум)} = 0,6 D_{к}^{гр,сум}, \text{ Гкал.} \quad (3.14)$$

Переводной коэффициент между паро- и теплопроизводительностью соответствует его значению для котла БКЗ-420-140 НГМ (см. рис. П34 и П35 приложения).

При этом средняя за отчетный период часовая теплопроизводительность котлоагрегатов равна

$$Q_{к}^{бр(гр)} = Q_{к}^{бр(гр,сум)} / \tau_{КА}, \text{ Гкал/ч}, \quad (3.15)$$

Номинальная величина $B_{пуск}^i$ определяется по нормативным материалам (см. табл. П1).

Поправку к КПД на **отработанный ресурс времени** $\Delta\eta_{к,рес}^{бр}$ определим из условия постоянной работы котлов на топливе одного вида в течение всего отчетного периода.

Тогда при сжигании природного газа или малосернистого мазута [1, с.14]

$$\Delta\eta_{к}^{рес} = -0,0015 \cdot \tau_{рес} \cdot 10^{-3}, \% \quad (3.16)$$

Номинальный КПД брутто котлоагрегатов рассчитывается путем ввода к исходной величине $\eta_{к(ном,исх)}^{бр}$ найденных поправок с учетом их знака в соответствии с характером влияния на экономичность работы агрегатов

$$\eta_{к(ном)}^{бр} = \eta_{к(ном,исх)}^{бр} \pm \Sigma \Delta \eta_{к,i}^{бр}, \% \quad (3.17)$$

Для определения **номинальных потерь с уходящими газами** $Q_{2(ном)}$ необходимо к исходно-номинальной величине этого показателя $Q_{2(ном,исх)}$ ввести поправки на фактическое значение $t_{хв}$, $t_{пв}$ и $t'_{рвп}$

$$Q_{2(\text{ном})} = Q_{2(\text{ном,исх})} \pm \Sigma \Delta Q_{2,i}, \% \quad (3.18)$$

При работе котлоагрегатов на газе величина этих поправок $\Delta Q_{2,i}$ равна по модулю, но противоположна по знаку поправкам, вводимым к КПД брутто на соответствующие влияющие факторы.

Номинальная температура уходящих газов рассчитывается по формуле

$$t_{\text{ух(ном)}} = t_{\text{ух(ном,исх)}} + \Sigma \Delta t_{\text{ух},i} \quad (3.19)$$

где $\Delta t_{\text{ух},i}$ – поправки на фактическое значение $t_{\text{пв}}$ и $t'_{\text{рвп}}$, рассчитываемые по (3.9).

3.3. Относительный расход электроэнергии и теплоты на собственные нужды котельного цеха

В расход электроэнергии на собственные нужды энергетических котлов $\mathcal{E}_k^{\text{сн}}$ в общем случае включаются затраты на электродвигатели бустерных и питательных насосов, тягодутьевых установок, дымососов рециркуляции, на освещение и прочие нужды.

К расходам электроэнергии котельного оборудования условно относятся также все расходы электроэнергии, связанные с хранением, подачей и приготовлением топлива, а также на водоподготовку.

В НЭХ (рис. П35) приводятся графики для определения исходно-номинальной величины удельного расхода электроэнергии на тягу и дутье $\mathcal{E}_{\text{т+д(ном,исх)}}$.

Для расчета номинального значения этого показателя необходимо ввести поправку на отклонение фактического значения температура холодного воздуха $t_{\text{хв}}$ от принятого при построении НЭХ $t_{\text{хв}}^{\text{исх.ном}}$, которая рассчитывается по формуле

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{т+д}} = K_{\mathcal{E}_{\text{т+д}}} (t_{\text{хв}} - t_{\text{хв}}^{\text{исх.ном}}), \text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{Гкал}. \quad (3.20)$$

При этом

$$\mathcal{E}_{\text{т+д(ном)}} = \mathcal{E}_{\text{т+д(ном,исх)}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{т+д}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{Гкал}. \quad (3.21)$$

Номинальный удельный расход электроэнергии на питательные насосы $\mathcal{E}_{\text{пв(ном)}}$ [кВт·ч/(т п.в.)] определяется по НЭХ (см. рис. П37) в зависимости от часового расхода питательной воды на группу котлоагрегатов $G_{\text{пв}}^{\text{гр}}$.

При этом расход питательной воды определяется с учетом продувки по заданному соотношению $G_{\text{пв}}^{\text{гр}} = \alpha_{\text{пв}} D_0^{\text{гр}}$.

Номинальные затраты электроэнергии на пуск котлоагрегатов $\mathcal{E}_{\text{к,пуск}}^{\text{сн}}$ определяется по нормативным материалам (см. табл. П1), а мощность прочих механизмов котельного цеха ТЭЦ с тремя котлами БКЗ-420-140 НГМ в НЭХ [2] оценены величиной $N_{\text{к}}^{\text{пр}} = 336$ кВт.

Тогда номинальный расход электроэнергии на собственные нужды котельного цеха за отчетный период равен сумме отдельных составляющих

$$\mathcal{E}_{\text{к(ном)}}^{\text{сн(гр)}} = \mathcal{E}_{\text{пн(ном)}}^{\text{гр}} + \mathcal{E}_{\text{т+д(ном)}}^{\text{гр}} + \mathcal{E}_{\text{пр}}^{\text{гр}} + \mathcal{E}_{\text{пл.пуск}}^{\text{гр}}, \text{ МВт}\cdot\text{ч}, \quad (3.22)$$

где $\mathcal{E}_{\text{пн(ном)}}^{\text{гр}}$ – суммарный за отчетный период расход электроэнергии на питательные насосы группы оборудования

$$\mathcal{E}_{\text{пн(ном)}}^{\text{гр}} = \mathcal{E}_{\text{пн(ном)}} \cdot G_{\text{пв}}^{\text{гр, сум}}, \text{ МВт}\cdot\text{ч}; \quad (3.23)$$

$\mathcal{E}_{\text{т+д(ном)}}^{\text{гр}}$ – суммарный за отчетный период расход электроэнергии на тягу и дутье

$$\mathcal{E}_{\text{т+д(ном)}}^{\text{гр}} = \mathcal{E}_{\text{т+д(ном)}} \cdot Q_{\text{к}}^{\text{бр(гр, сум)}}, \text{ МВт}\cdot\text{ч}; \quad (3.24)$$

$\mathcal{E}_{\text{пр}}^{\text{гр}}$ – суммарный за отчетный период расход электроэнергии на прочие механизмы собственных нужд котельного цеха

$$\mathcal{E}_{\text{пр}}^{\text{гр}} = N_{\text{к}}^{\text{пр}} \cdot \tau_{\text{кал}}, \text{ МВт}\cdot\text{ч}; \quad (3.25)$$

$\mathcal{E}_{\text{пл.пуск}}^{\text{гр}}$ – суммарные за отчетный период затраты электроэнергии на плановые пуски котлоагрегатов

$$\mathcal{E}_{\text{пл.пуск}}^{\text{гр}} = \sum_i^{n_{\text{КА}}} \mathcal{E}_{\text{к,пуск}}^{\text{сн, i}} \cdot n_{\text{пл.пуск}}^{\text{КА, i}}. \quad (3.26)$$

Здесь $n_{\text{пл.пуск}}^{\text{КА, i}}$ – количество плановых пусков i -го котлоагрегата в течение отчетного периода с соответствующими потерями электроэнергии при пуске $\mathcal{E}_{\text{к,пуск}}^{\text{сн, i}}$.

Относительный расход электроэнергии на собственные нужды котельного цеха составляет

$$\bar{\mathcal{E}}_{\text{к}}^{\text{сн}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{к(ном)}}^{\text{сн(гр)}} \cdot Q_{\text{т(ном)}}^{\text{нет(гр)}}}{Q_{\text{к}}^{\text{бр(гр, сум)}}} 100, \%. \quad (3.27)$$

В расход теплоты на собственные нужды энергетических котлов $Q_{\text{к}}^{\text{сн}}$ в общем случае включаются его затраты (включая потери), обеспечивающие

- турбопривод питательных насосов и воздуходувок;
- предварительный подогрев воздуха в калориферах;
- расход теплоты на отопление и вентиляцию производственных помещений котельного, химического и топливно-транспортного цехов;
- расход теплоты на мазутное хозяйство (слив и предварительный подогрев мазута, распыл мазута в форсунках и охлаждение неработающих форсунок и пр.);
- размораживание твердого топлива, транспорт угольной пыли к горелкам и пр. (при работе на твердом топливе);

- потери тепла, связанные с подготовкой добавка химически очищенной, обес-соленной воды и дистиллята, восполняющих внутростанционные потери пара, конденса-та и питательной воды;

- потери с продувкой, обдувкой, обмывкой, с пробоотборными точками и другие расходы и технологические потери тепла, связанные с выработкой пара котлами.

Номинальная величина затрат теплоты на пуски котлоагрегатов определяется по нормативным данным (см. табл. П1)

Прочие затраты теплоты на собственные нужды котельного цеха $Q_{к,пр}^{сн} = f(Q_{к}^{бр(гр)}, t_{нв})$ определяются в зависимости от температуры наружного воздуха, числа работающих котлоагрегатов и их суммарной часовой нагрузки по рис. П38.

При этом **относительный расход теплоты на собственные нужды** котельного цеха равен

$$q_{к(ном)}^{сн(гр)} = q_{к,пр}^{сн} + \frac{\sum_i^{n_{КА}} Q_{к,пуск}^{сн,i} \cdot n_{пл.пуск}^{КА,i}}{Q_{к}^{бр(гр,сум)}} \cdot 100, \% \quad (3.28)$$

где $n_{пл.пуск}^{КА,i}$ – количество плановых пусков i -го котлоагрегата за отчетный период с соответствующими потерями теплоты при пуске $Q_{к,пуск}^{сн,i}$.

3.4. КПД нетто котельного цеха

С учетом расходов электроэнергии и теплоты на собственные нужды цеха номинальный КПД нетто определяется в зависимости от среднего по группе КПД брутто по формуле

$$\eta_{к(ном)}^{нет(гр)} = \frac{\eta_{к(ном)}^{бр(гр)}}{K_Q} \cdot \frac{100 - q_{к(ном)}^{сн(гр)} - q_{топл} - q_{кал}}{100} \cdot \frac{100 - \bar{\mathcal{E}}_{э(ном)}^{сн(гр)}}{100 - \bar{\mathcal{E}}_{т(ном)}^{сн(гр)}} (1 - K_{доп}^к), \% \quad (3.29)$$

где K_Q – коэффициент, учитывающий теплоту, дополнительно вносимую в топку котла с подогретым воздухом и физической теплотой топлива;

$q_{топл}, q_{кал}$ – относительный расход тепла на подогрев топлива и на калориферы;

$\bar{\mathcal{E}}_{э(ном)}^{сн(гр)}$ – относительный расход электроэнергии на собственные нужды на выработку электроэнергии по группе оборудования (электростанции);

$K_{доп}^к$ – коэффициент допуска на эксплуатационные условия для котельного оборудования.

В случае отключения калориферов и работе котла на газе $K_Q = 1$, $q_{топл} = 0$, $q_{кал} = 0$.

Величина $K_{доп}^к$ определяется в зависимости от группы оборудования и вида сжигаемого топлива [2, стр. 18]. При работе котлоагрегатов высокого давления на газе $K_{доп}^к = 0,3\%$.

Расход электроэнергии на собственные нужды по выработке электроэнергии находится как разность между общим расходом на собственные нужды и расходом на отпуск теплоты, к которому относится:

- весь собственный расход теплофикационной установки;
- часть расхода электроэнергии, связанного с выработкой теплоты энергетическими котлами.

При этом абсолютная величина номинального расхода электроэнергии на собственные нужды по выработке электроэнергии составляет

$$\mathcal{E}_{\mathcal{E}(\text{НОМ})}^{\text{сн(гр)}} = \mathcal{E}_{\mathcal{T}(\text{НОМ})}^{\text{сн(гр)}} + K_3 \mathcal{E}_{\mathcal{K}(\text{НОМ})}^{\text{сн(гр)}}, \text{ МВт}\cdot\text{ч}, \quad (3.30)$$

а относительная величина равна

$$\bar{\mathcal{E}}_{\mathcal{E}(\text{НОМ})}^{\text{сн(гр)}} = \frac{\mathcal{E}_{\mathcal{E}(\text{НОМ})}^{\text{сн(гр)}}}{\mathcal{E}_{\text{ВЫР}}^{\text{гр}}} \cdot 100, \%, \quad (3.31)$$

Здесь K_3 – коэффициент отнесения затрат топлива группой энергетических котлов на производство электроэнергии, рассчитываемый по формуле

$$K_3 = \frac{q_{\mathcal{T}(\text{НОМ})}^{\text{бр(гр)}} (1 + q_{\mathcal{T}(\text{НОМ})}^{\text{сн(гр)}} / 100) \cdot \mathcal{E}_{\text{ВЫР}}^{\text{гр}}}{q_{\mathcal{T}(\text{НОМ})}^{\text{бр(гр)}} (1 + q_{\mathcal{T}(\text{НОМ})}^{\text{сн(гр)}} / 100) \cdot \mathcal{E}_{\text{ВЫР}}^{\text{гр}} + Q_{\text{ОТП}}^{\text{гр,сум}}}, \quad (3.32)$$

где $Q_{\text{ОТП}}^{\text{гр,сум}}$ – суммарный отпуск теплоты из регулируемых отборов группы турбоагрегатов за отчетный период, Гкал.

С учетом отмеченного, формулу (3.29) можно представить в более простом виде

$$\eta_{\mathcal{K}(\text{НОМ})}^{\text{нет(гр)}} = \eta_{\mathcal{K}(\text{НОМ})}^{\text{бр(гр)}} \cdot \frac{100 - q_{\mathcal{K}(\text{НОМ})}^{\text{сн(гр)}}}{100} \cdot \frac{100 - \bar{\mathcal{E}}_{\mathcal{T}(\text{НОМ})}^{\text{сн(гр)}} - K_3 \cdot \bar{\mathcal{E}}_{\mathcal{K}(\text{НОМ})}^{\text{сн(гр)}}}{100 - \bar{\mathcal{E}}_{\mathcal{T}(\text{НОМ})}^{\text{сн(гр)}}} (1 - K_{\text{ДОП}}^{\text{к}}), \%, \quad (3.33)$$

4. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЭЦ В ЦЕЛОМ

4.1. Расчет нормативных удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии и теплоты при физическом методе разделения топливных затрат

Значение коэффициента $K_{ст}$, учитывающего влияние стабилизации тепловых процессов вследствие неравномерности суточного графика электрической нагрузки, можно принять по данным [1, с. 17]

$$K_{ст} \leq 0,1 \%$$

КПД теплового потока для промышленно-отопительной ТЭЦ рассчитывается по формуле

$$\eta_{тп} = 1 - 0,015 \frac{\sum_i^{n_{КА}} Q_{к,уст}^{бр,i}}{Q_{к}^{бр(гр,сум)}} \approx 1 - 0,015 \frac{\sum_i^{n_{КА}} D_{к}^{ном,i}}{D_{к}^{гр,сум}}, \quad (4.1)$$

где $\sum_i^{n_{КА}} Q_{к,уст}^{бр,i}$, $\sum_i^{n_{КА}} D_{к}^{ном,i}$ – суммарная номинальная тепло- и паропроизводительность всех установленных на ТЭЦ котлоагрегатов;

$Q_{к}^{бр(гр,сум)}$, $D_{к}^{гр,сум}$ – суммарная за отчетный период тепло или паропроизводительность котлоагрегатов, находившихся в работе.

При этом **номинальное значение УРТ на отпуск электроэнергии** равно

$$b_{э(ном)}^{отп} = \frac{q_{т(ном)}^{нет(гр)} (1 + K_{ст})}{Q_{ну}^p \cdot \eta_{к(ном)}^{нет(гр)} \cdot \eta_{тп}}, \text{ Г у.т./}(кВт\cdot\text{ч}). \quad (4.2)$$

Значение коэффициента резерва тепловой экономичности по отпуску электроэнергии примерно равно $K_p^э \approx 2...3\%$, а степень использования резерва тепловой экономичности по отпуску электроэнергии составляет $\mu_p^э \approx 20\%$.

Тогда **нормативная величина УРТ на отпуск электроэнергии** рассчитывается по формуле

$$b_{э(ном)}^{отп} = b_{э(ном)}^{отп} [1 + K_p^э (1 - \mu_p^э)], \text{ Г у.т./}(кВт\cdot\text{ч}). \quad (4.3)$$

Номинальный удельный расход топлива на отпуск теплоты в общем случае рассчитывается как сумма

$$b_{тэ(ном)}^{отп} = \frac{(1 - \alpha_{пвк} - \alpha_{сн}) \cdot f}{Q_{ну}^p \cdot \eta_{к,гр}^{нет} \cdot \eta_{тп}} + \frac{\alpha_{пвк}}{\eta_{пвк} \cdot Q_{ну}^p} + \alpha_{гв} \bar{\mathcal{E}}_{тепл} \cdot b_{э(ном)}^{отп}, \text{ кг у.т./Гкал}, \quad (4.4)$$

где $\alpha_{пвк}$, $\alpha_{сн}$ – доля отпуска теплоты от ПВК и за счет нагрева воды в сетевых насосах;

$\alpha_{ГВ}$ – доля отпуска теплоты с горячей водой;

$\eta_{ПВК}$ – КПД ПВК;

f – коэффициент потерь теплоты, связанных с ее отпуском, учитывающий потери теплоты в тепловых сетях и оборудовании теплофикационных установок, расположенных в ограде станции ($f \approx 1,02 \dots 1,025$);

$\bar{\mathcal{E}}_{\text{тепл}}$ – удельный расход электроэнергии на теплофикационную установку, кВт·ч/Гкал.

При этом

$$\alpha_{ПВК} = \frac{Q_{ПВК}}{Q_{\text{отп}}^{\text{сум}}}; \quad (4.5)$$

$$\alpha_{\text{сн}} = \frac{Q_{\text{сн}}}{Q_{\text{отп}}^{\text{сум}}}; \quad (4.6)$$

$$\alpha_{ГВ} = \frac{Q_{ГВ}}{Q_{\text{отп}}^{\text{сум}}}. \quad (4.7)$$

где $Q_{\text{отп}}^{\text{сум}}$ – суммарный отпуск теплоты внешним потребителям с паром и горячей водой;

$Q_{ПВК}$ – отпуск теплоты пиковыми водогрейными котлами;

$Q_{ГВ}$, $Q_{\text{сн}}$ – суммарный отпуск теплоты с горячей водой и отпуск теплоты за счет работы сетевых насосов.

Чтобы определить долю отпуска теплоты от сетевых насосов, необходимо оценить их мощность по формуле:

$$N_{\text{сн}} = G_{\text{св}} \cdot \frac{V_{\text{в}} \cdot \Delta p_{\text{сн}}}{\eta_{\text{сн}}}, \quad (4.8)$$

где $G_{\text{св}}$, $V_{\text{в}}$ – расход сетевой воды и ее удельный объем;

$\Delta p_{\text{сн}}$ – повышение давления в сетевых насосах;

$\eta_{\text{сн}}$ – КПД сетевых насосов.

В расчетах можно принимать $\eta_{\text{сн}} = 0,8 \dots 0,85$.

Отпуск теплоты за счет работы сетевых насосов с учетом электромеханического КПД $\eta_{\text{эм}}$ равен

$$Q_{\text{сн}} = 0,86 \cdot N_{\text{сн}} \cdot \eta_{\text{эм}} \cdot \tau_{\text{кал}}. \quad (4.9)$$

Отпуск теплоты от ТЭЦ $Q_{\text{отп}}^{\text{сум}}$ за отчетный период можно найти как сумму отпуска теплоты из отопительных и производственного отборов и за счет работы сетевых насосов $Q_{\text{сн}}$.

Расход электроэнергии на теплофикационную установку $\bar{\mathcal{E}}_{\text{тепл}}$ включает затраты электроэнергии на электродвигатели сетевых, подпиточных и подкачивающих насосов теплосети, установленных на территории электростанции, конденсатных насосов подо-

гревателей сетевой воды, механизмов ПВК и прочие электродвигатели механизмов, обслуживающие теплофикационную установку.

При этом удельный расход электроэнергии на теплофикационную установку можно найти как

$$\bar{\mathcal{E}}_{\text{тепл}} = \frac{1,2 \cdot N_{\text{сн}}}{Q_{\text{гв}}}, \text{ кВт ч/Гкал}, \quad (4.10)$$

где $Q_{\text{гв}}$ – часовой отпуск теплоты с горячей водой от ТЭЦ.

В (4.10) мощность прочих механизмов теплофикационной установки принята равной 20% мощности сетевых насосов.

Значение коэффициента резерва тепловой экономичности по отпуску теплоты примерно равно $K_p^{\text{тэ}} \approx 1\%$, а степень использования резерва тепловой экономичности по отпуску теплоты $\mu_p^{\text{тэ}}$ около 20%.

При этом **нормативная величина УРТ на отпуск теплоты** составляет

$$b_{\text{тэ(норм)}}^{\text{отп}} = b_{\text{тэ(ном)}}^{\text{отп}} \left[1 + K_p^{\text{тэ}} (1 - \mu_p^{\text{тэ}}) \right]. \quad (4.11)$$

Нормативное значение расхода топлива (в пересчете на условное) за отчетный период равно

$$B_{\text{нор}} = b_{\text{э(норм)}}^{\text{отп}} \mathcal{E}_{\text{отп}} + b_{\text{тэ(норм)}}^{\text{отп}} Q_{\text{отп}}^{\text{сум}}, \text{ т у.т.} \quad (4.12)$$

Отпуск электроэнергии от ТЭЦ $\mathcal{E}_{\text{отп}}$ за отчетный период с учетом общих затрат электроэнергии на собственные нужды станции $\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}^{\text{сн}}$ можно рассчитать по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{отп}} = \mathcal{E}_{\text{выр}} - \mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}^{\text{сн}}, \text{ МВт}\cdot\text{ч}; \quad (4.13)$$

где $\mathcal{E}_{\text{выр}}$ – выработка электроэнергии станцией (группой оборудования).

При этом номинальная величина расхода электроэнергии на собственные нужды за отчетный период составляет

$$\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ(ном)}}^{\text{сн}} = \mathcal{E}_{\text{т(ном)}}^{\text{сн(гр)}} + \mathcal{E}_{\text{к(ном)}}^{\text{сн(гр)}} + \mathcal{E}_{\text{тепл}}, \text{ МВт}\cdot\text{ч}, \quad (4.14)$$

где $\mathcal{E}_{\text{тепл}}$ – расход электроэнергии на теплофикационную установку за отчетный период

$$\mathcal{E}_{\text{тепл}} = \bar{\mathcal{E}}_{\text{тепл}} Q_{\text{гв}}, \text{ МВт}\cdot\text{ч}. \quad (4.15)$$

Здесь $Q_{\text{гв}}$ – отпуск теплоты с горячей водой за отчетный период, Гкал.

4.2. Расчет нормативных удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии и теплоты при экономическом методе разделения топливных затрат

В настоящее время в республике Беларусь значения удельных расходов топлива на ТЭЦ, найденные с использованием физического метода, сохранены в качестве расчетно-отчетных показателей для анализа технического уровня эксплуатации оборудования и выявления перерасходов топлива по внутренним факторам.

Дополнительно в качестве стимулирующего показателя и базы для формирования тарифов введен УРТ на отпуск теплоты от ТЭЦ $b_{тэ}^{эк}$, получаемый при экономическом методе разделения топливных затрат.

При этом удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается таким же, как на замещающей КЭС, а удельный расход топлива на отпуск теплоты рассчитывается по формуле

$$b_{тэ}^{эк} = b_{тэ(норм)}^{отп} - \frac{\Delta_{отп} (b_{зам} - b_{э(норм)}^{отп})}{Q_{отп}^{сум}}, \quad (4.16)$$

где $b_{тэ(норм)}^{отп}$, $b_{э(норм)}^{отп}$ – нормативные УРТ на отпуск электроэнергии и теплоты от рассматриваемой ТЭЦ при физическом методе разделения топливных затрат по (4.11) и (4.3) соответственно;

$b_{зам}$ – УРТ на отпуск электроэнергии от замещающей станции энергосистемы.

В условиях Беларуси в качестве замещающей станции энергосистемы обычно принимается Лукомльская ГРЭС с $b_{зам} \approx 320$ г у.т./(кВт ч).

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕЗЕРВОВ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ (ПЕРЕРАСХОДОВ ТОПЛИВА) НА ТЭС

5.1. Определение перерасходов топлива по внутренним факторам, определяющим экономичность работы котлоагрегатов

При определении перерасходов (экономии) топлива учитываются внеплановые пуски оборудования и изменение экономичности работы турбо- и котлоагрегатов при отклонении значений внутренних факторов эксплуатации от фиксированных (то есть номинальных) значений.

Если предположить, что котлы имеют одинаковое техническое состояние и работают с одинаковыми нагрузками, то достаточно определить суммарные перерасходы топлива по котельному цеху.

Перерасходы топлива, связанные с внеплановыми пусками котлоагрегатов, рассчитываются как

$$\Delta B_{\text{пуск}}^{\text{вн.пл}} = \sum_i^{n_{\text{КА}}} B_{\text{пуск}}^{\text{КА},i} \cdot n_{\text{вн.пл.пуск}}^{\text{КА},i}, \text{ т у. т.}, \quad (5.1)$$

где $B_{\text{пуск}}^{\text{КА},i}$ – затраты топлива (в условном исчислении) на пуск i -го котлоагрегата (см. табл. П1);

$n_{\text{вн.пл.пуск}}^{\text{КА},i}$ – количество внеплановых пусков котлоагрегатов в течение отчетного периода.

При сжигании в котлоагрегатах природного газа достаточно рассчитать перерасходы топлива, связанные с отклонением потерь теплоты с уходящими газами Q_2 от номинальной величины $Q_{2(\text{ном})}$.

Изменение величины Q_2 , вызванное отклонением фактической температуры уходящих газов t_{yx} от номинальной $t_{\text{yx}(\text{ном})}$, рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_{2(t_{\text{yx}})} = Q_{2(\text{ном})} \cdot \frac{t_{\text{yx}} - t_{\text{yx}(\text{ном})}}{t_{\text{yx}(\text{ном})} - \frac{\alpha_{\text{yx}(\text{ном})} \cdot t_{\text{хв}}}{t_{\text{yx}(\text{ном})} + b}}, \quad (5.2)$$

где $\alpha_{\text{yx}(\text{ном})}$ – номинальные значения коэффициента избытка воздуха в уходящих газах.

Резерв тепловой экономичности (перерасход) условного топлива по котельному цеху вследствие отклонения фактической температуры уходящих газов t_{yx} от номинальной $t_{\text{yx}(\text{ном})}$, за отчетный период составляет

$$\Delta B_{t_{\text{yx}}} = B_{\text{к}(\text{ном})}^{\text{гр.сум}} \cdot \frac{\Delta Q_{2(t_{\text{yx}})}}{\eta_{\text{к}(\text{ном})}^{\text{бр}(\text{гр})}}, \text{ т у. т.}, \quad (5.3)$$

где $B_{\text{к}(\text{ном})}^{\text{гр.сум}}$ – номинальный расход условного топлива рассматриваемыми котлами за отчетный период по (3.13), т у. т.

Изменение потерь теплоты с уходящими газами, вызванное отклонением коэффициента избытка воздуха α_{yx} в них от номинального $\alpha_{\text{yx}(\text{ном})}$, рассчитывается по формуле

$$\Delta q_{2(\alpha_{yx})} = q_{2(\text{ном})} \left[\frac{(K\alpha_{yx} + c) \left(t_{yx(\text{ном})} - \frac{\alpha_{yx} \cdot t_{xв}}{\alpha_{yx} + b} \right)}{(K\alpha_{yx(\text{ном})} + c) \left(t_{yx(\text{ном})} - \frac{\alpha_{yx(\text{ном})} \cdot t_{xв}}{\alpha_{yx(\text{ном})} + b} \right)} - 1 \right]. \quad (5.4)$$

Резерв тепловой экономичности (перерасход) условного топлива из-за отклонения фактического коэффициента избытка воздуха α_{yx} от номинального $\alpha_{yx(\text{ном})}$ составляет

$$\Delta B_{\alpha_{yx}} = B_{k(\text{ном})}^{\text{гр, сум}} \cdot \frac{\Delta q_{2(\alpha_{yx})}}{\eta_{k(\text{н})}^{\text{бр}}}, \text{ т у.т.} \quad (5.5)$$

В (5.2) ... (5.5) K , c , b – эмпирические коэффициенты, зависящие от вида топлива.

Значения этих коэффициентов [1, с. 77, 78]:

- для природного газа: $K = 3,53$, $c = 0,6$, $b = 0,18$;
- для мазута и нефти: $K = 3,495 + 0,023 W^{\text{п}} K_{\text{пр}}$,
 $c = 0,44 + 0,04 W^{\text{п}} K_{\text{пр}}$,
 $b = 0,13$.

Здесь $K_{\text{пр}} = 1$, если теплотворная способность топлива выражается в ккал/кг и $K_{\text{пр}} = 4,187$ – при измерении $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ в кДж/кг;

$W^{\text{п}}$ – приведенная влажность топлива.

5.2. Расчет перерасходов топлива, связанных с увеличением расхода электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ

Номинальный расход электроэнергии на собственные нужды станции $\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}(\text{ном})}^{\text{сн}}$ находится как сумма номинальных затрат электроэнергии на собственные нужды турбинного и котельного цехов, а также теплофикационной установки по (4.14).

При отклонении фактического расхода электроэнергии на собственные нужды $\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}^{\text{сн}}$ от номинального $\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}(\text{ном})}^{\text{сн}}$ рассчитывается связанный с этим перерасход топлива по формуле

$$\Delta B_{\text{сн}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{сн}} \cdot b_{\mathcal{E}(\text{нор})}^{\text{отп}} \frac{\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{ф}}}{\mathcal{E}_{\text{выр}} - \mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}(\text{ном})}^{\text{сн}}}, \quad (5.6)$$

где $\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}} = \mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}^{\text{сн}} - \mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}(\text{ном})}^{\text{сн}}$.

$\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{ф}} = \mathcal{E}_{\text{выр}} - \mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}^{\text{сн}}$ – фактический отпуск электроэнергии.

5.3. Расчет перерасходов топлива, связанных с изменением внутренних факторов эксплуатации турбинного оборудования

Поскольку в общем случае на ТЭЦ устанавливаются разнотипные турбоагрегаты, которые могут работать различное время в течение отчетного периода, необходимо искать перерасходы топлива в отдельности по каждому агрегату, а затем суммарный перерасход по турбинному цеху.

При работе турбоустановок ТЭЦ по электрическому графику нагрузок перерасход условного топлива по i -му внутреннему фактору рассчитывается по формуле

$$\Delta B_i = B_{\text{э(норм)}} \frac{\Delta Q_{\text{э}i}}{Q_{\text{э}}^{\text{гр}}}, \quad (5.7)$$

где $Q_{\text{э}}^{\text{гр}}$ – количество тепла, затраченного на производство электроэнергии группой турбоагрегатов, по (2.2);

$\Delta Q_{\text{э}i}$ – изменение расхода теплоты на выработку электроэнергии при отклонении i -го внутреннего фактора от номинального;

$B_{\text{э(норм)}}$ – нормативный расход условного топлива на отпуск электроэнергии от группы оборудования, равный

$$B_{\text{э(норм)}} = b_{\text{э(норм)}}^{\text{отп}} \cdot \mathcal{E}_{\text{отп}}. \quad (5.8)$$

При отклонении давления в регулируемых отборах от номинальных значений недовыработку электроэнергии по теплофикационному циклу необходимо замещать выработкой по конденсационному циклу, поэтому в этом случае

$$\Delta Q_{\text{э,тф}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{тф}} (\Delta q_{\text{к}} - \Delta q_{\text{тф}}), \quad (5.9)$$

где $\Delta \mathcal{E}_{\text{тф}}$ – недовыработка электроэнергии турбоагрегатом по теплофикационному циклу;

$\Delta q_{\text{к}}, \Delta q_{\text{тф}}$ – приросты расхода теплоты брутто на выработку электроэнергии рассматриваемым турбоагрегатом по конденсационному и теплофикационному циклам.

Отметим, что удельный расход теплоты на выработку электроэнергии по теплофикационному циклу можно принять равным $q_{\text{тф}} \approx 880$ ккал/(кВт·ч), а величину удельного расхода теплоты на выработку электроэнергии по конденсационному циклу рассчитать по формуле

$$q_{\text{к}} = \frac{q_{\text{т}} N_{\text{т}} - q_{\text{тф}} N_{\text{тф}}}{N_{\text{к}}}. \quad (5.10)$$

В общем случае изменение теплофикационной выработки в (5.9) составляет

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{тф}} = \Delta N_{\text{тф}} \cdot \tau_{\text{раб}} = (Q_{\text{п}} \cdot \Delta W_{\text{п}} + Q_{\text{т}} \cdot \Delta W_{\text{т}}) \cdot \tau_{\text{раб}}, \quad (5.11)$$

где $\Delta N_{\text{тф}}$ – изменение теплофикационной мощности турбины за счет изменения удельной выработки электроэнергии ΔW на теплотреблении регулируемых отборов;

$\tau_{\text{раб}}$ – время работы турбины в течение отчетного периода с отклонением давления в регулируемом отборе от номинального.

Величины ΔW_p и ΔW_T можно определить по соответствующим графическим зависимостям НЭХ (рис. П8 ... П10, П17 приложения).

При отклонении всех остальных влияющих внутренних факторов от фиксированных (номинальных) значений изменение расхода теплоты на выработку электроэнергии рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_{эi} = \Delta q_{Ti} \cdot N_T \cdot \tau_{\text{раб}}, \quad (5.12)$$

где Δq_{Ti} – поправка к удельному расходу теплоты на выработку электроэнергии по i -му фактору;

$N_T, \tau_{\text{раб}}$ – средняя за отчетный период мощность турбоагрегата и время его работы в течение отчетного периода.

Величина Δq_{Ti} определяется по соответствующим графикам нормативных энергетических характеристик турбин.

В НЭХ приводятся графические зависимости для определения поправки к удельному расходу теплоты при отклонении фактических значений давления $\Delta q_{T(p_0)}$ и температуры $\Delta q_{T(t_0)}$ острого пара от номинальных значений.

Соответствующие графические зависимости приведены на рис. П3 для турбоустановки ПТ-60-130/13 и рис. П27, П28 – для турбины Т-100/120-130.

С использованием специальной компьютерной программы можно найти изменение расхода теплоты на выработку электроэнергии $\Delta Q_{э(\eta_{oi})}$, связанное с ухудшением состояния проточной части (из-за снижения внутреннего относительного КПД) турбин, и рассчитать соответствующий перерасход топлива по (5.7).

5.4. Определение общих по ТЭЦ перерасходов (экономии) топлива

По результатам расчетов удобно составить сводную таблицу перерасходов топлива по анализируемым внутренним факторам эксплуатации оборудования ТЭЦ.

При этом перерасход топлива по котельному цеху находится как

$$\Delta B_K = B_{t_{yx}} + \Delta B_{\alpha_{yx}} + \Delta B_{\text{пуск}}^{\text{вн.пл}}, \text{ т у.т.}, \quad (5.13)$$

перерасход топлива по турбинному цеху равен

$$\Delta B_T = \Delta B^{t_0} + \Delta B^{p_0} + \Delta B^{p_{отб}} + \Delta B^{t_{bi}}, \text{ т у.т.}, \quad (5.14)$$

а общий перерасход топлива по ТЭЦ составляет

$$\Delta B_{\text{ТЭЦ}} = \Delta B_K + \Delta B_T + \Delta B_{\text{сн}}, \quad (5.15)$$

При этом в случае $\Delta B_{\text{ТЭЦ}} < 0$ на станции имеет место экономия топлива, при $\Delta B_{\text{ТЭЦ}} > 0$ – его перерасход

6. ЗАПОЛНЕНИЕ ОТЧЕТНОЙ ФОРМЫ № 3-ТЕХ О ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

В данном разделе общие положения по составлению формы 3-тех приводятся по [8] с корректировкой на допущения, принятые в условиях к выполнению курсового проекта.

Отчет по форме 3-тех составляется ежемесячно и за год в целом. Эта форма является единой для всех ТЭС мощностью 50 МВт и выше. В ней предусматривается учет фактических и нормативных показателей по каждому агрегату, группе оборудования и электростанции в целом.

Расчету фактических показателей, приводимых в форме, должно предшествовать сведение парового, теплового и электрического балансов групп и электростанции в целом.

Форма 3-тех содержит следующие разделы и пункты.

Общие показатели электростанции

В данном разделе формы 3-тех указываются значения следующих показателей по группе оборудования и в целом по станции.

Для блочных электростанций общие показатели приводятся по каждому энергоблоку и группе однотипных блоков.

п. 1. Выработка электроэнергии \mathcal{E} , тыс. кВт·ч.

Количество электроэнергии, выработанной энергоблоком, группой оборудования и электростанцией в целом за отчетный период определяется по показаниям счетчиков генераторов.

Фактическая выработка электроэнергии по группе оборудования и электростанции в целом определяется путем суммирования выработки соответствующих агрегатов.

В условиях курсового проекта выработка \mathcal{E} рассчитывается по (2.3).

п. 2. Отпуск электроэнергии с шин $\mathcal{E}^{\text{от}}$, тыс. кВт·ч.

Фактическое количество электроэнергии, отпущенное с шин энергоблока, группы и электростанции в целом, определяется как разность между количеством выработанной электроэнергии \mathcal{E} и соответствующим суммарным расходом электроэнергии на собственные нужды $\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}^{\text{сн}}$ – на выработку электроэнергии и отпуск теплоты, определяемым по показаниям счетчиков трансформаторов собственных нужд за отчетный период.

В условиях курсового проекта нормативная величина расхода электроэнергии на собственные нужды станции $\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ(ном)}}^{\text{сн}}$ определяется по (4.14). Отклонение фактической величины $\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}^{\text{сн}}$ от нормативной задается в исходных данных.

Величина отпуска электроэнергии $\mathcal{E}^{\text{от}}$ рассчитывается по (4.13).

п.3. Отпуск тепловой энергии:

всего	$Q^{\text{от}}$, Гкал;
в том числе: - отработавшим паром турбины	$\alpha_{\text{отр}}$, %;
- с горячей водой	$\alpha_{\text{ГВ}}$, %.

Под отпуском тепловой энергии следует понимать все отпущенное тепло, за вычетом тепла, возвращаемого на электростанцию с конденсатом производственного пара и

обратной сетевой водой, а также тепла холодной воды, восполняющей невозврат конденсата и потери сетевой воды.

В суммарный отпуск тепловой энергии, отпущенной группой или электростанцией в целом, входят: тепло с паром из отборов турбин или с другим отработавшим в турбинах паром, тепло со свежим или редуцированным паром из котлов, тепло пиковых водогрейных котлов, теплофикационных экономайзеров, а также тепло с конденсатом, дистиллятом, химически очищенной водой, продувочной водой и т.п.

Возвращаемый конденсат должен удовлетворять установленным техническим требованиям. В противном случае тепло, содержащееся в недоброкачественном конденсате, если он не может быть использован в тепловой схеме электростанции, не засчитывается как возврат и включается в отпуск тепловой энергии.

В количество отпущенной тепловой энергии включаются также все расходы тепла на хозяйственные нужды электростанции.

п. 4. Удельный расход условного топлива:

- на отпущенную электроэнергию $b_{э}^{от}$, г/кВт·ч;
- на отпущенную тепловую энергию $b_{тэ}^{от}$, кг/Гкал.

Удельные расходы топлива были плановыми показателями при прежней системе определения эффективности топливоиспользования на ТЭС. В настоящее время УРТ стали расчетными показателями.

Фактические удельные расходы топлива по группам оборудования, энергоблокам и электростанции в целом определяются следующим образом:

а) удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию $\mathcal{E}^{от}$

$$b_{э(ф)}^{от} = \frac{V_{э(ф)} \cdot 10^3}{\mathcal{E}^{от}}, \text{ г у.т./кВт}\cdot\text{ч}; \quad (6.1)$$

б) удельный расход условного топлива на отпущенную тепловую энергию $Q^{от}$

$$b_{тэ(ф)}^{от} = \frac{(V_{тэ(ф)} + V_{пвк(ф)}) \cdot 10^3}{Q^{от}}, \text{ кг у.т./Гкал}, \quad (6.2)$$

где $V_{э(ф)}$, $V_{тэ(ф)}$ – фактический расход топлива (в пересчете на условное) энергетическими котельными установками за отчетный период, отнесенный соответственно на отпуск электрической и тепловой энергии, т у.т.;

$V_{пвк(ф)}$ – фактический расход топлива (в пересчете на условное) пиковыми водогрейными котлами за отчетный период, т у.т.

Здесь и ниже индекс «ф» относится к фактическим значениям показателей эксплуатации ТЭС.

При физическом методе распределение затрат топлива на теплоэлектроцентрали $V_{тэц}$ (п. 37 формы 3-тех) производится пропорционально потокам вырабатываемой полезной энергии

$$V_{э} = V_{тэц} \frac{\mathcal{E}^{от}}{\mathcal{E}^{от} + Q^{от}}, \text{ т у.т.}; \quad (6.3)$$

$$V_{э} = V_{тэц} \frac{\mathcal{E}^{от}}{\mathcal{E}^{от} + Q^{от}}, \text{ т у.т.} \quad (6.4)$$

В (6.3), (6.4) значения отпуска теплоты $Q^{от}$ и электроэнергии $\mathcal{E}^{от}$ должны быть представлены в единицах одной размерности. При этом 1 МВт·ч соответствует 0,86 Гкал.

В соответствии с действующей системой анализа топливоиспользования [8] с учетом собственных нужд ТЭЦ это распределение затрат топлива осуществляется по формулам:

$$B_3 = (B_{ТЭЦ} - B_{пвк}) \left(1 - \frac{Q^{от} (1 - \alpha_{пвк}) \cdot f}{(Q_k^{бр(гр, сум)} - Q_k^{сн} - Q_{кф}) \cdot \eta_{тп}} \right) \frac{\mathcal{E}^{от}}{\mathcal{E}^{от} + \mathcal{E}_{тэ}^{сн}}, \text{ т у.т.}; \quad (6.5)$$

$$B_{тэ} = B_{ТЭЦ} - B_{пвк} - B_3, \text{ т у.т.}, \quad (6.6)$$

где $Q_k^{сн}$ – расход теплоты на собственные нужды энергетической котельной установкой, Гкал;

$Q_{кф}$ – расход теплоты на калориферы энергетической котельной установки, Гкал;

f – коэффициент, учитывающий потери теплоты, связанные с отпуском теплоты энергетическими котлами;

$\mathcal{E}_{тэ}^{сн}$ – часть суммарного расхода электроэнергии на собственные нужды, относимая на отпуск тепловой энергии, МВт·ч.

$\mathcal{E}_{тэ}^{сн}$ включает часть расхода электроэнергии на собственные нужды котельной установки, относимого на отпускаемую тепловую энергию $(1 - K_3) \mathcal{E}_{к(ном)}^{сн(гр)}$, а также расход электроэнергии на теплофикационную установку $\mathcal{E}_{тепл}$

$$\mathcal{E}_{тэ(ф)}^{сн} = (1 - K_3) \mathcal{E}_{к(ф)}^{сн(гр)} + \mathcal{E}_{тепл(ф)}. \quad (6.7)$$

Здесь коэффициент K_3 рассчитывается по формуле (3.32), а $\mathcal{E}_{тепл}$ – по (4.15).

В условиях выполнения курсового проекта фактический расход условного топлива на ТЭЦ $B_{ТЭЦ}$ можно определить по формуле

$$B_{ТЭЦ} = B_{нор} + \Delta B_{ТЭЦ}, \text{ т у.т.}, \quad (6.8)$$

где $B_{нор}$ – нормативный расход условного топлива на ТЭЦ по (4.12), т у.т.;

$\Delta B_{ТЭЦ}$ – суммарная величина перерасходов (экономии) топлива, рассчитанная по (5.15), т у.т.

п.5. Фактический расход электроэнергии на собственные нужды:

- на выработку электроэнергии $\mathcal{E}_3^{сн}$, %;

- на отпуск тепловой энергии $\mathcal{E}_{тэ}^{сн}$, кВт·ч/Гкал.

Суммарный фактический расход электроэнергии на собственные нужды по группе (энергоблоку) и электростанции в целом определяется по показаниям счетчиков трансформаторов собственных нужд за отчетный период времени.

В п. 5 формы расход электроэнергии на собственные нужды по производству электроэнергии $\mathcal{E}_3^{сн}$ указывается в процентах от общей выработки соответствующими генера-

торами, а по отпуску тепловой энергии $\mathcal{E}_{ТЭ}^{сн}$ – в киловатт-часах на 1 Гкал тепла, отпущенного данной группой и электростанцией в целом.

Абсолютная величина нормативного расхода электроэнергии на собственные нужды, относимая на выработку электроэнергии $\mathcal{E}_{Э(НОМ)}^{сн(гр)}$, определяется по (3.30).

К расходу электроэнергии на собственные нужды на отпуск теплоты $\mathcal{E}_{ТЭ(НОМ)}^{сн(гр)}$ относится остальная доля затрат электроэнергии на собственные нужды

$$\mathcal{E}_{ТЭ(НОМ)}^{сн(гр)} = \mathcal{E}_{ТЭЦ(НОМ)}^{сн} - \mathcal{E}_{Э(НОМ)}^{сн(гр)}. \quad (6.9)$$

В условиях выполнения курсового проекта отклонение фактического расхода электроэнергии на собственные нужды от нормативного задается в исходных данных.

Показатели турбоагрегатов

п.6. Выработка электроэнергии \mathcal{E} , тыс.кВт·ч.

По каждому турбоагрегату проставляются фактические величины (см. пояснения к п. 1). В условиях курсового проекта выработка по каждому турбоагрегату рассчитывается по (1.19).

п. 7. Средняя электрическая нагрузка $N_{ср}$, МВт

Средняя электрическая нагрузка подсчитывается только по отдельным турбоагрегатам путем деления величины выработки электроэнергии за отчетный период на число часов работы турбоагрегата за этот же период.

В условиях курсового проекта эта величина является заданной.

п. 8. Средняя тепловая нагрузка

- суммарная $Q_{ср}$, Гкал/ч;
- производственного отбора $Q_{п}$, Гкал/ч;
- теплофикационного отбора $Q_{т}$, Гкал/ч;
- за счет ухудшенного вакуума (встроенного пучка) $Q_{пр}$, Гкал/ч.

Средняя тепловая нагрузка отборов теплофикационного турбоагрегата (производственного $Q_{п}$, теплофикационного $Q_{т}$ или противодавления $Q_{пр}$) определяется путем деления величины отпускаемого из отборов тепла за отчетный период на число часов работы турбоагрегата (не отбора, а агрегата) за этот же период.

В условиях курсового проекта эти величины являются заданными.

Средняя тепловая нагрузка турбоагрегата в целом $Q_{ср}$ определяется путем суммирования полученных величин по отдельным отборам.

п.9. Число часов в работе/в резерве $\tau_{раб}^T / \tau_{рез}^T$, ч.

Число часов нахождения турбоагрегата в работе и резерве проставляется по каждому агрегату и целиком по группе.

При этом

$$\tau_{рез}^T = \tau_{кал}^T - \tau_{раб}^T,$$

где $\tau_{кал}$ – продолжительность отчетного периода, ч.

п. 10. Число часов работы на одном корпусе котла τ'_T , ч.

Заполняется только электростанциями, на которых установлены дубль-блоки.

п.11. Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу

- абсолютная $\mathcal{E}_{\text{тф}}$, тыс.кВт·ч;
- относительная $\varepsilon_{\text{тф}}$, %.

Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу определяется по каждому теплофикационному турбоагрегату и в целом по группе.

Для конденсационных турбоагрегатов, отпускающих тепло из нерегулируемых отборов, допускается подсчитывать эту величину в целом по группе.

Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу представляет собой выработку электроэнергии паром, отбираемым как для целей теплоснабжения, так и на собственные нужды электростанции и калориферы из регулируемого и нерегулируемого отборов.

В эту величину должна также входить выработка электроэнергии за счет тепла, используемого в регенеративной схеме турбины для подогрева возвращаемого конденсата потребителей пара, сетевых подогревателей и собственных нужд, а также добавка, восполняющего потери конденсата потребителей и внутростанционные.

В условиях выполнения курсового проекта выработку электроэнергии по теплофикационному циклу можно найти по средней за отчетный период теплофикационной мощности турбоагрегатов, найденной по (2.4),

$$\mathcal{E}_{\text{тф}} = N_{\text{тф}} \cdot \tau_{\text{раб}}, \text{ МВт ч.} \quad (6.10)$$

Относительная величина $\varepsilon_{\text{тф}}$ определяется в процентах от общей выработки электроэнергии \mathcal{E} соответствующими агрегатами и группой в целом.

п. 12. Коэффициент использования электрической/тепловой мощности $K_{\text{и}}^{\text{э}} / K_{\text{и}}^{\text{т}}$, %.

Коэффициент использования электрической мощности каждого турбоагрегата и группы однотипных турбоагрегатов подсчитывается по формуле

$$K_{\text{и}}^{\text{э}} = \frac{\mathcal{E}}{N_{\text{уст}} \cdot \tau_{\text{кал}}} \cdot 100 = \frac{N_{\text{ср}}}{N_{\text{уст}}} \cdot 100, \% \quad (6.11)$$

где \mathcal{E} – выработка электроэнергии за отчетный период турбоагрегатом или группой агрегатов, МВт·ч;

$N_{\text{уст}}$ – установленная мощность соответствующего турбоагрегата или группы агрегатов, МВт.

Коэффициент использования тепловой мощности каждого теплофикационного турбоагрегата или группы агрегатов подсчитывается по формуле

$$K_{\text{и}}^{\text{т}} = \frac{Q_{\text{ср}}}{Q_{\text{уст}}} \cdot 100, \% \quad (6.12)$$

где $Q_{\text{уст}}$ – установленная тепловая мощность соответствующего турбоагрегата или группы турбоагрегатов, Гкал/ч.

По данным [8] установленная тепловая мощность турбоагрегата ПТ-60-130/13 составляет 139 Гкал/ч, а агрегата Т-100/120-130 – 160 Гкал/ч.

п.13. Число пусков / в том числе внеплановых n .

Число всех пусков и внеплановых пусков указывается по каждому турбоагрегату, группе и электростанции.

п. 14. Давление пара у турбины

- свежего p_0 , ата;
- производственного отбора p_p , ата;
- теплофикационного отбора p_r , ата;
- противодействия $p_{пр}$, ата.

п. 15. Температура пара у турбины

- свежего t_0 , °С;
- после промперегрева $t_{пр}$, °С.

Величины давления свежего пара, пара отборов и противодействия, а также температуры свежего пара перед турбиной и пара промперегрева (для турбин с промперегревом) определяются за отчетный период по каждому турбоагрегату как среднеарифметические величины.

По группе турбоагрегатов параметры свежего пара и пара промперегрева рассчитываются как средневзвешенные величины по выработке электроэнергии по формулам, аналогичным (3.10).

п.16. Вакуум V , %.

Фактический вакуум в конденсаторе каждой турбины определяется по показаниям вакуумметра и барометра по формуле

$$V = \frac{735,6 - (p - H)}{735,6} \cdot 100 = (1 - p_2) \cdot 100, \% \quad (6.13)$$

где p – показания барометра, мм рт. ст.;

H – показания вакуумметра, подключенного к горловине конденсатора, мм рт. ст.;

p_2 – давление отработавшего пара в конденсаторе, ата.

п. 17. Температура охлаждающей воды на входе и выходе из конденсатора t_1/t_2 , °С.

Температура охлаждающей воды на входе и выходе из конденсатора приводится по каждому турбоагрегату в виде дроби, в числителе которой указывается средняя температура воды перед конденсатором, а в знаменателе – после конденсатора.

По группе оборудования проставляются только температура охлаждающей воды на входе в конденсатор, которая, как правило, одинакова для всех турбоагрегатов.

Нормативную величину температуры охлаждающей воды после градирни t_1 можно оценить по номограмме, приведенной по данным [9] на рис. ПЗ9 приложения в зависимости от:

- температуры воздуха по сухому термометру θ , °С;
- относительной влажности φ , %;
- плотности орошения q_r , м³/(м³·ч);
- температурного перепада Δt , °С.

Поправку на скорость ветра можно оценить по формуле [9]

$$\Delta t_w = 0,5 W, \text{ °С}, \quad (6.14)$$

где W – скорость ветра, м/с.

п. 18. Температурный напор в конденсаторе δt_k , °С.

Температурный напор в конденсаторе приводится по каждой турбине и подсчитывается по выражению

$$\delta t_k = t_k - t_2, \text{ °С}, \quad (6.15)$$

где t_k – температура насыщения пара при фактическом давлении в конденсаторе, °С;

t_2 – температура охлаждающей воды после конденсатора, °С.

п. 19. Величины присосов воздуха в вакуумные системы турбоагрегатов определяются и записываются в отчетной форме по каждому турбоагрегату на основе измерений стационарными воздухомерами.

Если на электростанции нет воздухомеров, то воздушная плотность установки определяется по снижению вакуума при отключении эжекторов.

В первом случае определяемая величина измеряется в «кг/ч», во втором – в «мм рт. ст./мин».

п. 20. Температура питательной воды за ПВД $t_{пв}$, °С.

Температура питательной воды перед деаэратором (после ПНД) и за ПВД (после обвода) указывается по каждому турбоагрегату и группе турбоагрегатов как средневзвешенная величина по количеству питательной воды по (3.10).

В приложении приведены графики для определения номинальной температуры питательной воды за системой регенерации турбоустановок ПТ-60-130/13 (рис. П11) и Т-100/120-130 (рис. П16) в зависимости от расхода свежего пара на турбины.

п. 21. Удельный расход тепла брутто на турбину q_T , ккал/(кВт·ч)

Удельный расход теплоты брутто на турбину подсчитывается по каждому турбоагрегату и группе в целом по формуле

$$q_T = \frac{Q_3}{\Xi} \cdot 10^3, \text{ ккал/(кВт·ч)}, \quad (6.16)$$

где Q_3 – расход теплоты в свежем паре, относимый на выработку электроэнергии.

Нормативная величина q_T определяется по (1.22).

п. 22. Расход тепла на собственные нужды $q_T^{сн}$, %.

Расход тепла на собственные нужды турбинного цеха, связанный с выработкой электроэнергии, определяется в целом по группе турбоагрегатов на основании показаний приборов, балансовых расчетов или нормативов по отдельным видам расходов тепла на собственные нужды.

Нормативная величина $q_T^{сн}$ рассчитывается по (2.11).

п. 23. Расход электроэнергии на собственные нужды $\varepsilon_T^{сн}$, %;

в том числе на циркуляционные насосы $\varepsilon_{ц.н.}$, %

Расход электроэнергии на собственные нужды группы турбоагрегатов, связанный с производством электроэнергии, определяется по электросчетчикам.

Замеренные общестанционные расходы согласно имеющимся нормам распределяются между группами и суммируются с показаниями электросчетчиков соответствующей группы.

Нормативная величина затрат электроэнергии на собственные нужды группы турбоагрегатов $\varepsilon_T^{сн}$ определяется по (2.10).

Расход электроэнергии на циркуляционные насосы определяется по счетчикам и указывается по группе турбоагрегатов в процентах от конденсационной выработки N_k , определяемой по (2.5).

п. 24. Удельный расход тепла нетто на турбоустановки q_T^H , ккал/(кВт·ч)

Нормативные величины удельных расходов тепла нетто по группам турбоагрегатов определяются по (2.12) с введением допуска на эксплуатационные условия и всех коррективов, принятых при определении удельного расхода теплоты брутто.

п. 25. Расход электроэнергии на теплофикационную установку $\varepsilon_{\text{тепл}}$, кВт·ч/Гкал.

Расход электроэнергии указывается по группе турбоагрегатов в киловатт-часах на 1 Гкал тепла, отпускаемого с горячей водой из теплофикационных установок данной группы и относящихся к ним водогрейных котлов, и рассчитывается по (4.10).

Показатели котлоагрегатов

п. 26. Средняя нагрузка:

- паровая D_k , т/ч;

- тепловая $Q_k^{\text{бр}}$, Гкал/ч.

Средняя паровая нагрузка котлоагрегатов (корпусов котлов) определяется путем деления суммарной выработки свежего пара котлом (корпусом) за отчетный период (по паропарам) на число часов его работы за тот же период по (3.4).

Средняя тепловая нагрузка котлоагрегатов (корпусов котлов) определяется путем деления суммарной выработки тепла брутто котлом (корпусом) за отчетный период на число часов его работы за этот же период или по (3.5).

Теплопроизводительность парогенераторов по прямому балансу в общем случае определяется как

$$Q_k^{\text{бр}} = D_{\text{пе}}(h_{\text{пе}} - h_{\text{пв}}) + D_{\text{пп}} \Delta h_{\text{пп}} + D_{\text{пр}}(h_{\text{пр}} - h_{\text{пв}}) + D_{\text{впр}}(h_{\text{впр}} - h_{\text{пв}}) + Q_k^{\text{от}}, \quad (6.17)$$

где $D_{\text{пе}}$, $D_{\text{пп}}$ – расход выработанного перегретого пара и пара на входе в промежуточный пароперегреватель;

$D_{\text{пр}}$, $D_{\text{впр}}$ – расход продувочной воды и воды на впрыск во вторичный пароперегреватель;

$h_{\text{пе}}$, $h_{\text{пв}}$, $h_{\text{пр}}$ – энтальпии перегретого пара, питательной и котловой (продувочной) воды;

$\Delta h_{\text{пп}} = h_{\text{пп2}} - h_{\text{пп1}}$ – разность энтальпий пара на выходе $h_{\text{пп2}}$ и входе $h_{\text{пп1}}$ во вторичный пароперегреватель;

$h_{\text{впр}}$ – энтальпия впрыскиваемой во вторичный пароперегреватель питательной воды;

$Q_k^{\text{от}}$ – теплота, отпущенная из котлоагрегата с насыщенным паром, воздухом или водой (включая сетевую воду теплофикационных экономайзеров) на сторону или на собственные нужды котла, а также тепло постоянно действующих пробоотборных точек и солемеров.

п. 27. Давление свежего пара за котлом p_k , ата.

п. 28. Температура свежего пара за котлом t_k , °С.

В п.п. 27 и 28 указываются среднемесячные параметры пара за котлом.

В условиях выполнения курсового проекта давление пара за котлом можно принять на 8 ... 10% выше давления острого пара перед турбинами p_0 , а температуру пара за котлом можно принять примерно на 5°С выше температуры t_0 .

п. 29. Число часов в работе / в резерве $\tau_{\text{раб}} / \tau_{\text{рез}}$, ч.

Указывается число часов работы по котлоагрегату и суммарное по группе, а также число часов простоя котлоагрегатов в резерве.

п. 30. Температура воздуха:

- холодного / после калорифера $t_{хв} / t_{кф}$, °С;

- после воздухоподогревателя $t_{гв}$, °С.

Температура холодного воздуха $t_{хв}$ замеряется в потоке воздуха на всасе дутьевого вентилятора до врезки линии рециркуляции. В случае установки калориферов во всасывающем коробе дутьевого вентилятора температура холодного воздуха должна быть замерена до калорифера.

Температуры холодного воздуха $t_{хв}$, воздуха после калорифера $t_{кф}$ (рециркуляции), а также после воздухоподогревателя $t_{гв}$ приводятся в форме по каждому котлоагрегату на основании усреднения замеряемых величин.

п. 31. Температура уходящих газов за последней поверхностью нагрева котла t_{yx} , °С.

Фактическая и нормативная температуры уходящих газов за последней поверхностью нагрева котла (включая теплофикационные экономайзеры, газовые испарители и пр.) указываются по котлоагрегату и по группе котлоагрегатов (как средневзвешенные величины по расходу топлива).

Нормативная величина температуры уходящих газов определяется по (3.19).

п. 32. Коэффициент избытка воздуха за котлом α .

Коэффициент избытка воздуха за котлом подсчитывается на основании показаний стационарных кислородомеров или газоанализаторов на CO_2 .

При отсутствии химической неполноты сгорания топлива его можно рассчитать по упрощенным формулам

$$\alpha = \frac{21 - \rho \cdot O_2}{21 - O_2} \quad (6.18)$$

или

$$\alpha = \frac{RO_2^{\max}}{RO_2}, \quad (6.19)$$

где O_2 – объемное содержание кислорода в сухих продуктах сгорания, %;

ρ – коэффициент, принимаемый равным: 0,02 – для твердых топлив; 0,05 – для мазута; 0,08 – для попутного газа и 0,1 – для природного газа,

RO_2, RO_2^{\max} – фактическое и максимальное объемное содержание трехатомных газов в сухих продуктах сгорания при $\alpha = 1$, %.

При сжигании природного газа $RO_2^{\max} \approx 11,9$.

п. 33. Присосы воздуха $\Delta\alpha$.

Присосы воздуха в тракте котел–дымосос определяются по результатам периодических замеров.

Номинальная величина α находится по (3.6), а $\Delta\alpha$ – по НЭХ (рис. П34).

По группе котлоагрегатов α и $\Delta\alpha$ рассчитываются как средневзвешенные по расходу топлива величины.

п. 34. Содержание горючих в уносе определяется для всех котлов, работающих на твердом топливе; содержание горючих в шлаке определяется для котлов с сухим шлакоудалением.

п. 36. Число растопок / в том числе внеплановых Π .

Число растопок всего и внеплановых за отчетный период указывается по каждому котлоагрегату и по группе в целом (как сумма).

Под плановыми пусками понимаются пуски по диспетчерскому графику и пуски после проведенных плановых капитальных и текущих ремонтов.

п. 37. Расход условного топлива

- всего $B_{ТЭЦ}$, т у.т.;
- в том числе газа/мазута $B_{газ} / B_{маз}$, т у.т.

Расход натурального твердого топлива по электростанции в целом определяется путем взвешивания его на вагонных и ленточных весах, а по группе оборудования – только на ленточных весах.

Расход мазута по электростанции в целом определяется путем замера уровня в расходных баках. При наличии мазутомеров на мазутопроводах групп оборудования их показания должны балансироваться с показаниями уровнемера основных расходных баков.

Расход газа на электростанции замеряется основным газометром газораспределительной станции (пункта) и газометрами на газопроводах групп оборудования и отдельных котлоагрегатов. Показания последних должны балансироваться с основным газометром газораспределительной станции.

В условиях выполнения курсового проекта величина $B_{ТЭЦ}$ рассчитывается по (6.8).

п. 38. Потери тепла котлоагрегатом:

- с уходящим газами q_2 , %;
- с химическим недожогом q_3 , %;
- с механическим недожогом q_4 , %;
- прочие $q_{проч}$, %.

Потери тепла с уходящим газами подсчитываются для каждого котлоагрегата по формуле

$$q_2 = (K\alpha_{yx} + C) \left(t_{yx} - \frac{\alpha_{yx}}{\alpha_{yx} + b} t_{xв} \right) A_t (1 - 0,01 \cdot q_4) \cdot K_Q \cdot 10^{-2} + \Delta q_{2зл}, \%, \quad (6.20)$$

где $A_t = 0,9805 + 0,00013 \cdot t_{yx}$ – поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на теплоемкость продуктов сгорания;

$\Delta q_{2зл}$ – дополнительные потери тепла с физической теплотой уноса (с золой);

K_Q – поправочный коэффициент, учитывающий теплоту, дополнительно (сверх химического тепла топлива) внесенную в топку: тепло, полученное воздухом при его предварительном подогреве в калориферах $Q_{кал}$; физическое тепло предварительно подогретого топлива (мазута) $Q_{тл}$; тепло парового дутья («форсуночного» пара) $Q_{ф}$ и др.

Номинальная величина потерь с уходящими газами $q_{2(ном)}$ рассчитывается по (3.18).

Фактическую величину потерь с уходящими газами q_2 можно рассчитать по формуле

$$q_2 = q_{2(ном)} \pm \Sigma \Delta q_{2,i}, \%, \quad (6.21)$$

где $\Delta q_{2,i}$ – отклонение величины q_2 от номинального значения при изменении температуры уходящих газов и коэффициента избытка воздуха в них по (5.2), (5.4).

Фактическая величина потерь от химического и механического недожогов также рассчитывается в зависимости от содержания горючих компонентов в продуктах сгорания, а также в шлаке, уносе, провале, зольности и влажности топлива.

Номинальная величина потерь $Q_{3(\text{НОМ})}$, $Q_{4(\text{НОМ})}$, $Q_{5(\text{НОМ})}$ указывается в НЭХ (см. рис. П34), а номинальная величина $Q_{\text{проч}(\text{НОМ})}$ определяется как

$$Q_{\text{проч}(\text{НОМ})} = 100 - (\eta_{\text{к}(\text{НОМ})}^{\text{бр}} + Q_{2(\text{НОМ})} + Q_{3(\text{НОМ})} + Q_{4(\text{НОМ})} + Q_{5(\text{НОМ})}).$$

п. 39. Коэффициент полезного действия брутто $\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$, %.

Величина $\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$ по каждому котлоагрегату определяется по обратному балансу по формуле

$$\eta_{\text{к}}^{\text{бр}} = 100 - q_2 - q_3 - q_4 - q_5 - q_{\text{проч}}, \% \quad (6.22)$$

а по прямому балансу как

$$\eta_{\text{к}}^{\text{бр}} = \frac{Q_{\text{к}}^{\text{бр}(\text{гр.сум})}}{B_{\text{к}}^{\text{гр.сум}} \cdot Q_{\text{ну}}^{\text{р}}} \cdot 100, \% \quad (6.23)$$

Нормативная величина этого показателя $\eta_{\text{к}(\text{НОМ})}^{\text{бр}}$ находится по (3.17).

По группе котлоагрегатов $\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$ подставляется в виде дроби: в числителе – определенные по обратному балансу, в знаменателе – по прямому.

п. 40. Расход электроэнергии на собственные нужды

- всего по котлоагрегатам $\mathcal{E}_{\text{к}}^{\text{сн}}$, %;

- в том числе: на пылеприготовление $\mathcal{E}_{\text{пп}}$, $\frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{т}\cdot\text{нат.топл}}$;

на питательные электронасосы $\mathcal{E}_{\text{пэн}}$, $\frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{т}\cdot\text{пит.воды}}$;

на тягу и дутье $\mathcal{E}_{\text{т+д}}$, $\frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{т}\cdot\text{пара}}$.

Расход электроэнергии на собственные нужды определяется только по группе энергетических котлоагрегатов и электростанции в целом (в процентах от выработки электроэнергии).

Для ТЭЦ, кроме данного расхода электроэнергии на собственные нужды группы котлоагрегатов, указывается также часть этого расхода, относимая на выработку электроэнергии.

п. 42. Расход тепла на собственные нужды $Q_{\text{к}}^{\text{сн}}$, %.

Нормативная величина этого показателя определяется по (3.28).

п. 43. Коэффициент полезного действия нетто $\eta_{\text{к}}^{\text{н}}$, %.

Нормативный и фактический значения КПД нетто рассчитываются по (3.29) с подстановкой соответствующих величин расходов теплоты и электроэнергии на собственные нужды.

При подсчете нормативной величины необходимо учесть допуск на эксплуатационные условия.

Потери конденсата

п. 44. Расход питательной воды $G_{\text{пв}}$, тыс. т.

Количество питательной воды по группе (блоку) определяется как сумма количества питательной воды, прошедшей через ПВД отдельных турбоагрегатов, и количества воды, поступившей по линиям холодного питания.

п. 45. Добавок химически очищенной воды и дистиллята $G_{\text{хов}}$, тыс. т.

Величина добавка химически очищенной воды обычно определяется по водомеру после химводоочистки. При других схемах восполнения потерь (дистиллятом испарителей, конденсатом пусковых котельных и т.п.) эта величина складывается из соответствующих составляющих.

п. 46. Невозврат конденсата от тепловых потребителей $G_{\text{невозв}}$, тыс. т.

Количество конденсата, невозвращенного за отчетный период от тепловых потребителей, определяется как разность между суммарным количеством отпущенного потребителям пара и возвращенного на электростанцию от них конденсата, пригодного к использованию без какой-либо дополнительной очистки. Возвращенный конденсат неудовлетворительного качества не учитывается.

Количество невозвращенного от тепловых потребителей конденсата указывается в форме в тысячах тонн, в процентах от расхода питательной воды и от отпуска пара потребителям (в виде дроби).

п. 47. Внутростанционные потери конденсата $G_{\text{пот}}$, тыс. т:

- норма;
- фактически;
- перерасход.

В том числе: потери с продувкой котла $G_{\text{прод}}^{\text{пот}}$, тыс. т:

- норма;
- фактически.

К внутростанционным потерям конденсата на электростанции относятся: потери пара и питательной воды из-за неплотностей арматуры и фланцевых соединений, потери при продувке котлов, обдувке поверхностей нагрева, подготовке и подаче мазута, пусках оборудования, включая отмывки и другие потери, которые возмещаются добавком в питательную систему электростанции химически очищенной воды (декремнизованной, обессоленной, в виде дистиллята испарителей, конденсата пусковых котельных и пр.), независимо от того, вызваны ли они технологической необходимостью или неудовлетворительной эксплуатацией.

Для чисто конденсационных электростанций величины, указываемые в пунктах 45 и 47, должны совпадать. Для теплоэлектроцентрали величина, указываемая в п. 45, будет отличаться от указываемой в п. 47 на величину невозврата конденсата тепловыми потребителями.

п. 48. Коэффициент теплового потока $\eta_{\text{тл}}$, %.

Величина потерь теплового потока на электростанции складывается из потерь теплоты с излучением от поверхностей оборудования и паро- и водопроводов, а также с парениями и пропусками арматуры и эксплуатационными сбросами пара и воды.

Эта величина зависит от совершенства тепловой схемы и уровня эксплуатации на ТЭС и может быть рассчитана по (4.1).

Отклонение расхода топлива от расчетного

п. 49. Расчетный удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию $b_{\text{э(нор)}}^{\text{от}}$, г/(кВт ч).

п. 50. Расчетный удельный расход условного топлива на отпущенную тепловую энергию $b_{тэ(нор)}^{от}$, кг/Гкал.

Величина $b_{э(нор)}^{от}$ определяется по (4.3), а $b_{э(нор)}^{от}$ – по (4.11).

п. 51. Отклонение фактического расхода топлива от расчетного ΔB , т у.т.

В том числе по отпуску электроэнергии

$$\Delta b_{э}^{от}, \text{ г/(кВт ч)};$$

$$\Delta B_{э}, \text{ т у.т.};$$

по отпуску тепловой энергии

$$\Delta b_{тэ}^{от}, \text{ кг/Гкал};$$

$$\Delta B_{тэ}, \text{ т у.т.}$$

Полный перерасход топлива по группе оборудования или электростанции в целом определяется как сумма перерасходов

$$\Delta B = \Delta B_{э} + \Delta B_{тэ}, \text{ т у.т.}, \quad (6.24)$$

Здесь $\Delta B_{э}$, $\Delta B_{тэ}$ – общие перерасходы топлива, относимые на отпуск электроэнергии и теплоты, величина которых определяется по формулам

$$\Delta B_{э} = (b_{э(ф)}^{от} - b_{э(нор)}^{от}) \Xi^{от} \cdot 10^{-3}, \text{ т у.т.}; \quad (6.25)$$

$$\Delta B_{тэ} = (b_{тэ(ф)}^{от} - b_{тэ(нор)}^{от}) Q^{от} \cdot 10^{-3}, \text{ т у.т.} \quad (6.26)$$

По разности между фактическими и расчетными значениями удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии и теплоты

$$\Delta b_{э}^{от} = b_{э(ф)}^{от} - b_{э(нор)}^{от}; \quad (6.27)$$

$$\Delta b_{тэ}^{от} = b_{тэ(ф)}^{от} - b_{тэ(нор)}^{от} \quad (6.28)$$

можно судить об имеющихся еще на станции резервах тепловой экономичности.

Величина коэффициента резерва тепловой экономичности по отпуску электроэнергии равна:

$$K_p^э = \frac{b_{э(ф)}^{отп} - b_{э(нор)}^{отп}}{b_{э(нор)}^{отп}}, \%, \quad (6.29)$$

а по отпуску тепловой энергии составляет:

$$K_p^{тэ} = \frac{b_{тэ(ф)}^{отп} - b_{тэ(нор)}^{отп}}{b_{тэ(нор)}^{отп}}, \%. \quad (6.30)$$

Л и т е р а т у р а

1. Качан А.Д, Качан С.А. Анализ эффективности топливоиспользования на ТЭС: Учебное пособие для студентов специальности 1–43 01 04 – «Тепловые электрические станции». – Мн.: БНТУ, 2004.
2. Технический отчет по работе «Нормирование технико-экономических показателей работы Каунасской ТЭЦ с использованием ЭВМ «Нормативные характеристики и графики удельных расходов топлива очереди высокого давления – Горловка, 1986.
3. Энергетические характеристики оборудования Минской ТЭЦ-4 и алгоритма определения удельного расхода топлива на отпущенную электроэнергию и тепло. – Мн.: МТЭЦ-4, 1994.
4. Энергетические характеристики оборудования Минской ТЭЦ-4 и алгоритма определения удельного расхода топлива на отпущенную электроэнергию и тепло. – Мн.: МТЭЦ-4, 2000.
5. Энергетические характеристики оборудования Новополоцкой ТЭЦ и алгоритма определения удельного расхода топлива на отпущенную электроэнергию и тепло. – Новополоцк: Новополоцкая, 1994.
6. Ривкин С.Л., Александров А.А. Термодинамические свойства воды и водяного пара: Справочник. Рек. Гос. Службой стандартных справочных данных – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984, 80 с.
7. Вукалович М.П. Термодинамические свойства воды и водяного пара –М., Машгиз, 1958.
8. Инструкция по составлению технического отчета о тепловой экономичности работы электростанции. – М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1971. – 79 с.
9. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник / Под. общ. ред. В.А. Григорьева, В.М. Зорина. – 2-е изд. перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

П р и л о ж е н и е

**ГРАФИЧЕСКИЕ ЗАВИСИМОСТИ НОРМАТИВНЫХ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК
КОТЛО- И ТУРБОАГРЕГАТОВ**

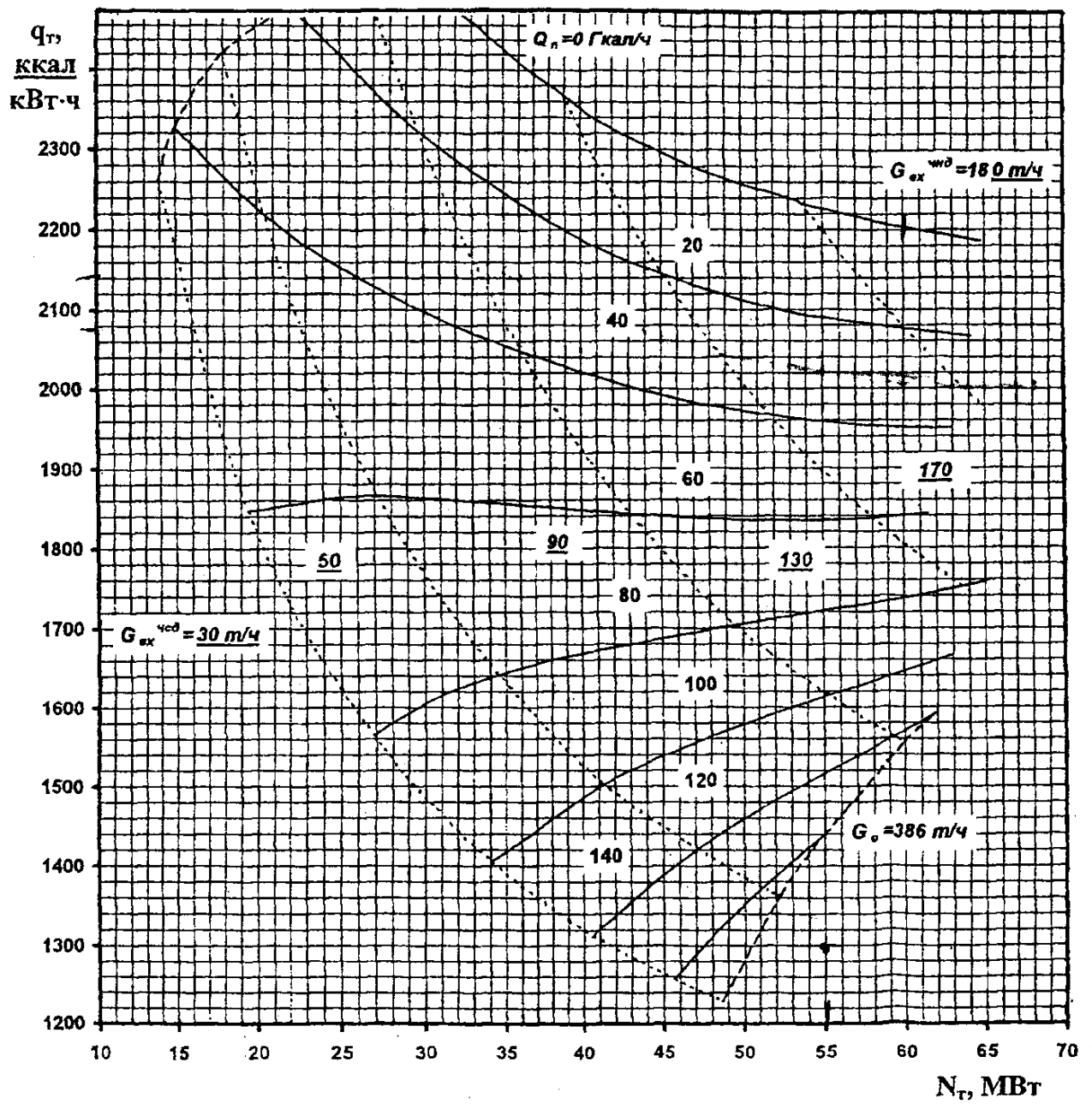


Рис. П1. Удельный расход теплоты брутто в зависимости от мощности турбины ПТ-60-130/13

Условия построения:

$$p_0 = 130 \text{ кгс/см}^2, t_0 = 555^\circ\text{C},$$

$$p_{\text{п}} = 13 \text{ кгс/см}^2, p_{\text{т}} = 1,2 \text{ кгс/см}^2,$$

$$p_2 = 0,05 \text{ кгс/см}^2, p_{\text{д-р}} = 6 \text{ кгс/см}^2$$

Пар на деаэратор подается из коллектора

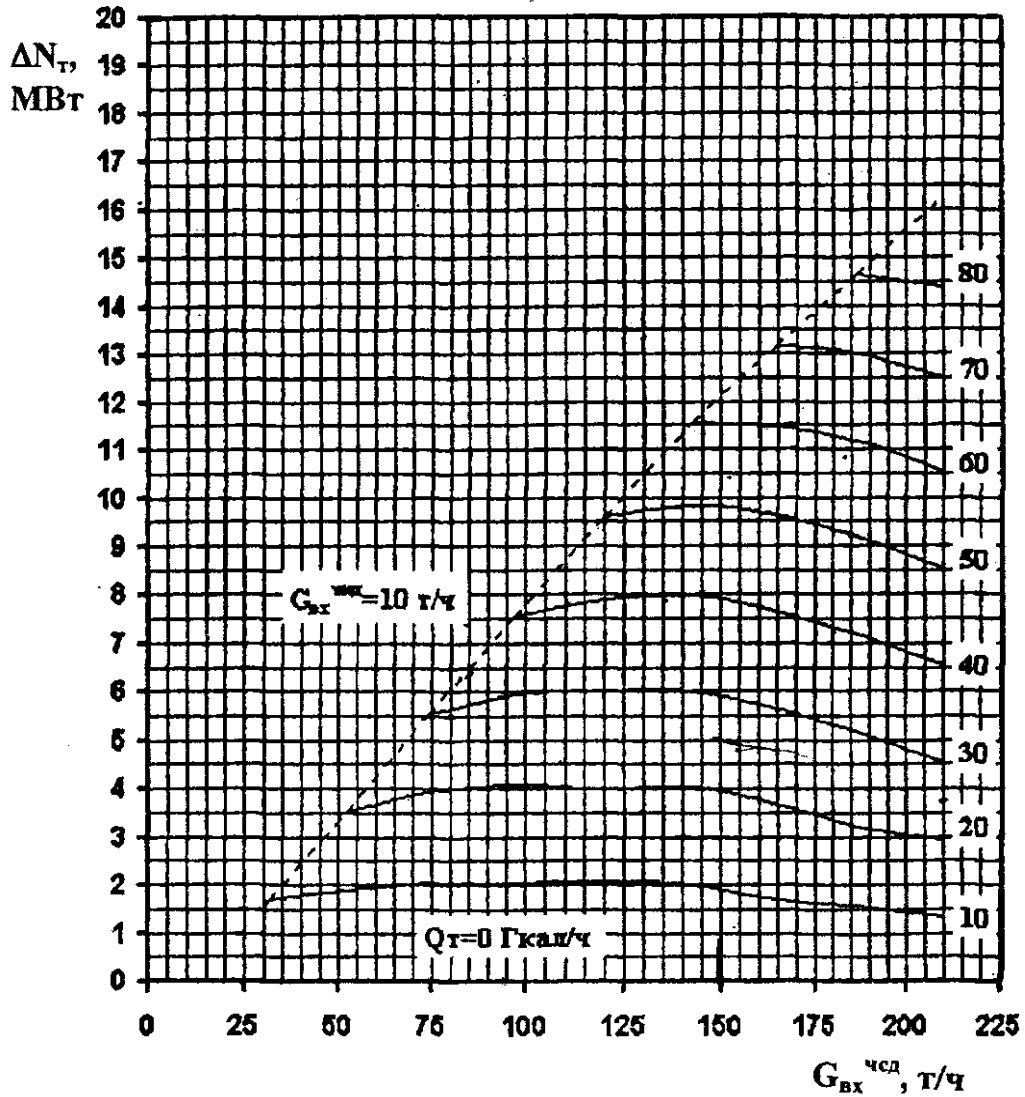
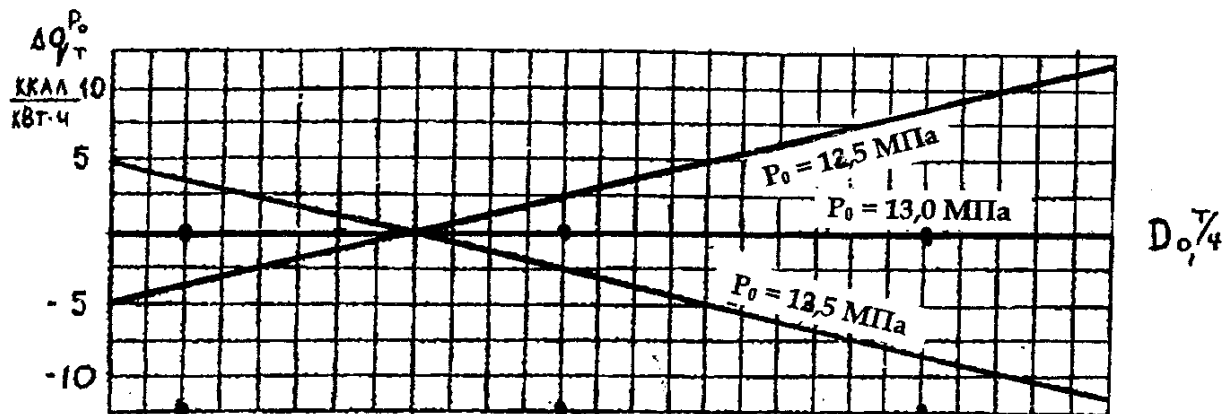
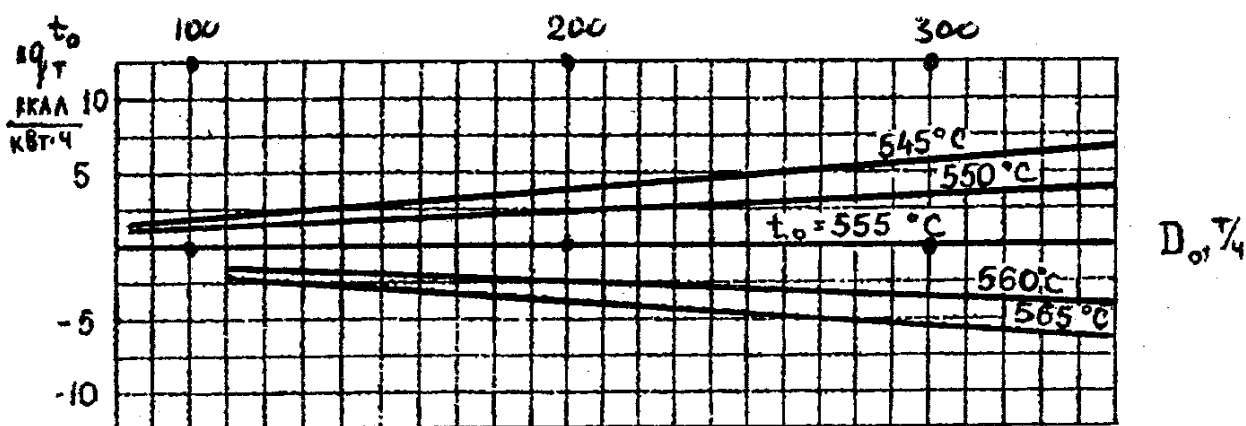


Рис. П2. Уменьшение мощности турбины в зависимости от расхода пара на входе в часть среднего давления и расхода тепла в теплофикационный отбор



а) на отклонение начального давления



б) на отклонение начальной температуры

Рис. ПЗ. Поправка к удельному расходу теплоты турбины ПТ-60-130/13 на отклонение параметров острого пара от номинальных

Условия: $p_0 = 130 \text{ кгс/см}^2$, $t_0 = 555^\circ\text{C}$, $p_n = 13 \text{ кгс/см}^2$, $p_r = 1,2 \text{ кгс/см}^2$, $p_2 = 0,05 \text{ кгс/см}^2$, $D_{\text{тв}} = D_0$

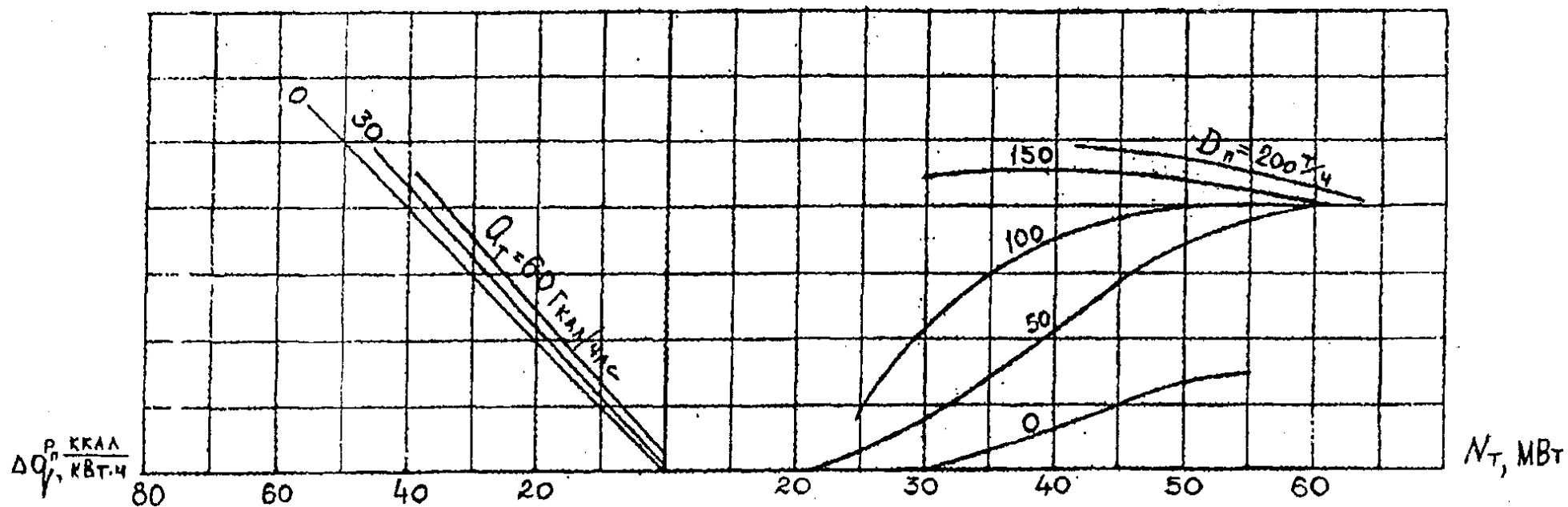


Рис. П4. Поправка к удельному расходу теплоты на отклонение давления в П-отборе на 2 кгс/см^2

Условия: $p_0 = 130 \text{ кгс/см}^2$, $t_0 = 555^\circ\text{C}$, $p_n = 13 \text{ кгс/см}^2$, $p_T = 1,2 \text{ кгс/см}^2$, $p_2 = 0,05 \text{ кгс/см}^2$, $D_{пв} = D_0$

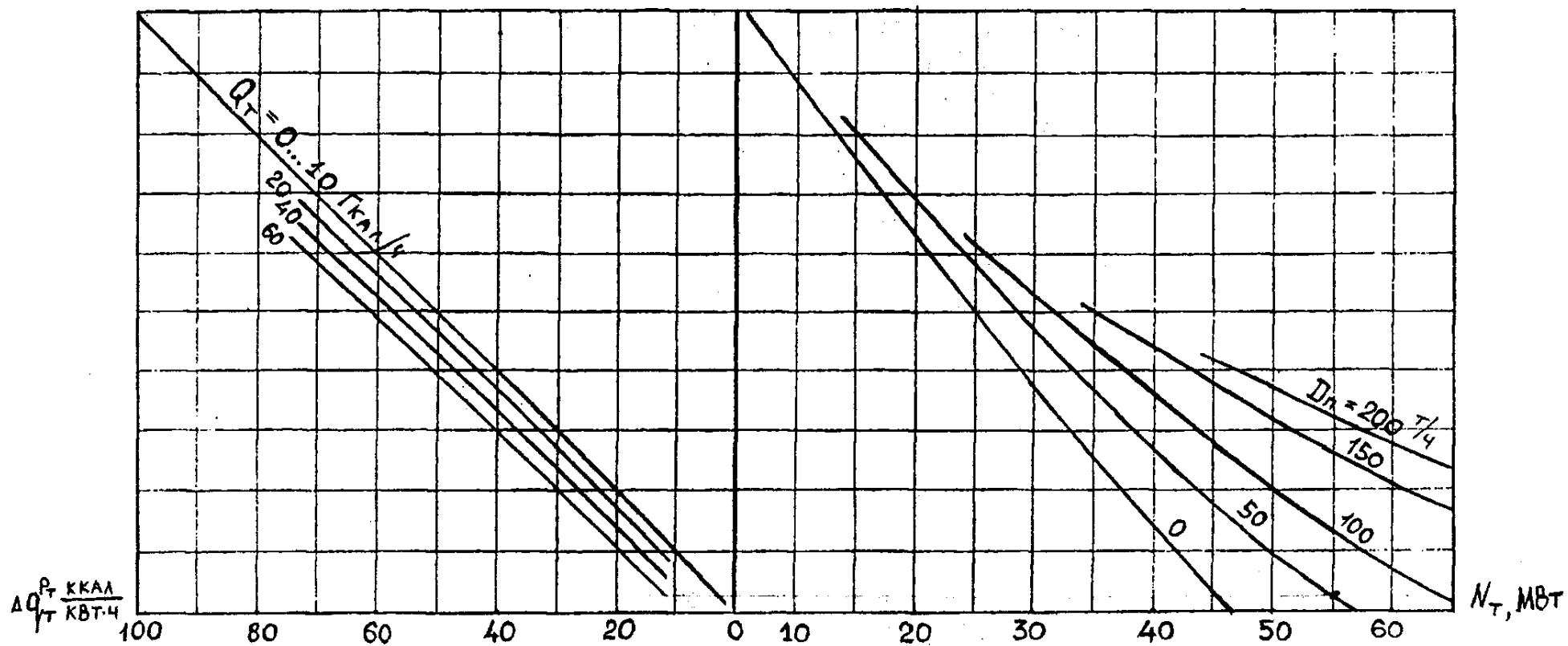


Рис. П5. Поправка к удельному расходу теплоты на отклонение давления в Т-отборе на $0,5 \text{ кгс/см}^2$

Условия: $p_0 = 130 \text{ кгс/см}^2$, $t_0 = 555^\circ\text{C}$,
 $p_n = 13 \text{ кгс/см}^2$, $p_T = 1,2 \text{ кгс/см}^2$, $p_2 = 0,05 \text{ кгс/см}^2$

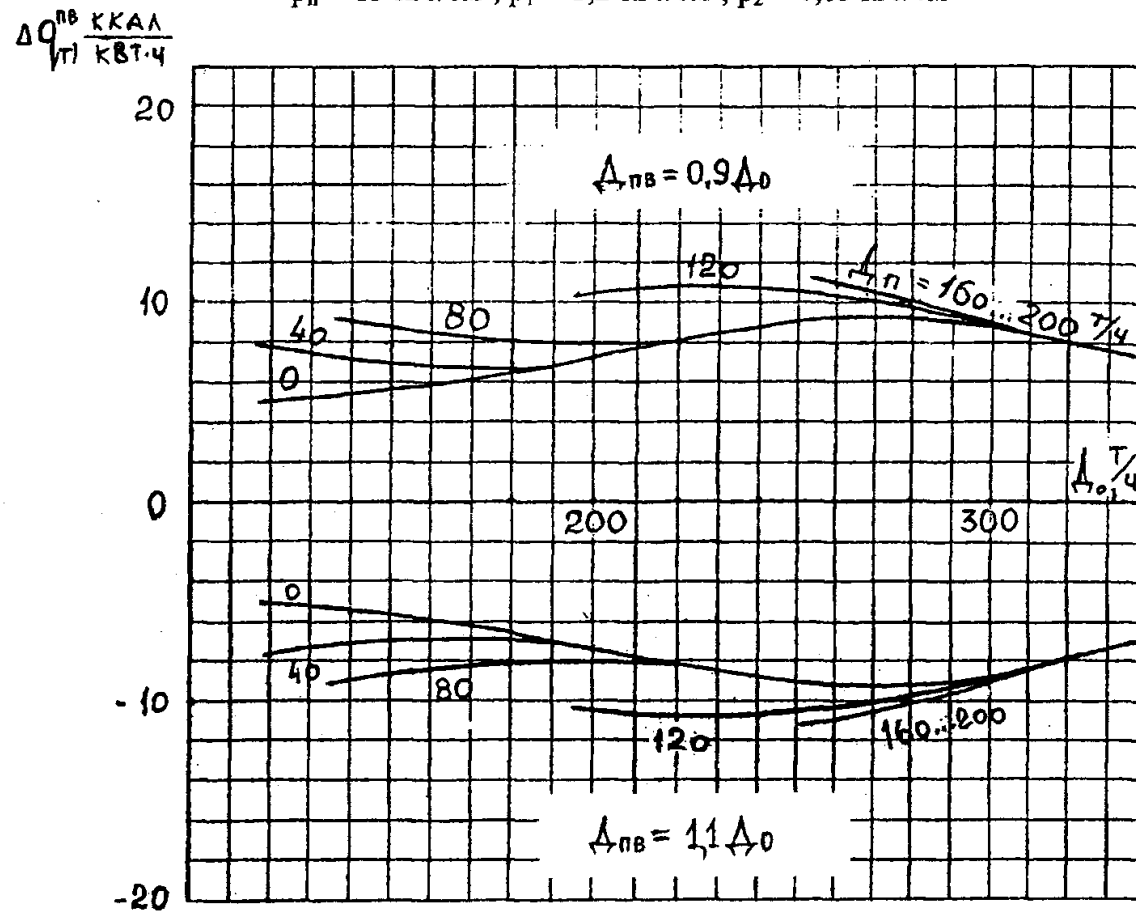


Рис. П6. Поправка к удельному расходу теплоты на отклонение расхода питательной воды от расхода острого пара

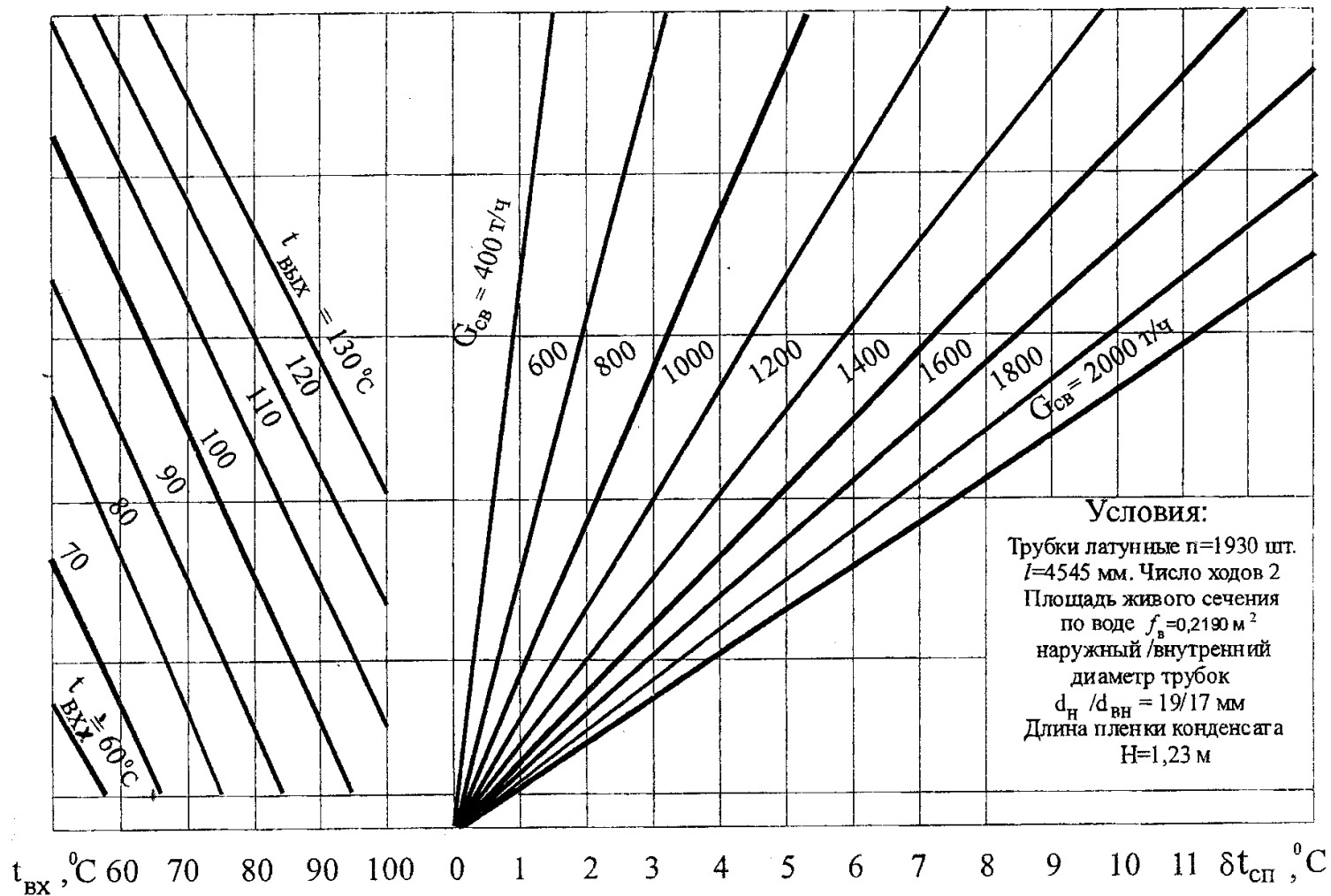


Рис. П7. Нормативный температурный напор сетевого подогревателя ПСВ-500-3-23 (основной бойлер)

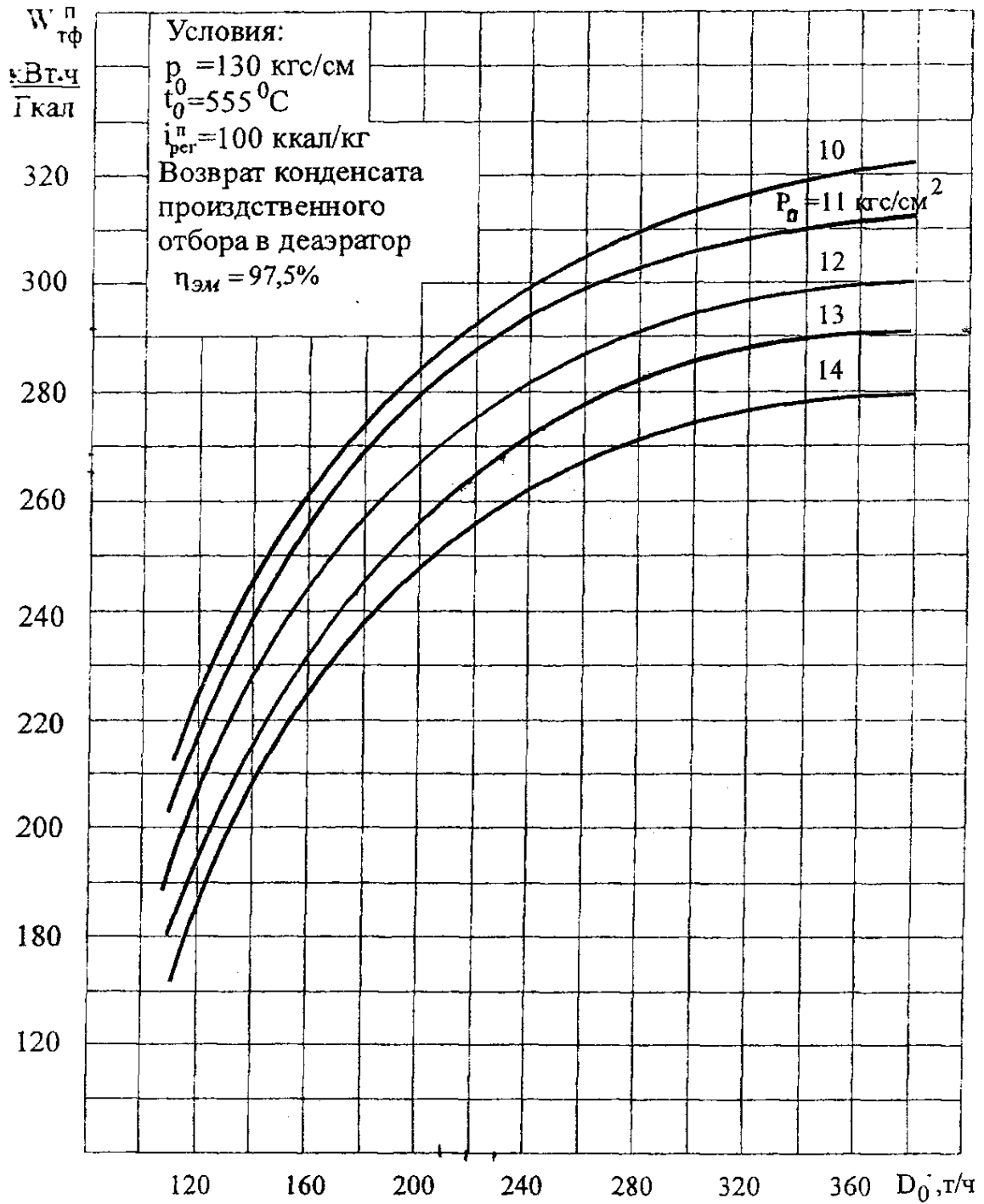


Рис. П8. Удельная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром производственного отбора (режимы П и ПТ) турбины ПТ-60-130/13

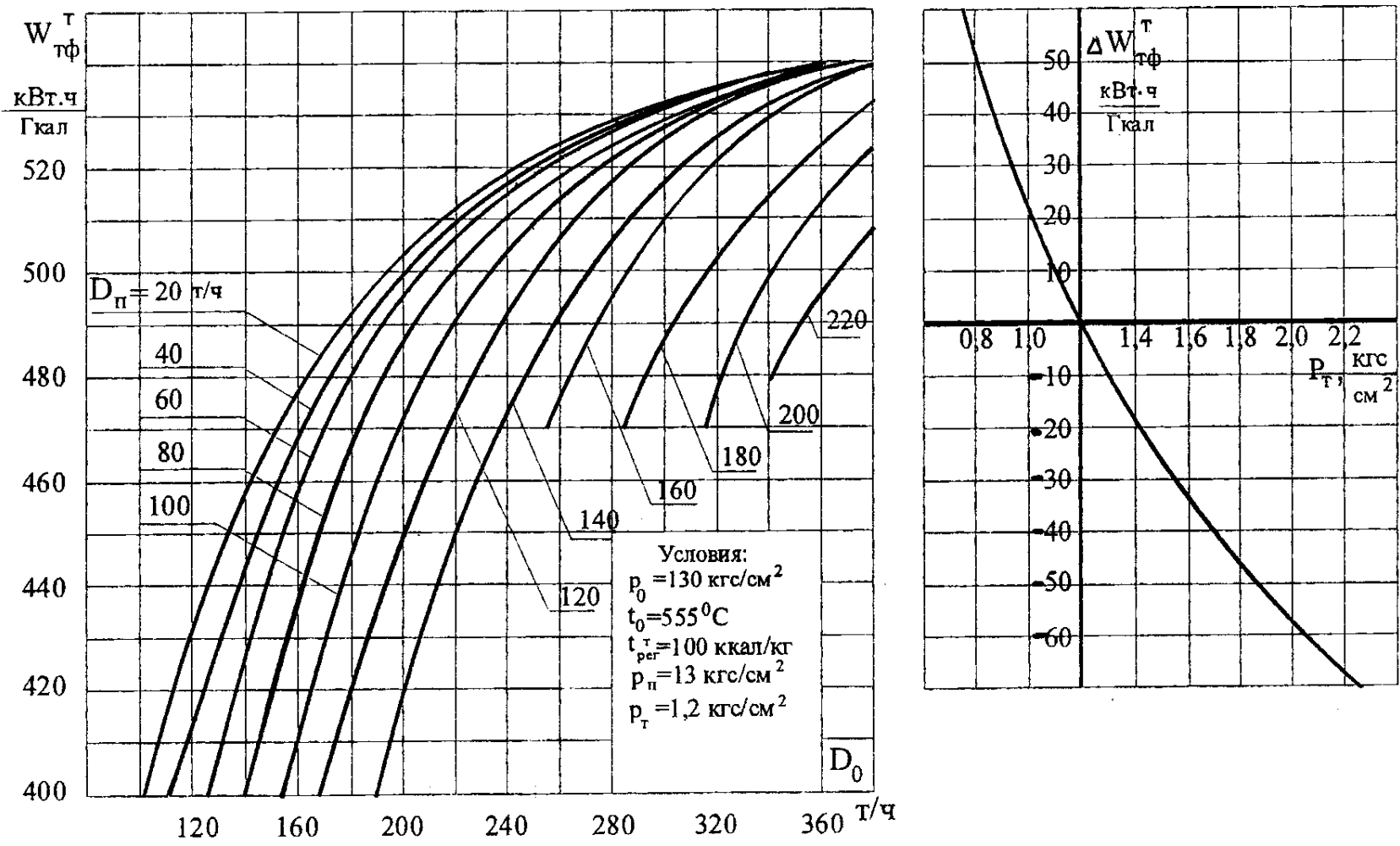


Рис. П9. Удельная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром отопительного отбора турбины ПТ-60-130/13 (Режим ПТ)

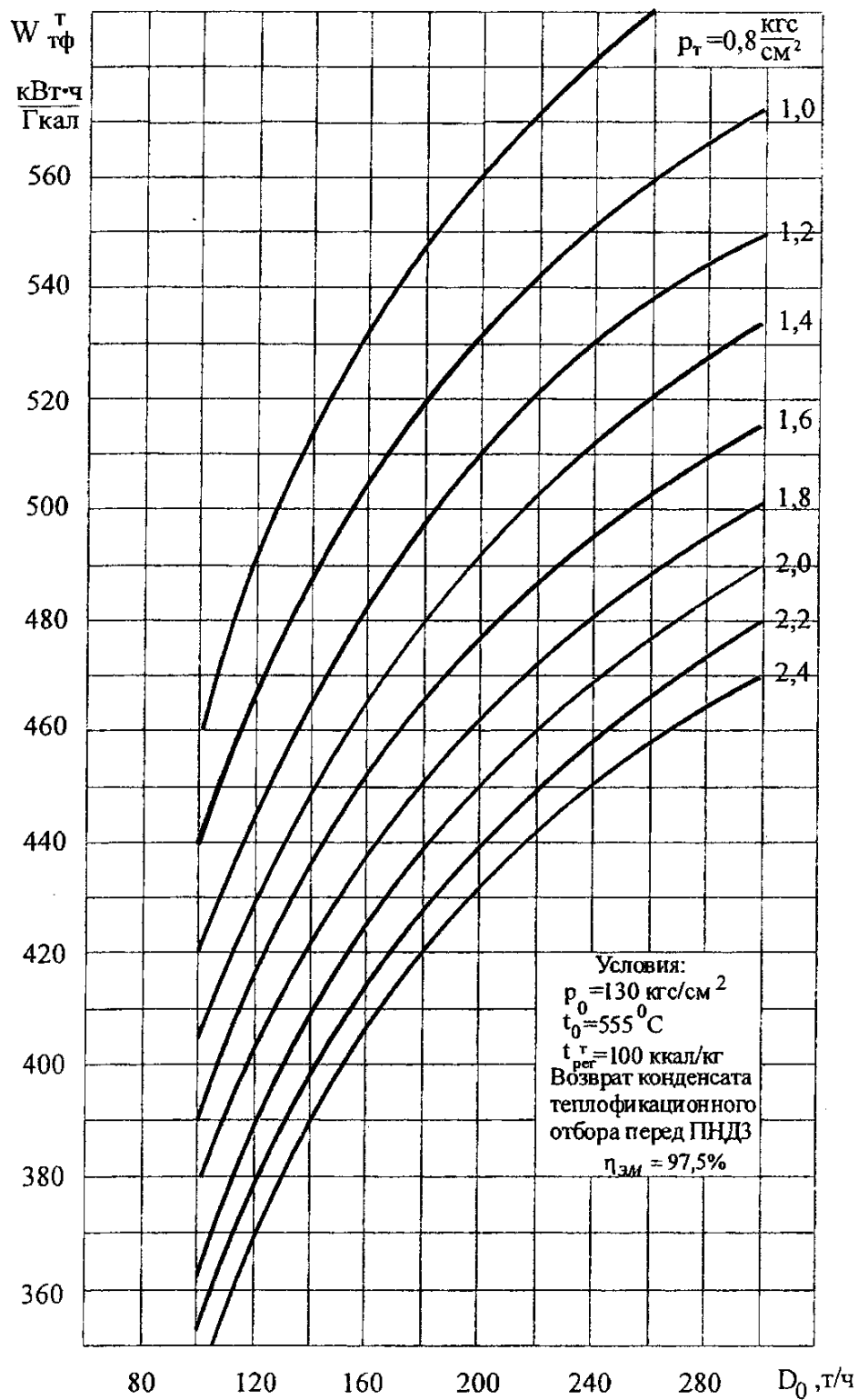


Рис. П10. Удельная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу
 паром отопительного отбора турбины ПТ-60-130/13 (регулятор давления
 производственного отбора отключен – режим Т)

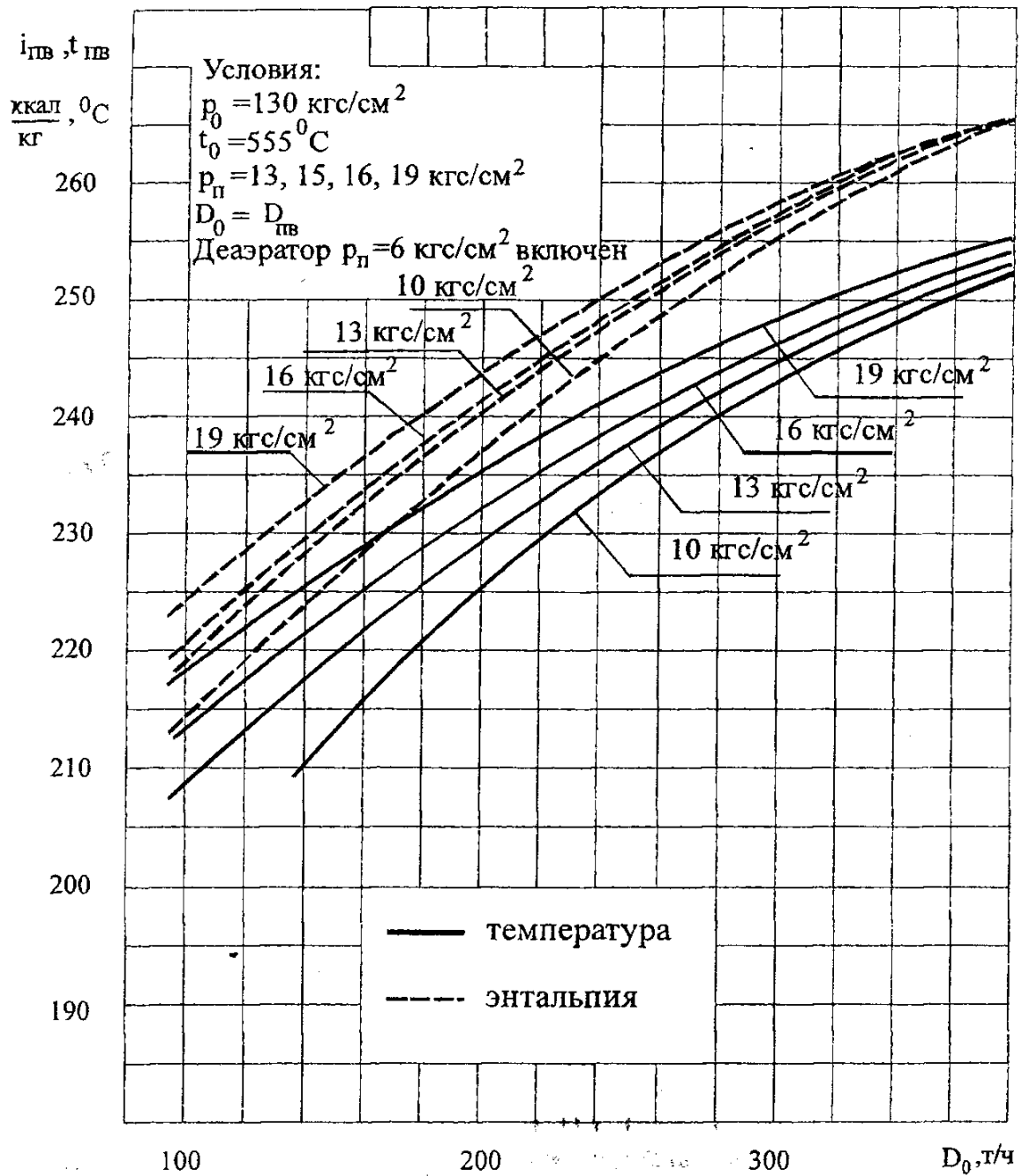


Рис. П11. Температура и энтальпия питательной воды за последним ПВД турбины ПТ-60-130/13 (режимы с включенным регулятором производственного отбора)

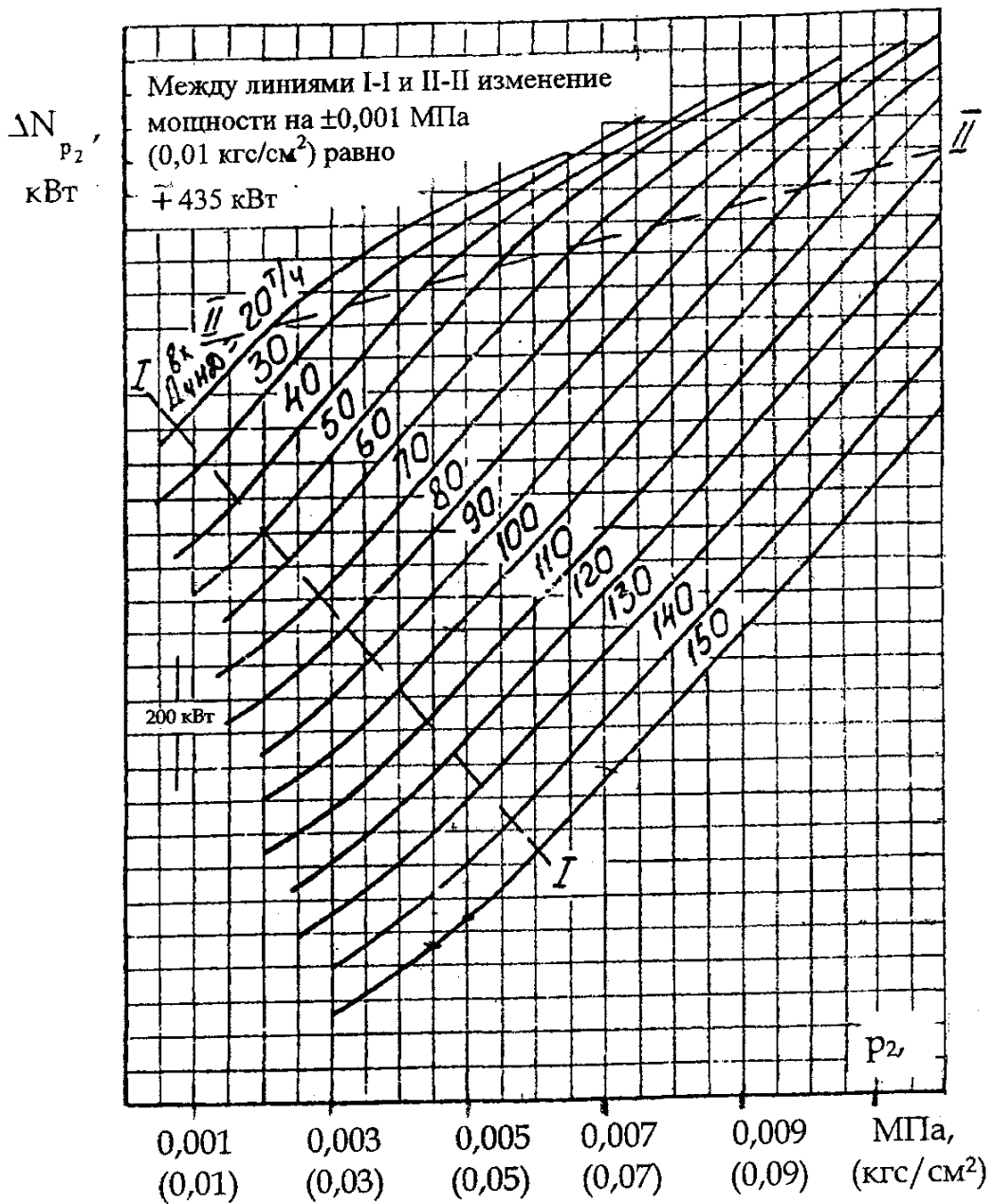


Рис. П12. Поправка к мощности турбины ПТ-60-130/13
 на давление отработавшего пара

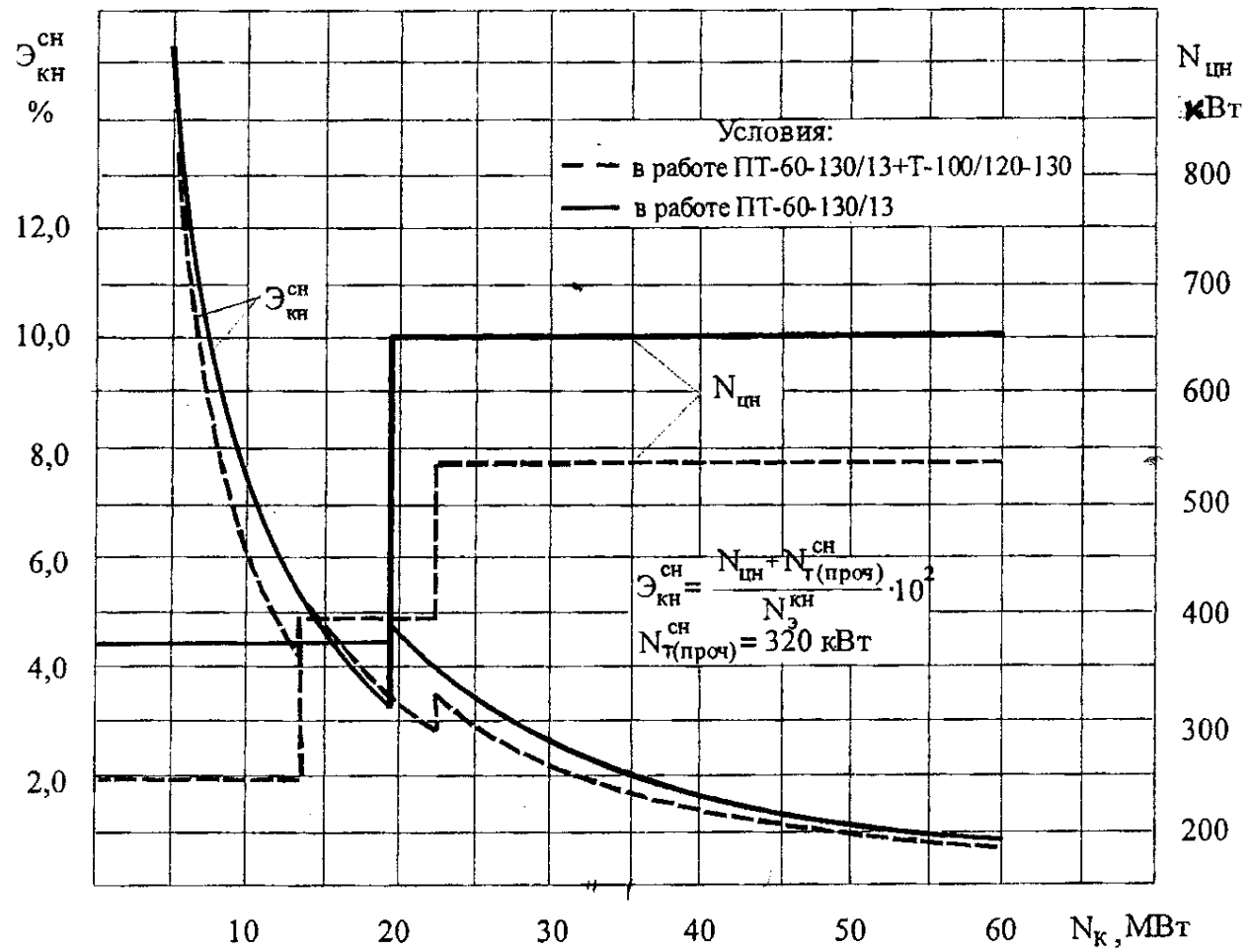


Рис. П13. Полный расход электроэнергии на собственные нужды и мощность циркуляционных насосов турбины ПТ-60-130/13

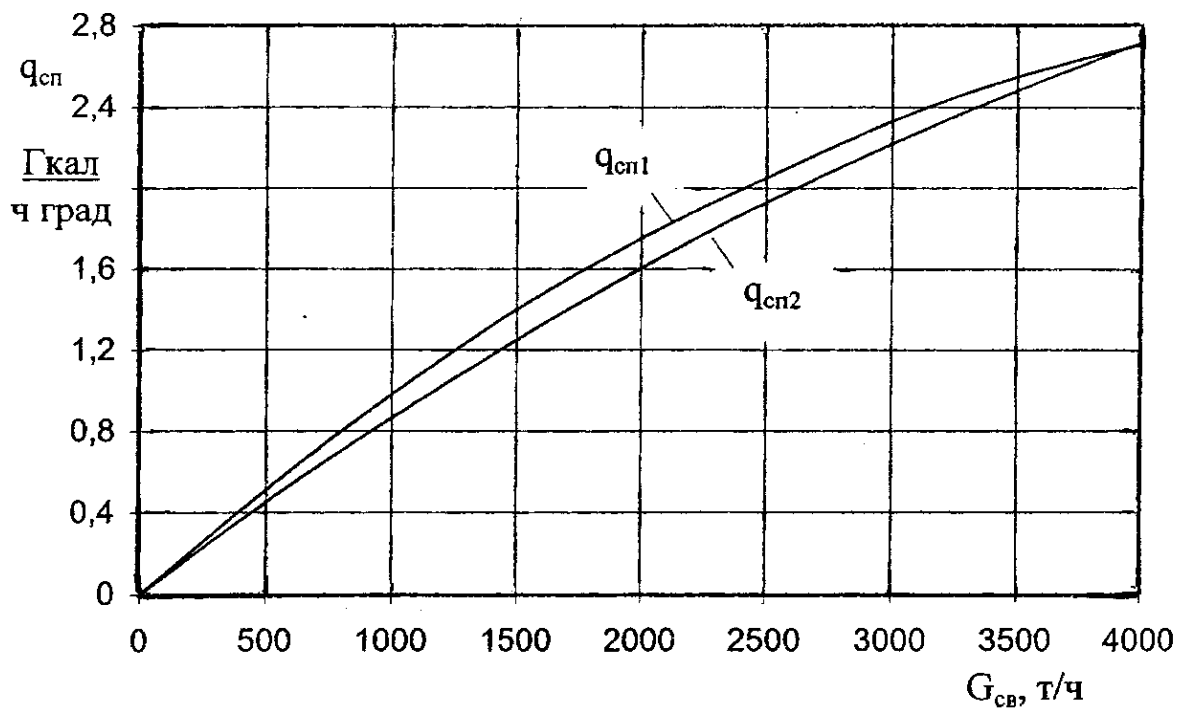


Рис. П14. Удельная тепловая производительность сетевых подогревателей турбоустановки Т-100/120-130

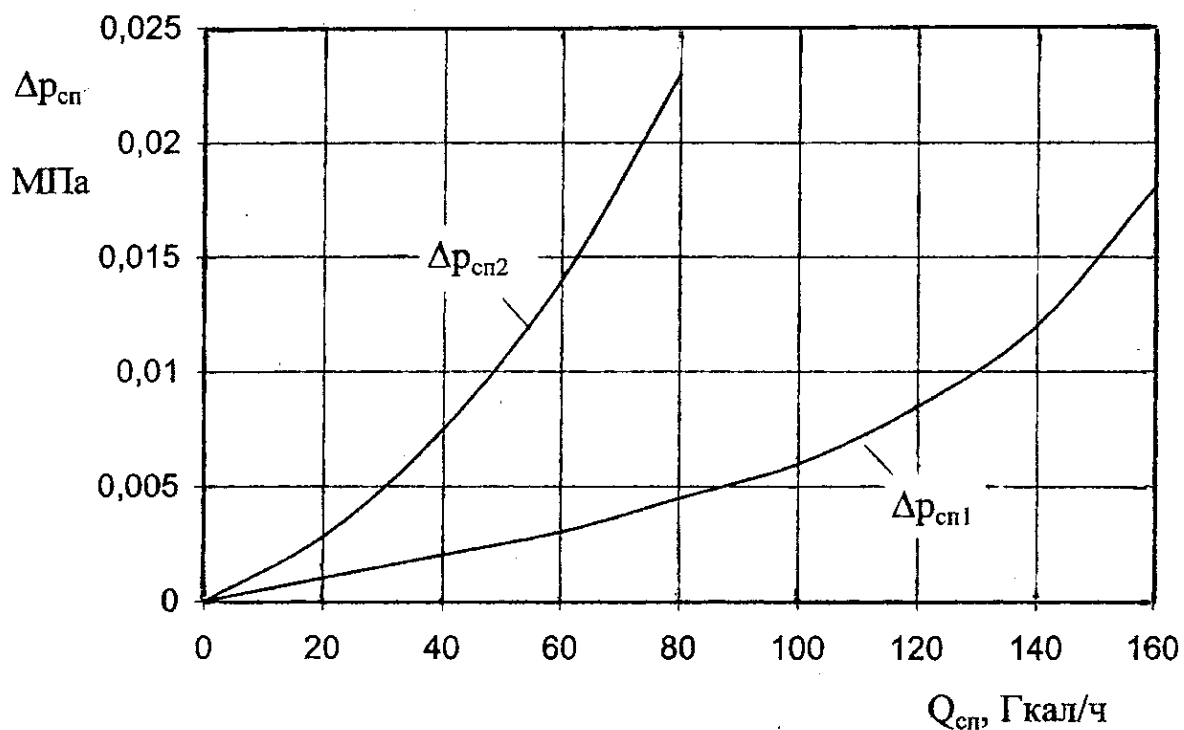


Рис. П15. Потеря давления в трубопроводах подвода пара к подогревателям сетевой воды турбоустановки Т-100/120-130

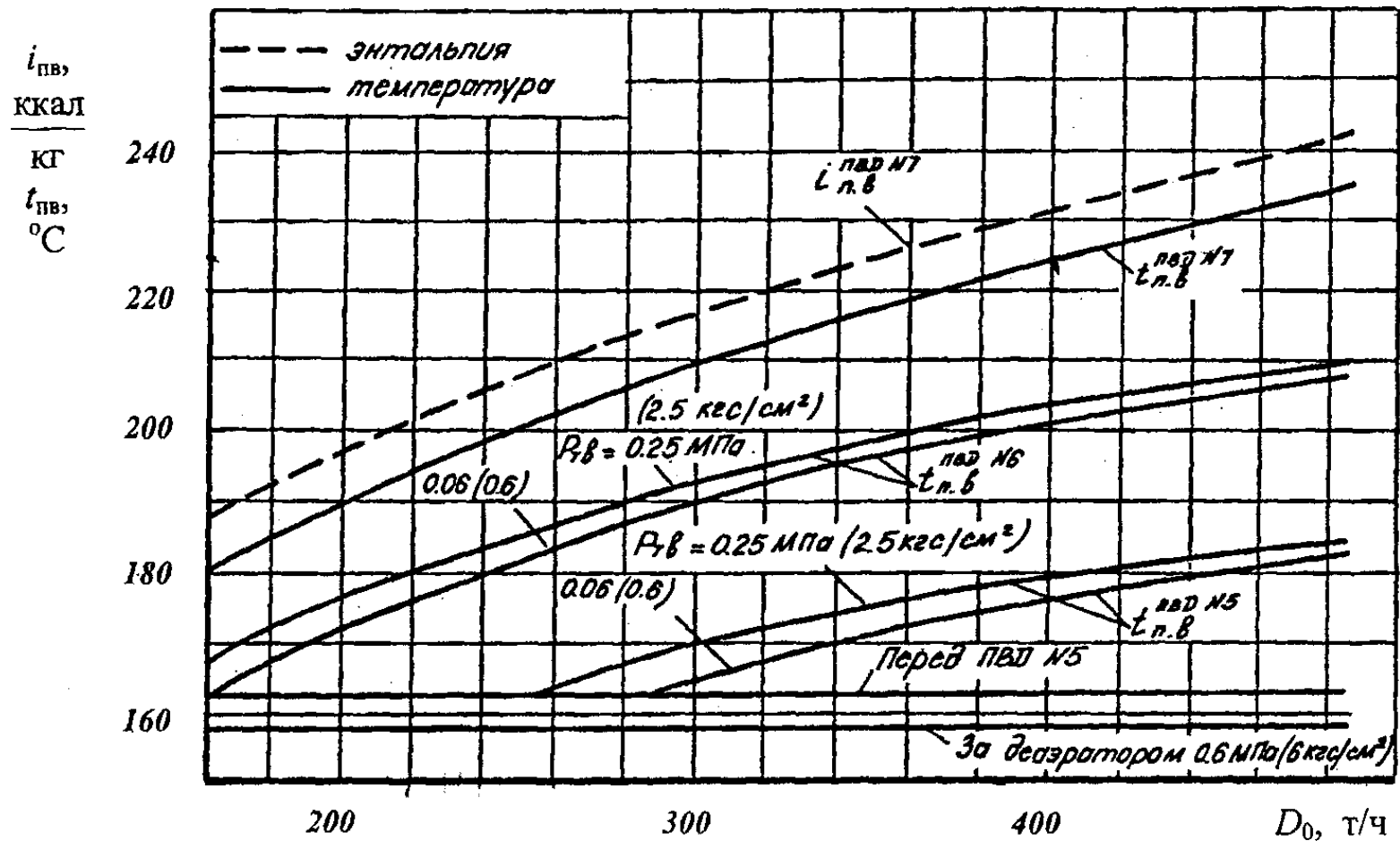
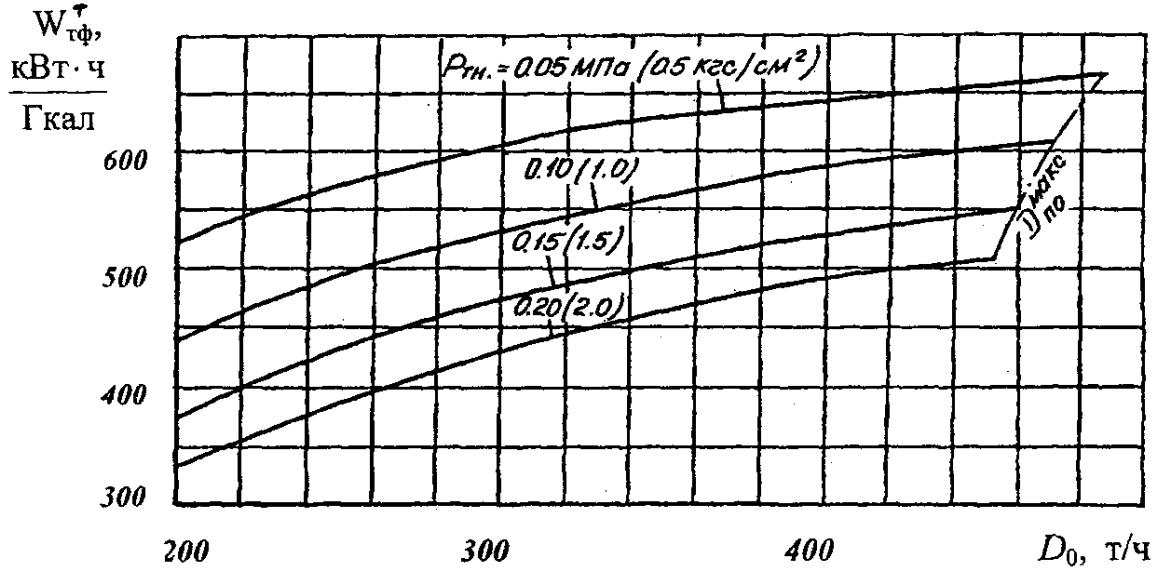


Рис. П16. Температура и энтальпия воды за подогревателями высокого давления при конденсационном и теплофикационном режимах (турбоагрегат Т-100/120-130)

Условия: $p_0 = 13 \text{ МПа}$ (130 кгс/см^2); $t_0 = 555^\circ\text{C}$
 $p_2 = 0,005 \text{ МПа}$ ($0,05 \text{ кгс/см}^2$)

а) одноступенчатый подогрев сетевой воды



б) двухступенчатый подогрев сетевой воды

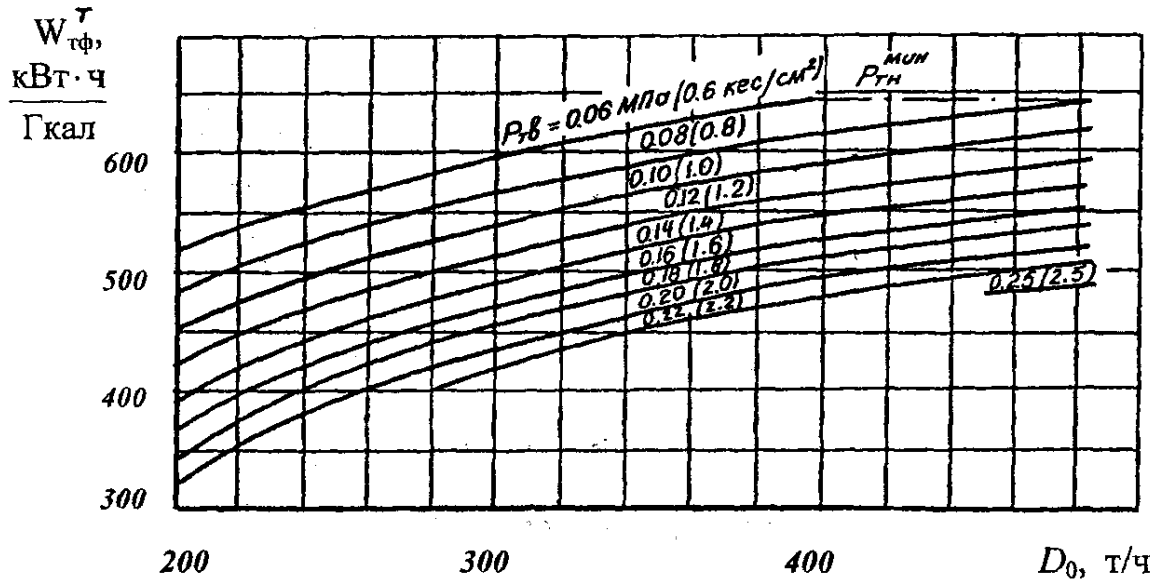


Рис. П17. Удельная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу (турбоагрегат Т-100/120-130)

Условия:

$p_0 = 13 \text{ МПа (130 кгс/см}^2\text{)}$

$t_0 = 555^\circ\text{C}$

Регенерация включена полностью

$p_2 = 0,005 \text{ МПа (0,05 кгс/см}^2\text{)}$

$p_{\text{ТВ}} = 0,06 \text{ МПа (0,6 кгс/см}^2\text{)}$

Пар на деаэратор подается от
постороннего источника

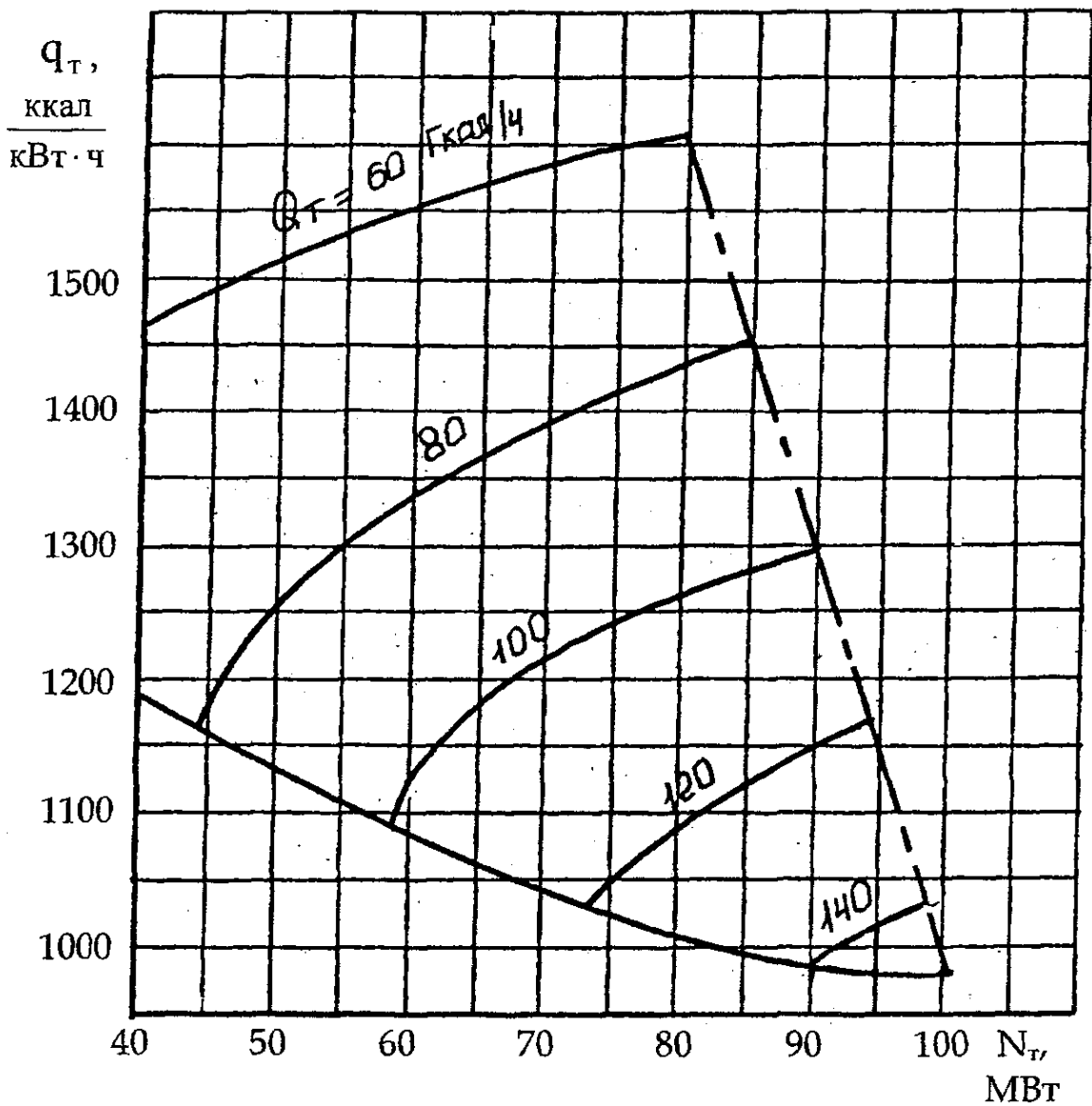


Рис. П18. Удельный расход теплоты брутто при двухступенчатом подогреве сетевой воды и $p_{\text{ТВ}} = 0,06 \text{ МПа}$ (турбоагрегат Т-100/120-130)

Условия:

$p_0 = 13 \text{ МПа (130 кгс/см}^2\text{)}$

$t_0 = 555^\circ\text{C}$

Регенерация включена полностью

$p_2 = 0,005 \text{ МПа (0,05 кгс/см}^2\text{)}$

$p_{\text{тв}} = 0,08 \text{ МПа (0,8 кгс/см}^2\text{)}$

Пар на деаэратор подается от
постороннего источника

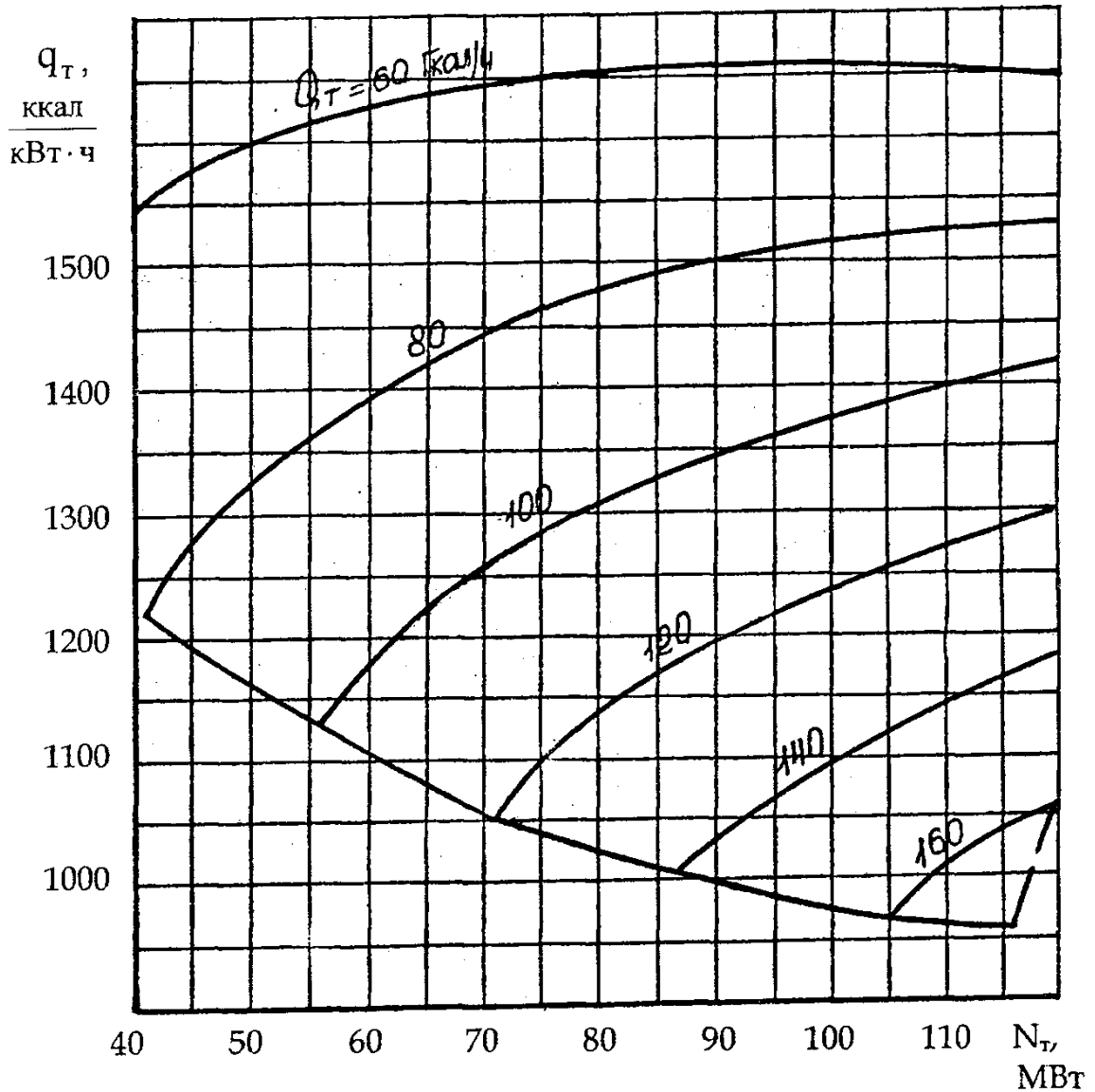


Рис. П19. Удельный расход теплоты брутто при двухступенчатом подогреве сетевой воды и $p_{\text{тв}} = 0,08 \text{ МПа}$ (турбоагрегат Т-100/120-130)

Условия:

$p_0 = 13 \text{ МПа (130 кгс/см}^2\text{)}$

$t_0 = 555^\circ\text{C}$

Регенерация включена полностью

$p_2 = 0,005 \text{ МПа (0,05 кгс/см}^2\text{)}$

$p_{\text{ТВ}} = 0,1 \text{ МПа (1,0 кгс/см}^2\text{)}$

Пар на деаэратор подается от
постороннего источника

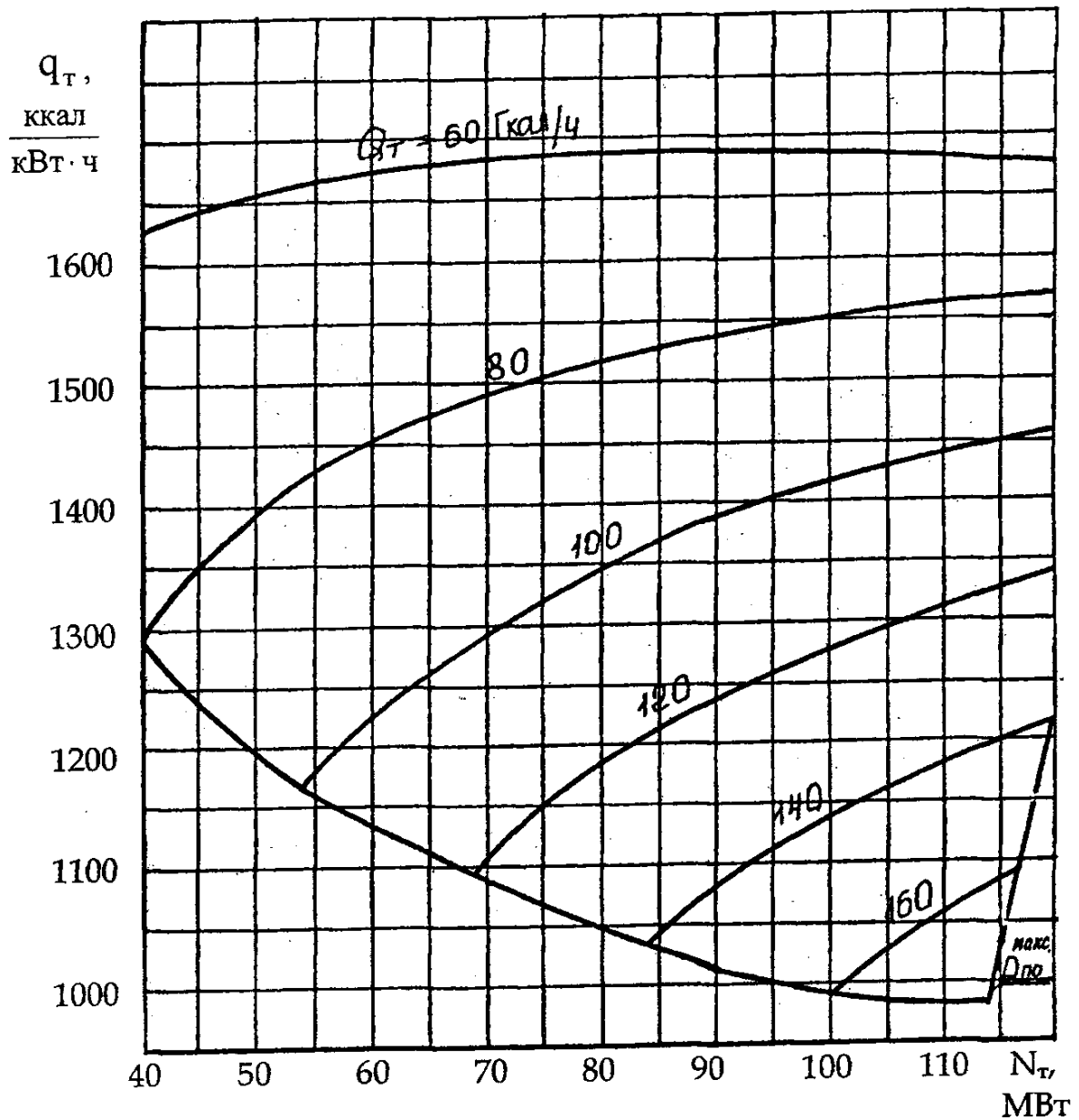


Рис. П20. Удельный расход теплоты брутто при двухступенчатом подогреве сетевой воды и $p_{\text{ТВ}} = 0,1 \text{ МПа}$ (турбоагрегат Т-100/120-130)

Условия:

$p_0 = 13 \text{ МПа (130 кгс/см}^2\text{)}$

$t_0 = 555^\circ\text{C}$

Регенерация включена полностью

$p_2 = 0,005 \text{ МПа (0,05 кгс/см}^2\text{)}$

$p_{\text{тв}} = 0,12 \text{ МПа (1,2 кгс/см}^2\text{)}$

Пар на деаэратор подается от
постороннего источника.

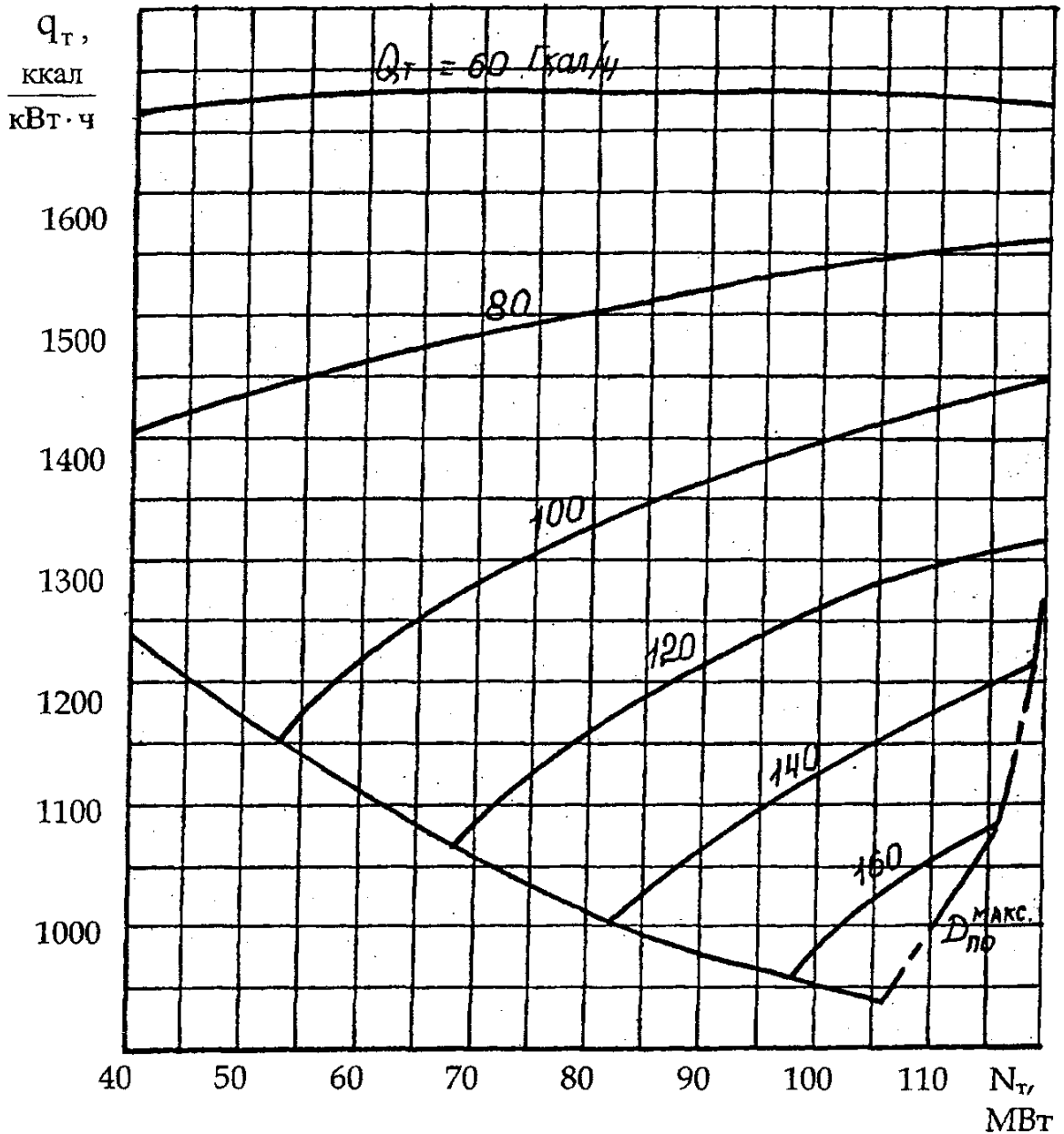


Рис. П21. Удельный расход теплоты брутто при двухступенчатом подогреве сетевой воды и $p_{\text{тв}} = 0,12 \text{ МПа}$ (турбоагрегат Т-100/120-130)

Условия:
 $p_0 = 13 \text{ МПа (130 кгс/см}^2\text{)}$
 $t_0 = 555^\circ\text{C}$
 Регенерация включена полностью
 $p_2 = 0,005 \text{ МПа (0,05 кгс/см}^2\text{)}$
 $p_{\text{тв}} = 0,14 \text{ МПа (1,4 кгс/см}^2\text{)}$
 Пар на деаэратор подается от
 постороннего источника

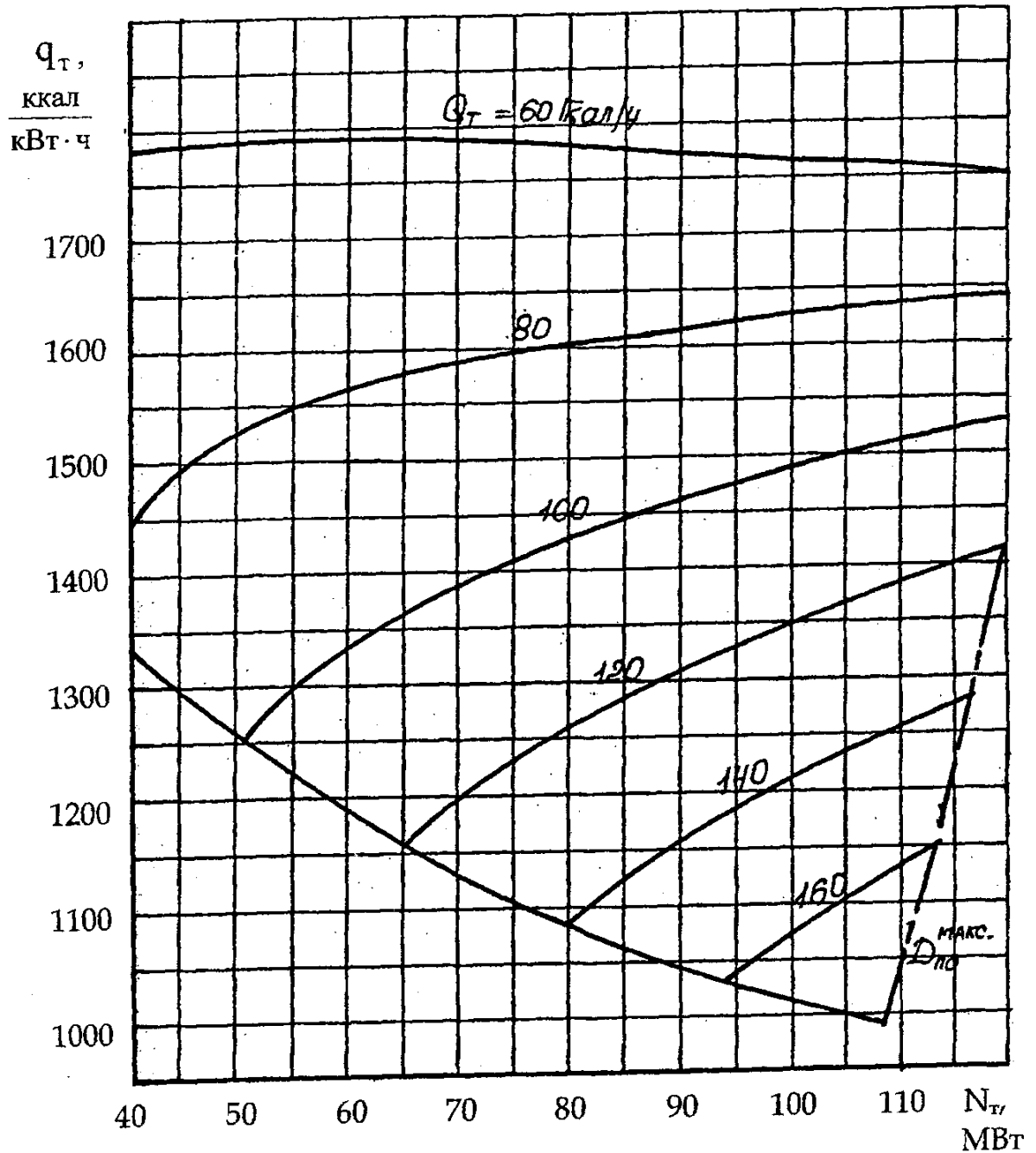


Рис. П22. Удельный расход теплоты брутто при двухступенчатом подогреве сетевой воды и $p_{\text{тв}} = 0,14 \text{ МПа}$ (турбоагрегат Т-100/120-130)

Условия:
 $p_0 = 13 \text{ МПа (130 кгс/см}^2\text{)}$
 $t_0 = 555^\circ\text{C}$
 Регенерация включена полностью
 $p_2 = 0,005 \text{ МПа (0,05 кгс/см}^2\text{)}$
 $p_{\text{ТВ}} = 0,16 \text{ МПа (1,6 кгс/см}^2\text{)}$
 Пар на деаэратор подается от
 постороннего источника

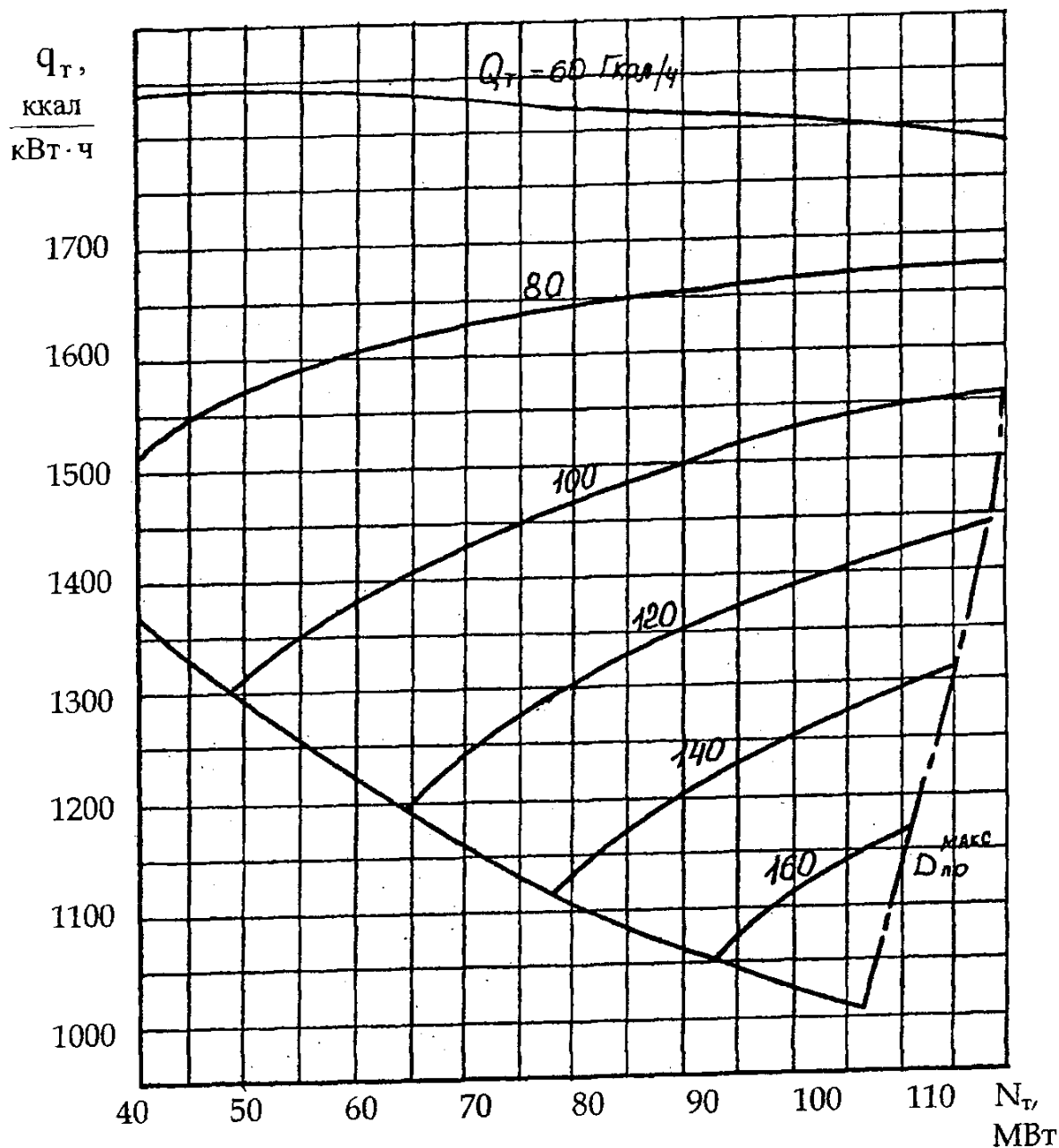


Рис. П23. Удельный расход теплоты брутто при двухступенчатом подогреве сетевой воды и $p_{\text{ТВ}} = 0,16 \text{ МПа}$ (турбоагрегат Т-100/120-130)

Условия:

$p_0 = 13 \text{ МПа (130 кгс/см}^2\text{)}$

$t_0 = 555^\circ\text{C}$

Регенерация включена полностью

$p_2 = 0,005 \text{ МПа (0,05 кгс/см}^2\text{)}$

$p_{\text{ТВ}} = 0,18 \text{ МПа (1,8 кгс/см}^2\text{)}$

Пар на деаэратор подается от
постороннего источника

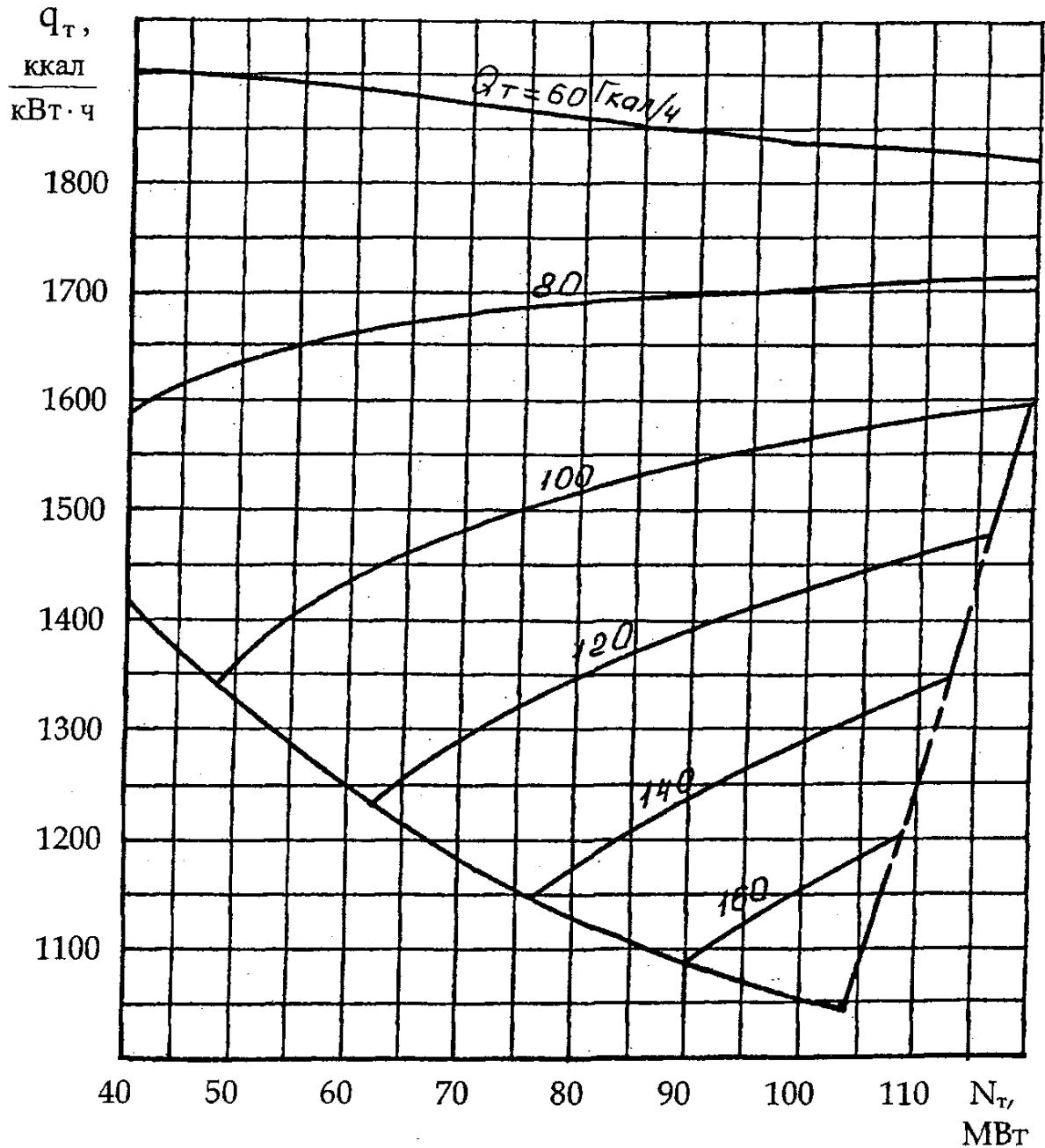


Рис. П24. Удельный расход теплоты брутто при двухступенчатом подогреве сетевой воды и $p_{\text{ТВ}} = 0,18 \text{ МПа}$ (турбоагрегат Т-100/120-130)

Условия:

$p_0 = 13 \text{ МПа}$ (130 кгс/см^2)

$t_0 = 555^\circ\text{C}$

Регенерация включена полностью

$p_2 = 0,005 \text{ МПа}$ ($0,05 \text{ кгс/см}^2$)

$p_{\text{тв}} = 0,2 \text{ МПа}$ ($2,0 \text{ кгс/см}^2$)

Пар на деаэратор подается от
постороннего источника

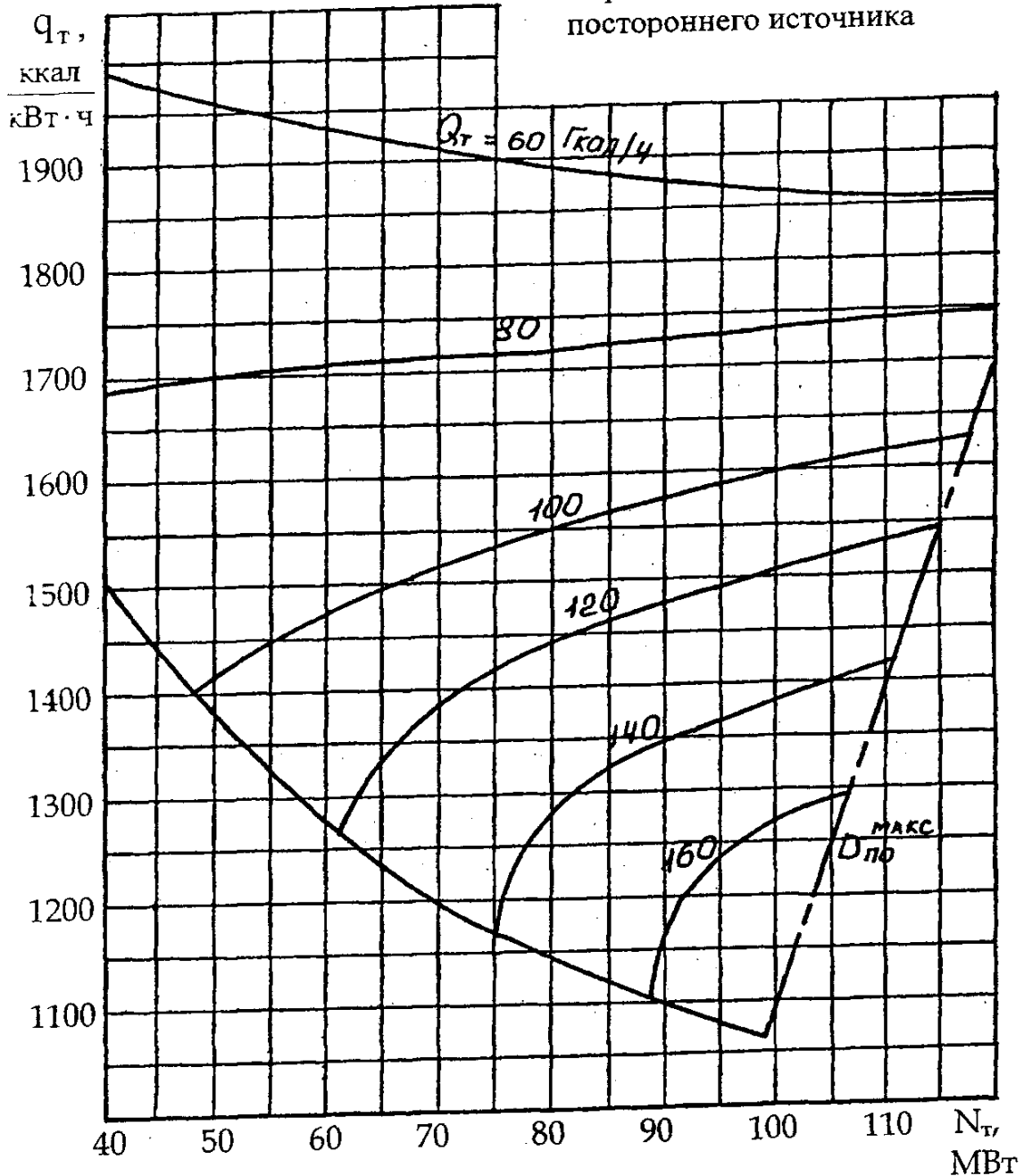


Рис. П25. Удельный расход теплоты брутто при двухступенчатом подогреве сетевой воды и $p_{\text{тв}} = 0,2 \text{ МПа}$ (турбоагрегат Т-100/120-130)

Условия:

$p_0 = 13 \text{ МПа}$ (130 кгс/см^2)

$t_0 = 555^\circ\text{C}$

Регенерация включена полностью

$p_2 = 0,005 \text{ МПа}$ ($0,05 \text{ кгс/см}^2$)

$p_{\text{тв}} = 0,22 \text{ МПа}$ ($2,2 \text{ кгс/см}^2$)

Пар на деаэратор подается от
постороннего источника

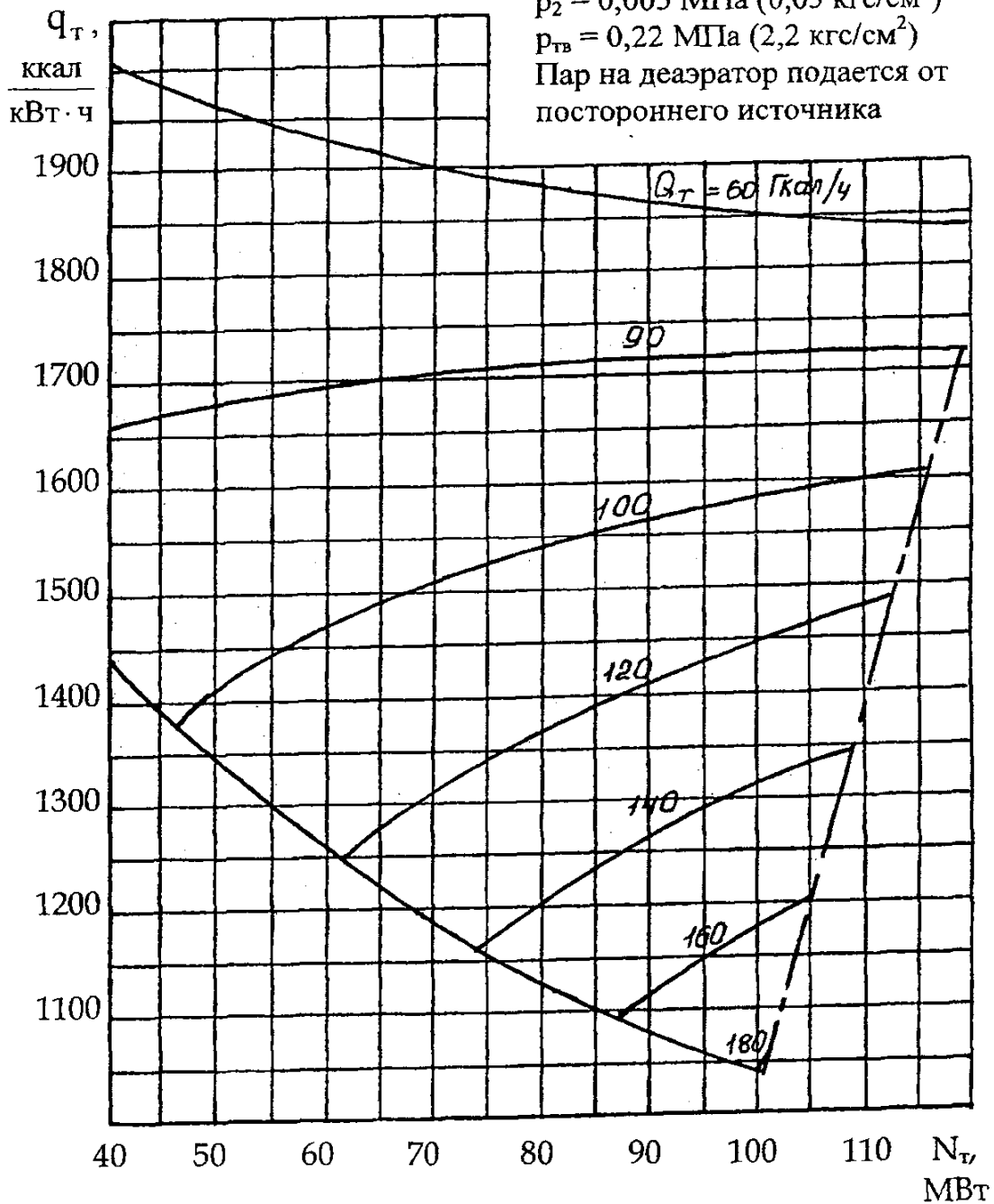


Рис. П26. Удельный расход теплоты brutto при двухступенчатом подогреве сетевой воды и $p_{\text{тв}} = 0,22 \text{ МПа}$ (турбоагрегат Т-100/120-130)

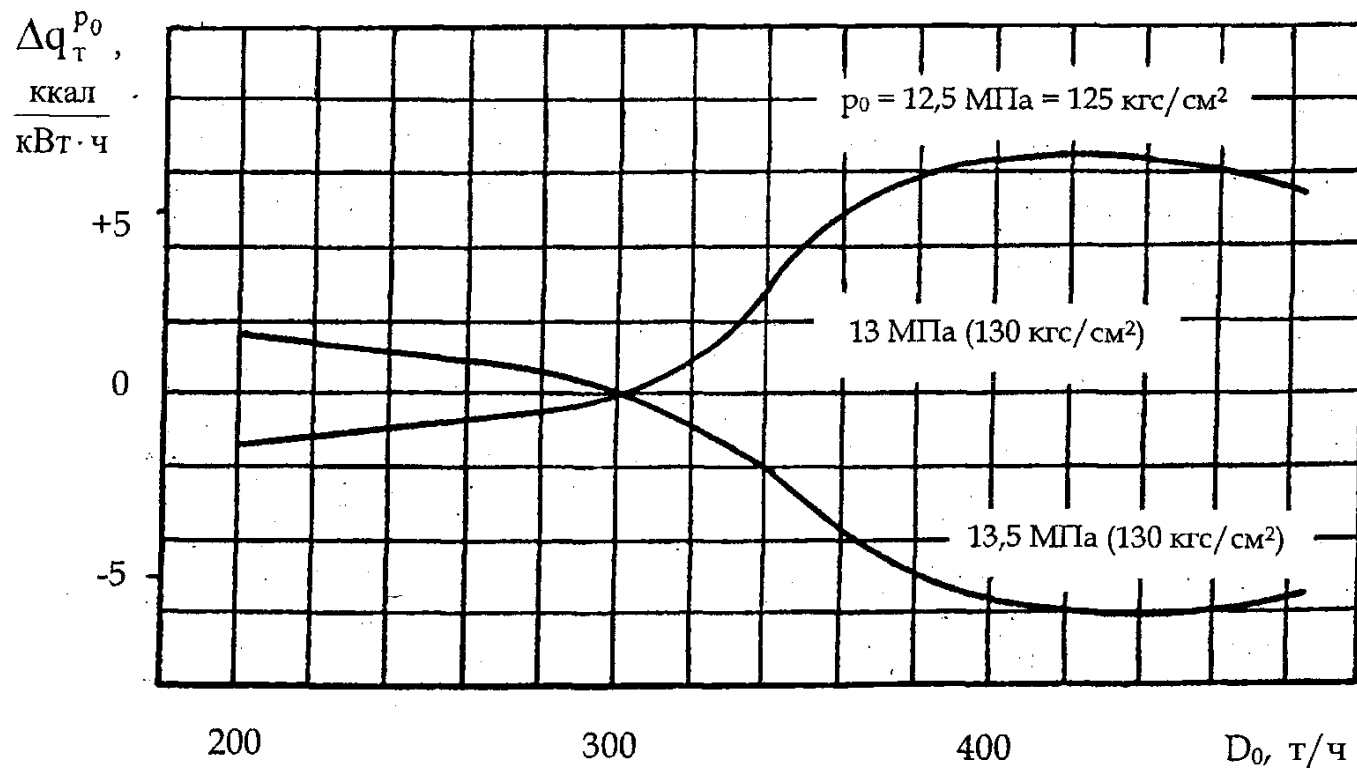


Рис. П27. Поправка к удельному расходу теплоты при работе турбины Т-100/120-130 по электрическому графику с теплофикационными отборами на отклонение давления острого пара от номинального

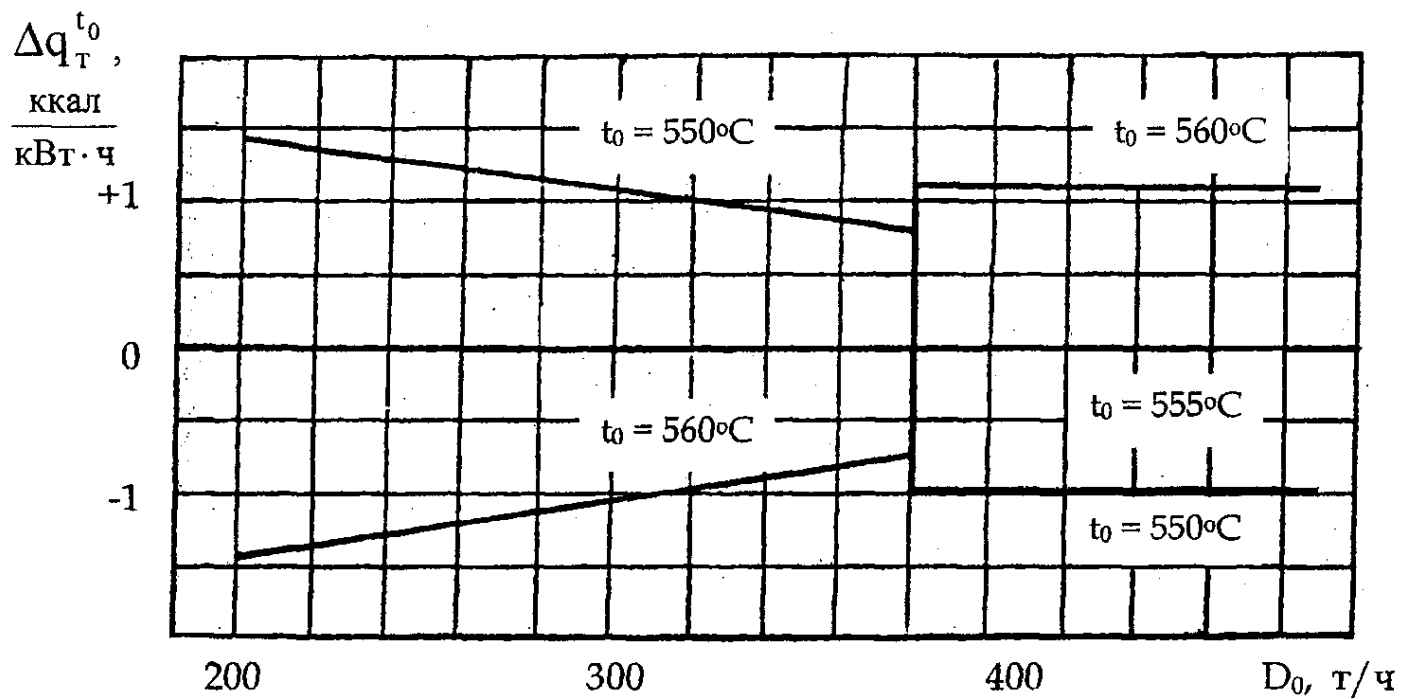


Рис. П28. Поправка к удельному расходу теплоты при работе турбины Т-100/120-130 по электрическому графику с теплофикационными отборами на отклонение температуры острого пара от номинальной

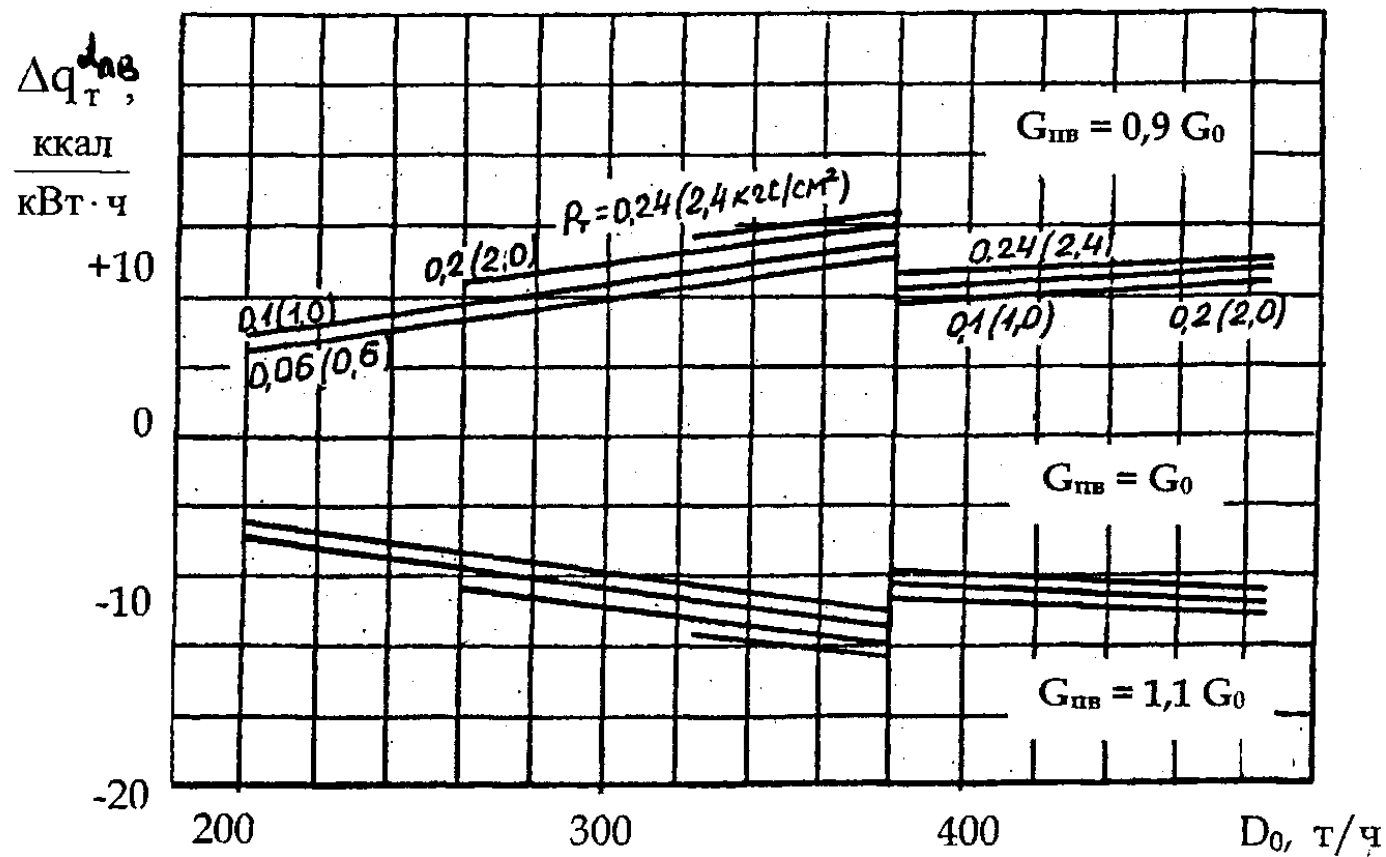


Рис. П29. Поправка к удельному расходу теплоты при работе турбины Т-100/120-130 по электрическому графику с теплофикационными отборами на отклонение расхода питательной воды от номинального

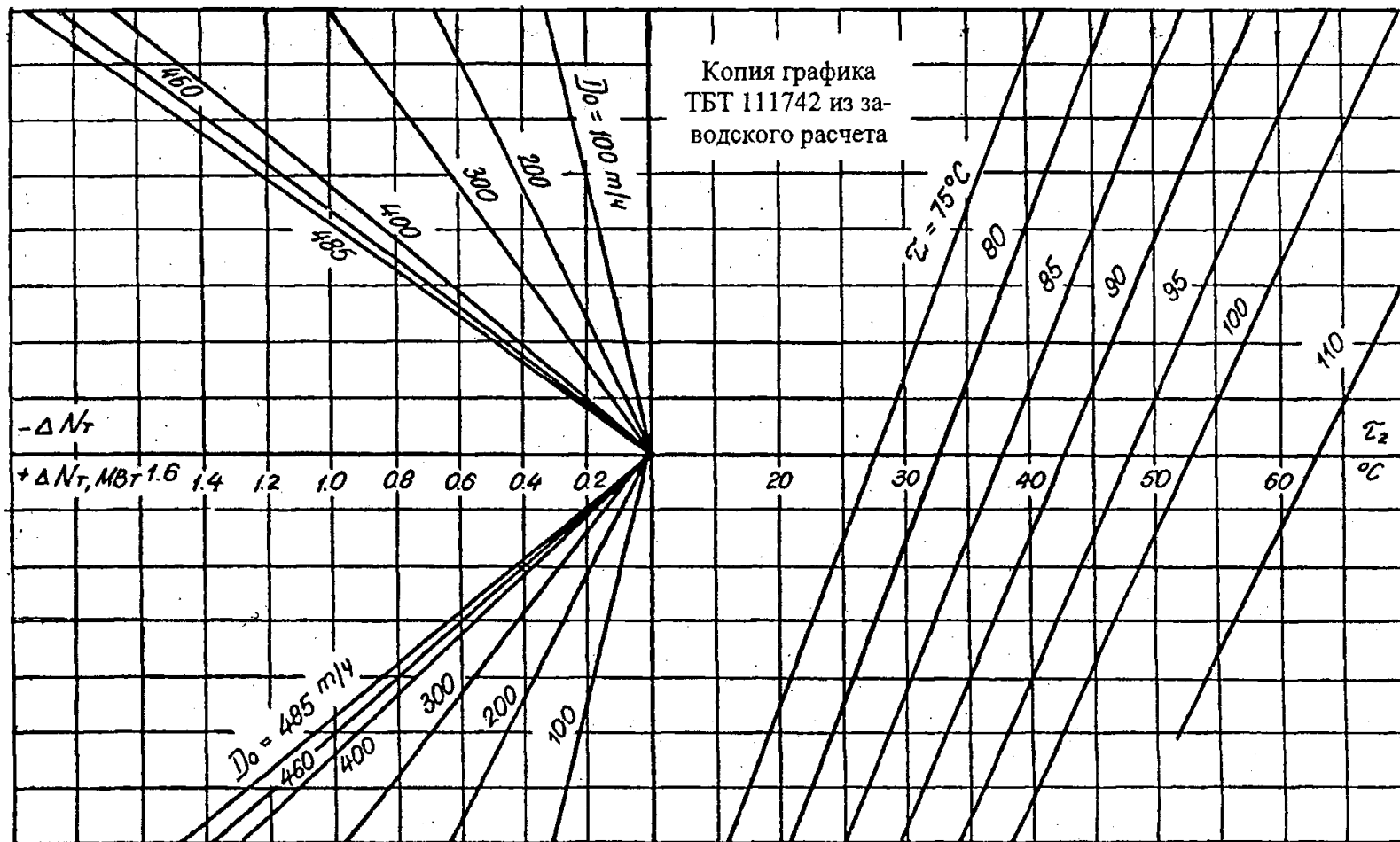


Рис. П30. Поправка к мощности турбины Т-100/120-130 при работе с теплофикационными отборами на отклонение температуры сетевой воды от расчетной

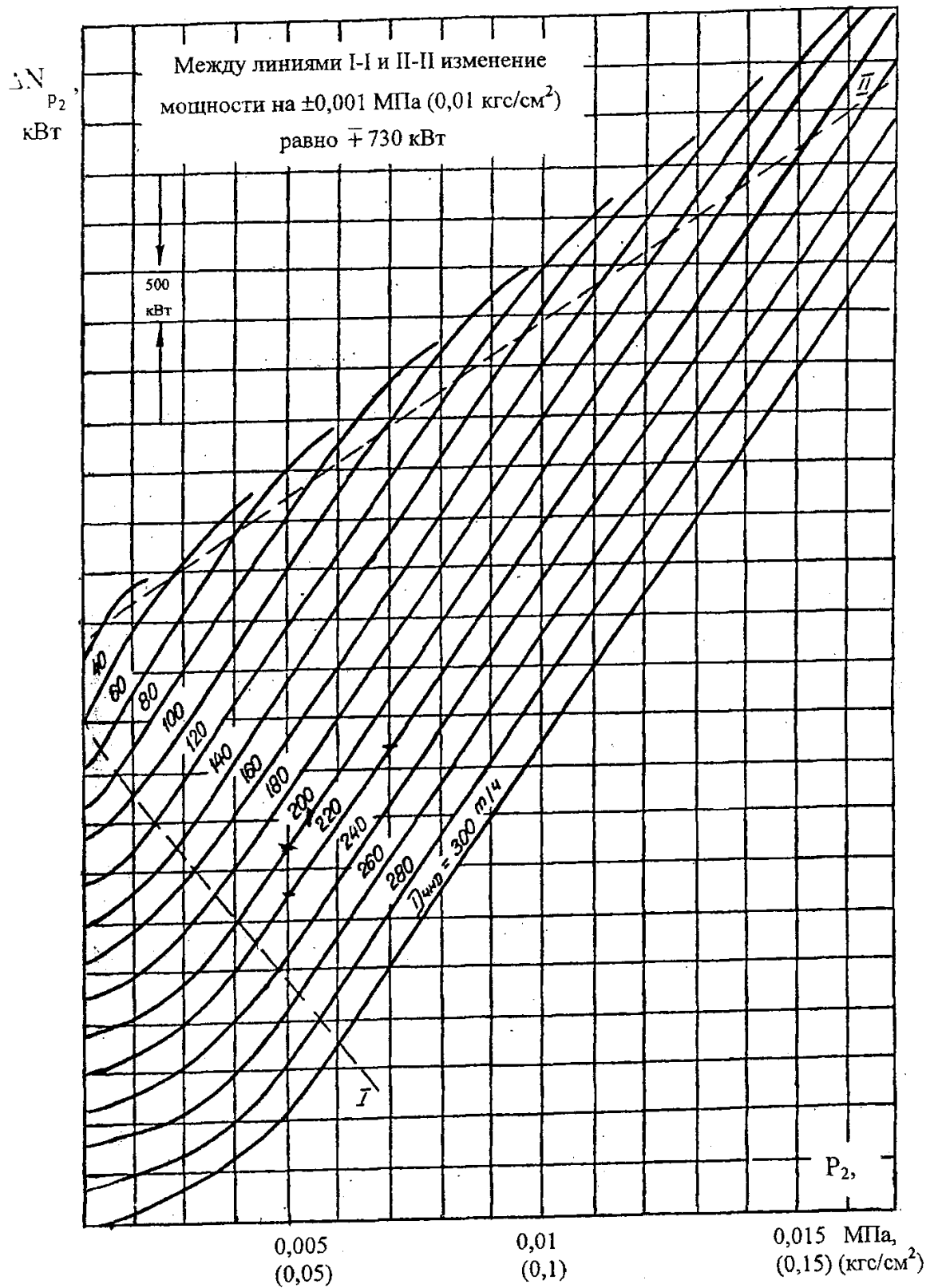


Рис. ПЗ1. Поправка к мощности турбины Т-100/120-130
 на давление отработавшего пара

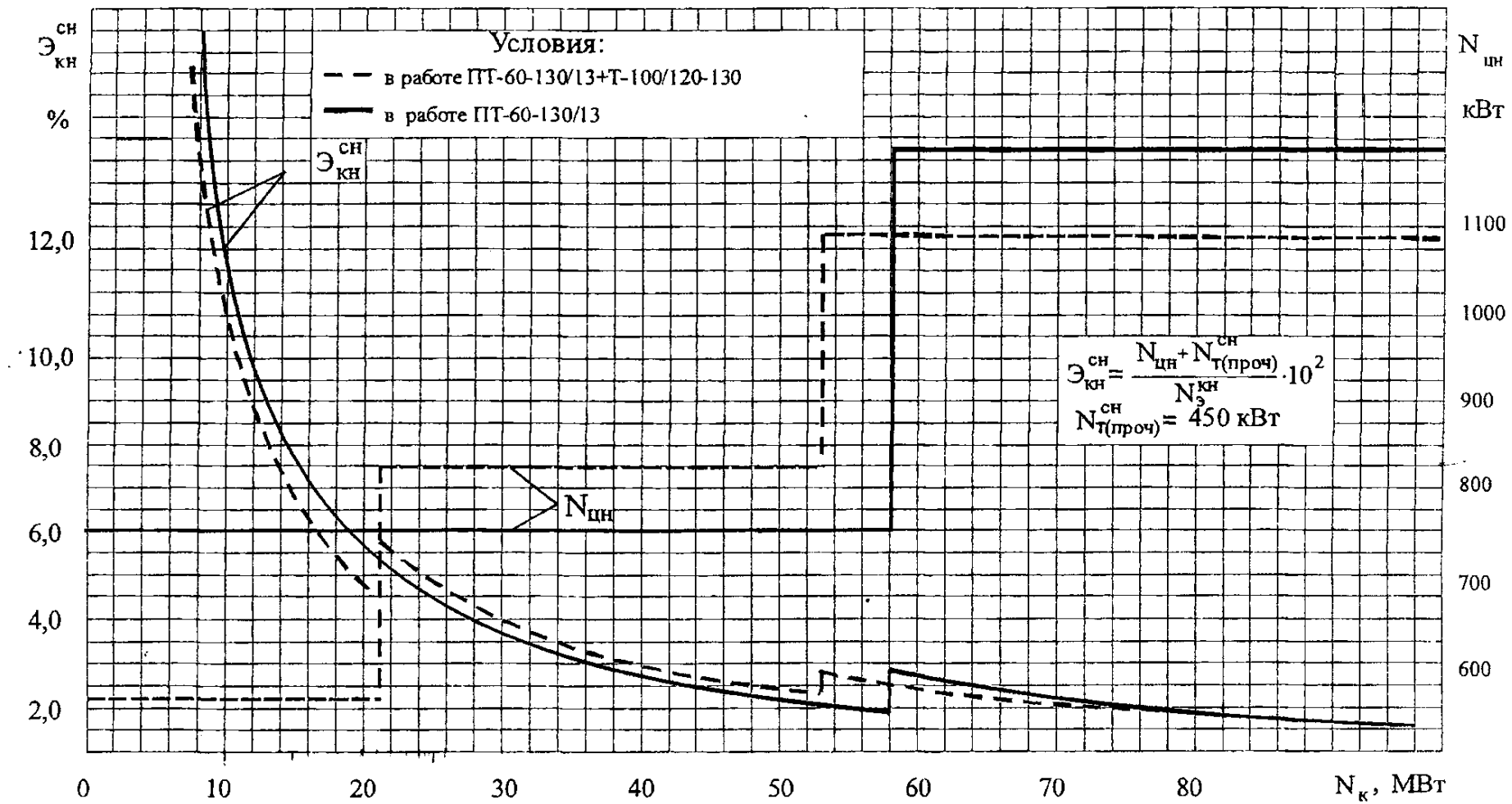


Рис. П32. Полный расход электроэнергии на собственные нужды и мощность циркуляционных насосов турбины Т-100/120-130

Условия построения характеристик:

Параметры пара:

- давление перегретого пара – $P_0 = 140 \text{ кгс/см}^2$;
- температура перегретого пара – $t_0 = 560 \text{ }^\circ\text{C}$.

Применяемое топливо:

природный газ $Q_H^P = 33496 \text{ кДж/м}^3$ (8000 ккал/м³)

Температура холодного воздуха: $t_{ХВ} = +20 \text{ }^\circ\text{C}$

Температура питательной воды: $t_{ПВ} = 230 \text{ }^\circ\text{C}$

Присосы воздуха в топку и конвективную шахту на номинальной нагрузке соответственно: $\Delta\alpha_T = 0\%$, $\Delta\alpha_{ПР} = 25\%$

Поправки на влияние внешних факторов

I. к КПД котла «брутто» η_K^{BP} : $\Delta\eta_K^{BP} = K^\eta \cdot (t^\Phi - t^{ИСХ.Н})\%$

1. на изменение температуры холодного воздуха:

$$\pm 1^\circ\text{C } t_{ХВ} \rightarrow \pm 0,047\% \Delta\eta_K^{BP}$$

2. на изменение температуры воздуха перед воздухоподогревателем:

$$\pm 1^\circ\text{C } t'_{РВП} \rightarrow +0,03\% \Delta\eta_K^{BP}$$

3. на изменение температуры питательной воды:

$$\pm 1^\circ\text{C } t_{ПВ} \rightarrow +0,01\% \Delta\eta_K^{BP}$$

II. к температуре уходящих газов $\vartheta_{УХ}$: $\Delta\vartheta_{УХ} = K^{\vartheta_{УХ}} \cdot (t^\Phi - t^{ИСХ.Н})$

1. на изменение температуры воздуха перед воздухоподогревателем

$$\pm 1^\circ\text{C } t'_{РВП} \rightarrow \pm 0,60^\circ\text{C } \Delta\vartheta_{УХ}$$

2. на изменение температуры питательной воды:

$$\pm 1^\circ\text{C } t_{ПВ} \rightarrow \pm 0,2^\circ\text{C } \Delta\vartheta_{УХ}$$

III. к удельному расходу электроэнергии на тягу и дутьё $\Delta\varepsilon_{Т+Д}$:

$$\Delta\varepsilon_{Т+Д} = K^{\varepsilon_{Т+Д}} \cdot (t_{ХВ}^\Phi - t_{ХВ}^{ИСХ.Н}) \text{ кВт}\cdot\text{ч/Гкал}$$

1. на изменение температуры холодного воздуха:

$$\pm 1^\circ\text{C } t_{ХВ} \rightarrow \pm 0,005 \text{ кВт}\cdot\text{ч/Гкал } \Delta\varepsilon_{Т+Д}$$

Рис. ПЗЗ. Условия построения энергетической характеристики котлоагрегата БКЗ-420-140 НГМ при сжигании природного газа

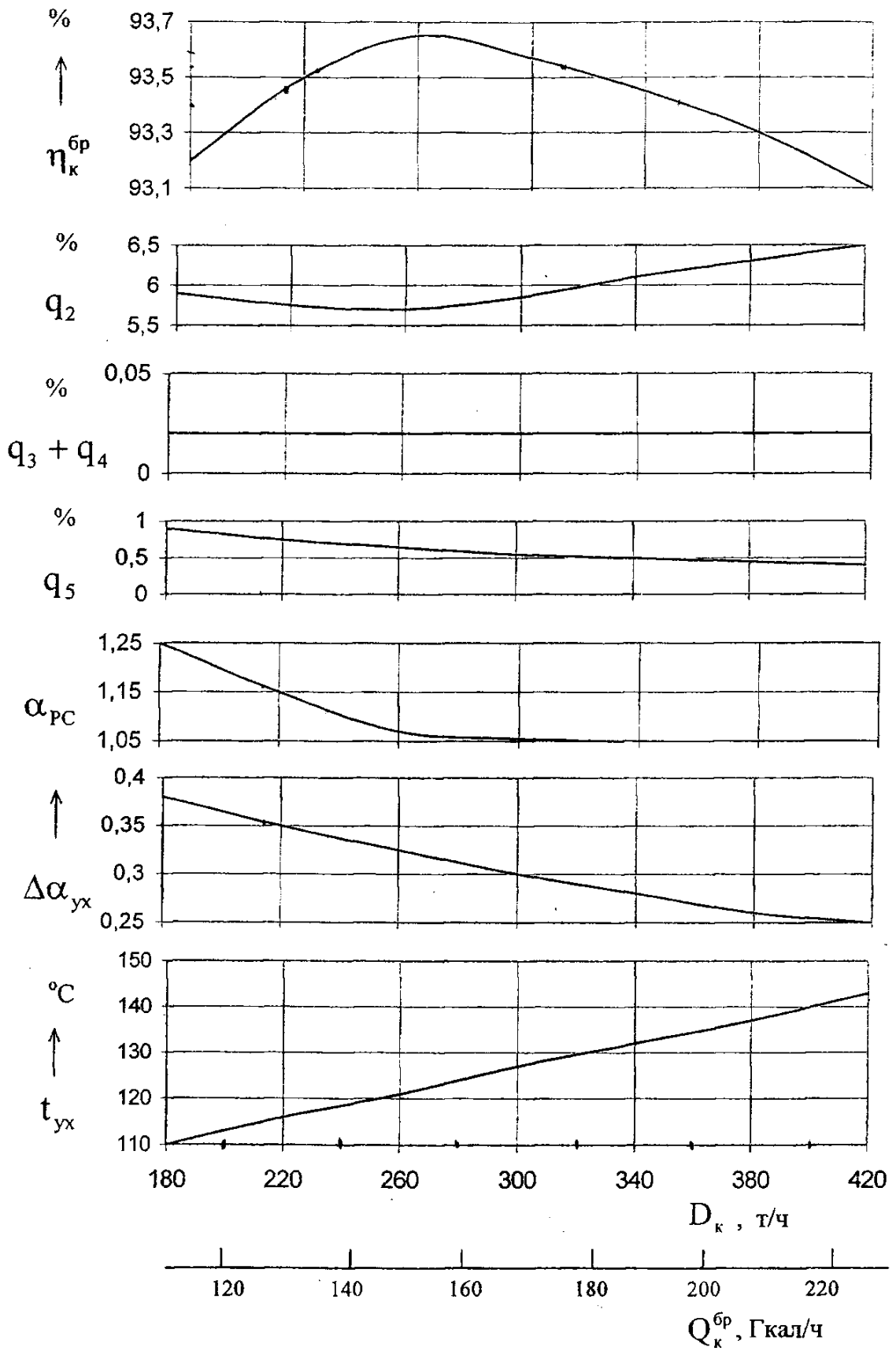


Рис. П34. Нормативная характеристика котлоагрегата БКЗ-420-140 НГМ при сжигании природного газа (чистые поверхности нагрева)

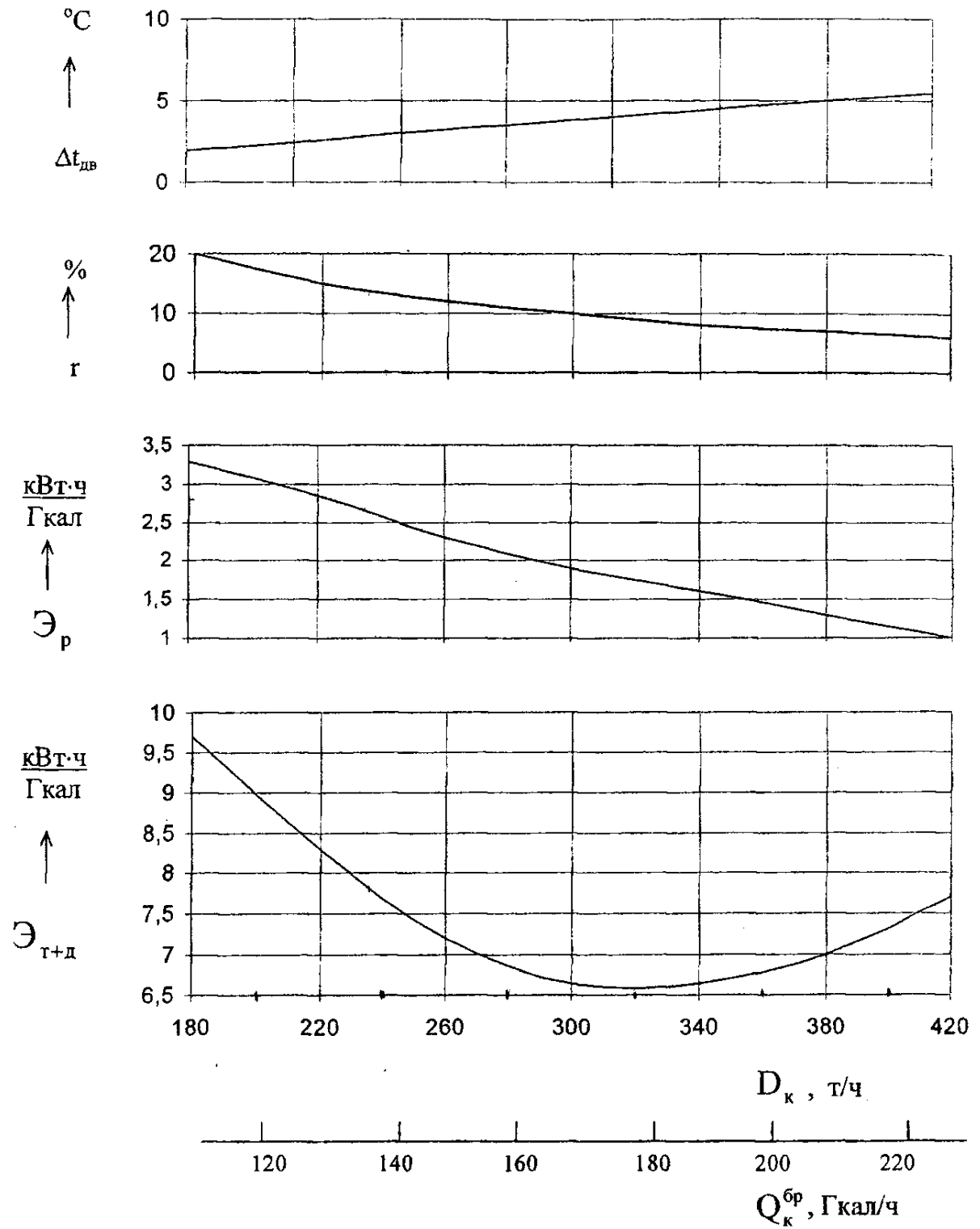


Рис. ПЗ5. Нормативная характеристика котлоагрегата БКЗ-420-140 НГМ при сжигании природного газа (продолжение)

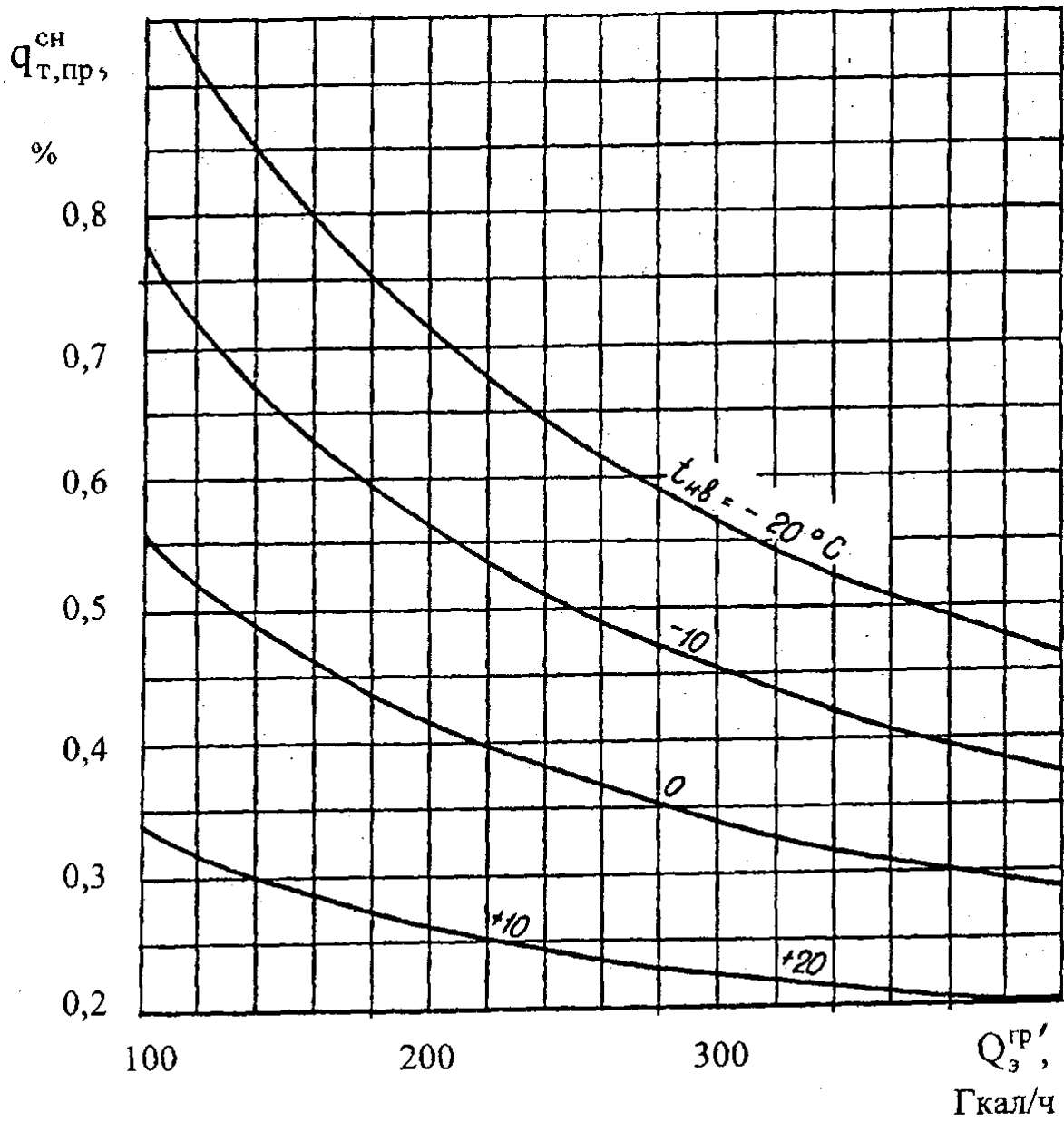


Рис. П36. Расход теплоты на собственные нужды турбинного отделения

кВт
Т/ч

Элэн

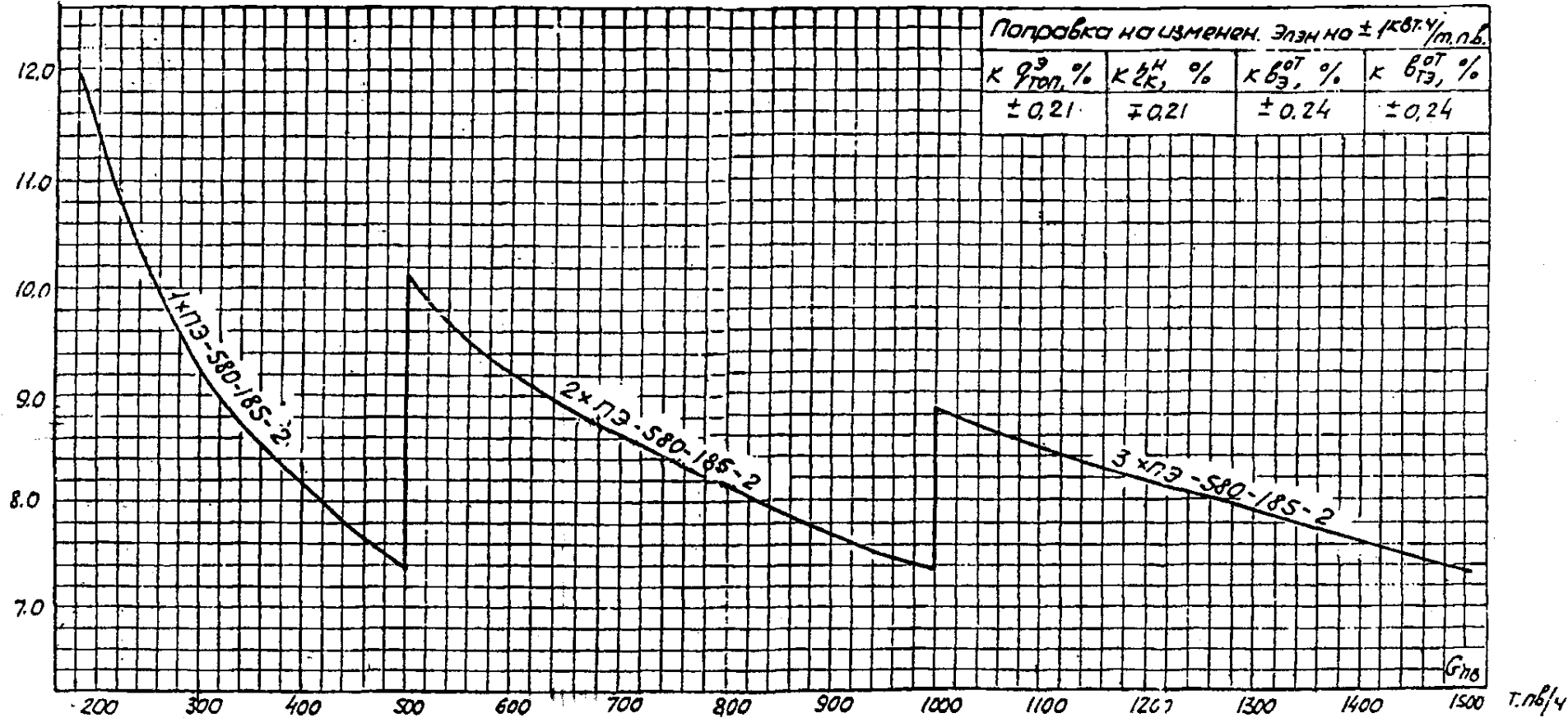


Рис. П37. Расход электроэнергии на питательные насосы Каунасской ТЭЦ

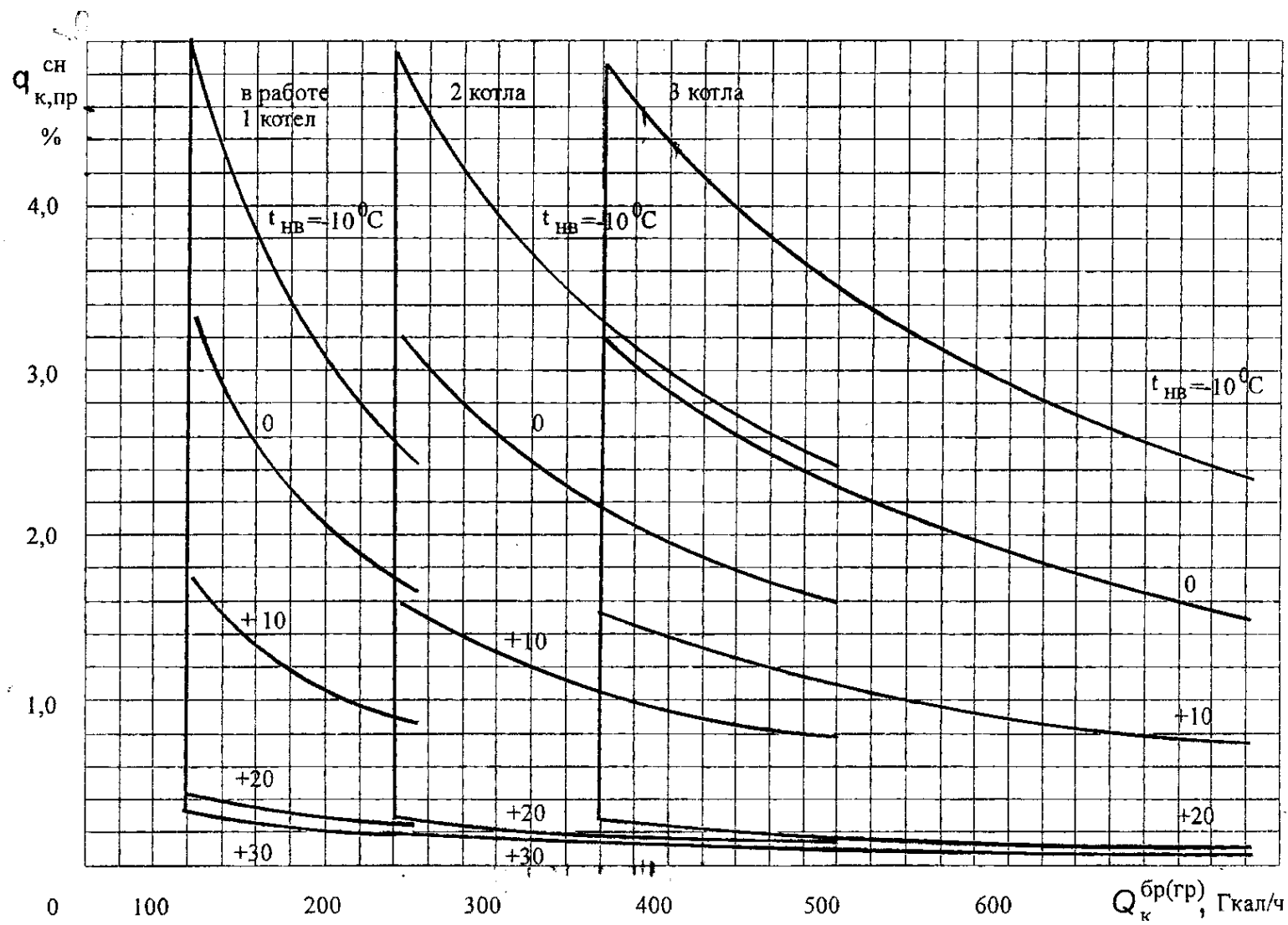


Рис. П38. Расход теплоты на собственные нужды котельной установки Каунасской ТЭЦ при работе на газе

Таблица П1

Затраты электроэнергии, теплоты и топлива на пуск энергетического
оборудования из холодного состояния

№ п/п	Наименование энергооборудования	Затраты					
		теплоты, Гкал			электроэнергии, МВт·ч		топлива т у.т.
		$\Delta Q_3^{\text{пуск}}$	$Q_{\text{т,пуск}}^{\text{сн}}$	$Q_{\text{к,пуск}}^{\text{сн}}$	$\mathcal{E}_{\text{т,пуск}}^{\text{сн}}$	$\mathcal{E}_{\text{к,пуск}}^{\text{сн}}$	$V_{\text{пуск}}^{\text{КА}}$
1.	Турбоагрегаты:						
	ПТ-60-130/13	111,2	7,3		1,6		
	Т-100/120-130	148	9,7		2,2		
2.	Котлоагрегат БКЗ-420-140 НГМ			23		4,7	45,0

Содержание

	Стр.
Введение	3
1. НОРМИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ ТУРБИН.	5
1.1. Нормирование давления в регулируемых отборах и конденсаторе турбоагрегатов.	5
1.2. Определение номинального удельного расхода теплоты на выработку электроэнергии	6
2. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НЕТТО ТУРБИННОГО ЦЕХА.	11
2.1. Средний по группе оборудования номинальный удельный расход теплоты брутто на выработку электроэнергии	11
2.2. Относительный расход электроэнергии на собственные нужды турбинного цеха	11
2.3. Относительный расход теплоты на собственные нужды турбинного цеха	13
2.4. Удельный расход теплоты нетто на выработку электроэнергии группой турбоагрегатов	14
3. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КОТЛОАГРЕГАТОВ И КОТЕЛЬНОГО ЦЕХА.	15
3.1. Выбор числа работающих котлоагрегатов.	15
3.2. Определение номинальные показатели брутто котлоагрегатов	16
3.3. Относительный расход электроэнергии и теплоты на собственные нужды котельного цеха	19
3.4. КПД нетто котельного цеха.	21
4. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЭЦ В ЦЕЛОМ.	23
4.1. Расчет нормативных удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии и теплоты при физическом методе разделения топливных затрат.	23
4.2. Расчет нормативных удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии и теплоты при экономическом методе разделения топливных затрат	26
5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕЗЕРВОВ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ (ПЕРЕРАСХОДОВ ТОПЛИВА) НА ТЭС.	27
5.1. Определение перерасходов топлива по внутренним факторам, определяющим экономичность работы котлоагрегатов.	27
5.2. Расчет перерасходов топлива, связанных с увеличением расхода электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ.	28
5.3. Расчет перерасходов топлива, связанных с изменением внутренних факторов эксплуатации турбинного оборудования	29
5.4. Определение общих по ТЭЦ перерасходов (экономии) топлива.	30
6. ЗАПОЛНЕНИЕ ОТЧЕТНОЙ ФОРМЫ № 3-ТЕХ О ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.	31
Литература.	44
Приложение. Графические зависимости нормативных энергетических характеристик котло- и турбоагрегатов.	45