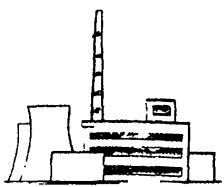
РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ
"ЕЭС РОССИИ"

Департамент научно-технической политики и развития

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ТОПЛИВА, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ПАРА ПРИ ПУСКАХ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ МОЩНОСТЬЮ 60–250 МВт ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

НОРМЫ ПОТЕРЬ ТОПЛИВА, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ПАРА ПРИ ПУСКАХ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ МОЩНОСТЬЮ 60–250 МВт ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ



СО 34.09.111–2001;
СО 34.09.112–2001
(РД 153-34.1-09.111–2001);
(РД 153-34.1-09.112-2001)

ОАО "ВТИ"
Москва 2003

gost.e-ecolog.ru

РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ
"ЕЭС РОССИИ"

Департамент научно-технической политики и развития

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ТОПЛИВА, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ПАРА ПРИ ПУСКАХ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ МОЩНОСТЬЮ 60–250 МВт ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

СО 34.09.111–2001

(РД 153-34.1-09.111–2001)

ОАО "ВТИ"
Москва 2003

Разработано Открытым акционерным обществом "Всероссийский теплотехнический научно-исследовательский институт" (ОАО "ВТИ"); Открытым акционерным обществом "Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС" (ОАО "ФИРМА ОРГРЭС")

Исполнители *Н.В. ИВАНОВ* (ОАО "ВТИ"), *В.С. ПОЛЯКОВ* (ОАО "ФИРМА ОРГРЭС")

Утверждено Департаментом научно-технической политики и развития РАО "ЕЭС России" 29.12.2001 г.

Первый заместитель
начальника *А.П. ЛИВИНСКИЙ*

Срок первой проверки стандарта организации – 2008 г., периодичность проверки – один раз в 5 лет.

Ключевые слова: тепловые электростанции, теплофикационный энергоблок, нормы потерь, пуск энергоустановки, электроэнергия собственных нужд, пар от постороннего источника, потери топлива, продолжительность простоя.

© ОАО "ВТИ", 2003

УДК 621.311.22

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ТОПЛИВА, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ПАРА ПРИ ПУСКАХ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ МОЩНОСТЬЮ 60–250 МВт ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

СО 34.09.111–2001
(РД 153-34.1-09.111–2001)

Взамен РД 34.09.111–89

Срок действия установлен
с 2003-01-01
до 2013-01-01

Настоящий стандарт организации распространяется на энергоблоки тепловых электростанций мощностью 60–250 МВт (турбины с теплофикационными и промышленными отборами, котлы барабанные и прямоточные) и устанавливает порядок расчета планируемых (фактических) потерь топлива, электроэнергии и пара при пусках из различных тепловых состояний по планируемым (фактически реализованным) графикам с учетом технологических особенностей пусков.

Методика предназначена также для электростанций с поперечными связями, когда технологическая схема позволяет и в эксплуатации практикуются пуски рассматриваемых установок по блочной схеме.

Издание официальное

Настоящий стандарт организации не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения РАО "ЕЭС России" или ОАО "ВТИ"

Методика распространяется на все модификации и маркировки турбин рассмотренной мощности.

Настоящий стандарт организации обязателен для применения при расчете норм пусковых потерь, анализе экономичности пусков в целях оптимизации их технологии, а также при оценке эффективности мероприятий, направленных на сокращение их длительности.

Настоящий стандарт организации не распространяется на пуски после монтажа оборудования, после текущих, средних и капитальных ремонтов, а также на пуски, проводимые в испытательных и исследовательских целях.

Положения настоящего отраслевого нормативного документа подлежат применению расположенными на территории Российской Федерации предприятиями и объединениями предприятий, в том числе союзами, ассоциациями, концернами, акционерными обществами, межотраслевыми, региональными и другими объединениями, имеющими в своем составе (структуре) тепловые электростанции и котельные, независимо от формы собственности и подчинения.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Термином *"Пусковые потери"* обозначают непроизводительные затраты топлива, пара от постороннего источника и электроэнергии на привод механизмов собственных нужд в период от отключения турбогенератора от сети при останове энергоблока до полной стабилизации теплового состояния оборудования после достижения номинальной нагрузки.

1.2 Пусковые потери определяют по шести этапам пуска, в пределах которых их структура и уровень по составляющим не меняются:

этап 1 *"Простой блока"* – с момента отключения турбогенератора от сети при останове до начала подготовительных операций к пуску. Подготовительные операции начинаются в момент включения первого механизма собственных нужд (или первого потребителя пара от постороннего источника) для обеспечения вакуума в конденсаторе;

этап 2 *"Подготовка энергоблока к пуску"* – с момента начала подготовительных операций до розжига горелок котла;

этап 3 *"Растопка котла"* – с момента розжига горелок котла до подачи пара в турбину;

этап 4 *"Увеличение частоты вращения ротора турбины"* – с момента подачи пара в турбину до включения турбогенератора в сеть;

этап 5 *"Нагружение турбины"* – с момента включения турбогенератора в сеть до достижения номинальной нагрузки энергоблока;

этап 6 *"Стабилизация режима работы энергоблока"* – с момента достижения номинальной нагрузки энергоблока до полной стабилизации параметров пара, теплового состояния элементов энергоблока, КПД котла.

При последовательной растопке корпусов котла дубль-блока вводится этап *"Растопка 2-го корпуса котла"*.

1.3 При экспериментальном определении пусковых потерь в тоннах условного топлива (т усл.топл.) для каждого этапа пуска используют формулу

$$\Delta B_i^{\text{пуск}} = \Delta B_i^{\text{т}} + \Delta B_i^{\text{п}} + \Delta B_i^{\text{э}} - \Delta B_i^{\text{пол,э}} - \Delta B_i^{\text{пол,т}}, \qquad (1)$$

где $\Delta B_i^{\text{т}}$, $\Delta B_i^{\text{п}}$, $\Delta B_i^{\text{э}}$ – израсходованные на i-м этапе пуска топливо, пар от постороннего источника и электроэнергия на собственные нужды (в едином эквиваленте – условном топливе), т усл.топл.;

$\Delta B_i^{\text{пол,э}}$, $\Delta B_i^{\text{пол,т}}$ – топливо, эквивалентное полезной (отданной потребителю в процессе пуска) электрической энергии и тепла, т усл.топл.

Для этапов пуска до включения турбогенератора в сеть (1, 2, 3, 4) $\Delta B_i^{\text{пол,э}}$ и $\Delta B_i^{\text{пол,т}}$ равны нулю. Для этапов 5 и 6 $\Delta B_i^{\text{э}} = 0$, так как затраты электроэнергии на собственные нужды входят в величину $\Delta B_i^{\text{пол,э}}$. При пусках теплофикационных энергоблоков в конденсационном режиме, когда включение регулируемых отборов производят после окончания пуска, $\Delta B_i^{\text{пол,т}} = 0$.

Потери в целом за пуск энергоблока равны сумме потерь по всем этапам пуска.

Топливную составляющую пусковых потерь $\Delta B_i^{\text{т}}$ (т усл.топл.) определяют по формуле

$$\Delta B_i^{\text{т}} = \frac{G_i^{\text{н.т}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{29{,}3 \cdot 10^3}, \qquad (2)$$

где $G_i^{\text{н.т}}$ – количество сожженного на i-м этапе натурального топлива, т усл.топл.;

$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг;

$29{,}3 \cdot 10^3$ – низшая теплота сгорания условного топлива, кДж/кг.

При сжигании одновременно разных видов топлива топливная составляющая потерь равна сумме значений, рассчитанных по формуле (2), для каждого из этих топлив.

Потери пара, полученного от постороннего источника, $\Delta B_i^{\text{п}}$ (т усл.топл.) определяют по формуле

$$\Delta B_i^{\text{п}} = \frac{G_i^{\text{п}} \cdot (i_{\text{п}} - i_{\text{к}}) \xi_{\text{п}}}{\eta_{\text{к}}^{\text{н}} \cdot 29{,}3 \cdot 10^3} \qquad (3)$$

где $G_i^{\text{п}}$ – потребление пара от постороннего источника на i-м этапе, т;

$i_{\text{п}}$ и $i_{\text{к}}$ – энтальпии пара и конденсата после его использования, кДж/кг;

ξ – коэффициент ценности тепла пара от постороннего источника;

$\eta_{\text{к}}^{\text{н}}$ – КПД (нетто) котла, вырабатывающего потребляемый пар.

$\Delta B_i^{\text{п}}$ определяют для каждого источника стороннего пара с последующим суммированием в пределах этапа.

Потери электроэнергии, потребляемой на привод механизмов собственных нужд, $\Delta B_i^{\text{э}}$ (т усл.топл.) рассчитывают по формуле

$$\Delta B_i^{\text{э}} = \text{Э}_i^{\text{сн}} \cdot в_0^{\text{э}} \cdot 10^{-6}, \qquad (4)$$

где $\text{Э}_i^{\text{сн}}$ – затраты электроэнергии на собственные нужды на i-м этапе пуска, кВт·ч;

$в_0^{\text{э}}$ – среднемесячный удельный расход топлива энергоблока на отпущенный 1 кВт·ч электроэнергии, г/(кВт·ч).

Количество топлива $\Delta B_i^{\text{пол,э}}$ (т усл.топл.), необходимого для производства отпущенной при пуске электроэнергии со средней на i-м этапе электрической нагрузкой, но для стационарных условий работы, определяют по формуле

$$\Delta B_i^{\text{пол,э}} = \left(\frac{10^3}{60} \cdot N_i^{\text{ср}} \cdot \tau_i - \text{Э}_i^{\text{сн}} \right) \cdot в_i^{\text{э,н}} \cdot 10^{-6}, \qquad (5)$$

где $N_i^{\text{ср}}$ – средняя за i-й период электрическая нагрузка, МВт;

τ_i – длительность i-го периода пуска, мин;

$в_i^{\text{э,н}}$ – нормативный удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию при средней на i-м этапе электрической и тепловой нагрузках, г/(кВт·ч) (определяют по нормативам).

Числовые значения в формуле (5) – размерные коэффициенты.

Если в процессе пуска было отпущено от турбины тепло, то топливо $\Delta B_i^{\text{пол,т}}$ (т усл.топл.), эквивалентное количеству этого отпущенного тепла, определяют по формуле

$$\Delta B_i^{\text{пол,т}} = \frac{10^{-3}}{60} \cdot Q_i^{\text{ср}} \cdot \tau_i \cdot в_i^{\text{т,н}}, \qquad (6)$$

где $Q_i^{\text{ср}}$ – средняя на i-м этапе тепловая нагрузка, ГДж/ч;

$в_i^{\text{т,н}}$ – нормативный удельный расход условного топлива на отпущенное тепло, кг/ГДж.

В пусковые потери топлива включены только дополнительные затраты, связанные с нестабильностью параметров и теплового состояния оборудования.

Перерасходы топлива за счет сниженной по сравнению с номинальным режимом экономичностью производства электроэнергии в процессе нагружения на частичных нагрузках, а также за счет неоптимального (или неполного по внешним условиям) использования тепла пара теплофикационных отборов отдельно не выделяются. Эти перерасходы находят свое отражение в средних показателях энергоблока при анализе топливоиспользования ТЭЦ и отчетности о тепловой экономичности.

1.4 При расчетном определении пусковых потерь для каждого этапа пуска используют формулу

$$\Delta B_i^{\text{пуск}} = \sum_j \cdot \sum_{\ell=1}^{n} \cdot K_i^{j,\ell} \cdot \tau_i^{j,\ell}, \qquad (7)$$

где $K_i^{j,\ell}$ – коэффициент потерь условного топлива на i-м этапе по j-й составляющей (топливо, пар, электроэнергия) для потребителя ℓ, т/мин;

$\tau_i^{j,\ell}$ – продолжительность расходования условного топлива в пределах i-го этапа по j-й составляющей для потребителя ℓ, мин.

1.5 Для расчёта пусковых потерь используют планируемые (фактически реализованные) графики пуска энергоблоков из различных тепловых состояний с указанием в них показателей, предусмотренных пусковыми ведомостями, и коэффициенты потерь по всем составляющим.

1.6 Коэффициенты потерь условного топлива по каждой составляющей устанавливают на основе обобщения экспериментальных данных для разного типа энергооборудования и для пусков из различных тепловых состояний. При этом используют формулы (2)–(6) и фактические длительности отдельных этапов пуска. В настоящей Методике коэффициенты потерь по отдельным составляющим приняты по обобщенным данным для энергоблоков ТЭЦ и КЭС. Использование для обобщения данных по конденсационным блокам оправдано тем, что отечественные установки

КЭС и ТЭЦ комплектуются однотипным вспомогательным оборудованием, имеют принципиально одинаковые пусковые схемы и технологии пусков. Кроме того, они имеют одни и те же параметры пара.

1.7 Расчет отдельных составляющих потерь должен соответствовать требованиям по учету пусковых потерь при нормировании удельных расходов топлива на электростанциях и отчетности о тепловой экономичности. Затраты электроэнергии на собственные нужды и пара от постороннего источника необходимо разделить на части, относящиеся к котельной и турбинной установкам.

1.8 Настоящая Методика предусматривает расчет потерь при пусках теплофикационных энергоблоков различной мощности в зависимости от типов котлов, которыми они сегодня и в перспективе комплектуются (прямоточный, барабанный, однокорпусный, двухкорпусный), и вида сжигаемого топлива. Методика дает возможность рассчитать пусковые потери на дубль-блоках для пусков по моноблочной схеме, когда пусковые операции проводят одновременно на обоих корпусах котла, при пусках с последовательной растопкой корпусов, при пусках до половинной нагрузки на одном корпусе котла, а также отдельно для пуска одного корпуса котла с подключением его к работающей турбине. С учетом погрешности экспериментальных данных, использованных: при определении расчетных коэффициентов котлов, разброса обобщенных данных относительно средних значений и допущений, принятых при разработке настоящей Методики, погрешность расчетов по ней оценивается на уровне ±15 %.

2 РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ТОПЛИВА, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ПАРА ПО ЭТАПАМ ПУСКА

2.1 Потери условного топлива $\Delta B_1^{пуск}$ (т усл.топл.) при простое энергоблока (этап 1) определяют по формуле

$$\Delta B_1^{пуск} = K_1^э \cdot \tau_1 + K_1^п \cdot \tau_1^п \qquad (8)$$

где $K_1^э$ – коэффициент потерь, соответствующий затратам электроэнергии на привод механизмов собственных нужд, по технологии непрерывно работающих в период простоя, т усл.топл./мин;

$K_1^п$ – коэффициент потерь, соответствующий затратам пара на поддержание вакуума в конденсаторе, т усл.топл./мин;

τ_1 и $\tau_1^{п}$ – соответственно продолжительность этапа 1 и расхолования пара от постороннего источника, мин.

Если во время простоя включались отдельные механизмы собственных нужд для опробования или проведения ремонтов, то соответствующие затраты $\Delta B_i^{доп}$ (т усл.топл.) необходимо учитывать индивидуально по потребляемой мощности $\left(N_1^{\ell}\right)$ и длительности работы ℓ-го механизма $\left(\tau_1^{\ell}\right)$, мин,

$$\Delta B_i^{доп} = N_1^{\ell} \cdot в_o^{э} \cdot \tau_1^{\ell} \cdot \frac{10^{-3}}{60}. \qquad (9)$$

Коэффициенты потерь $K_1^{э}$ рассчитывают по формуле

$$K_1^{э} = A_i \cdot в_o^{э} \cdot 10^{-6}, \qquad (10)$$

где A_i – коэффициент, учитывающий мощность, потребляемую механизмами собственных нужд.

Значения коэффициентов A_1 и $K_1^{п}$ приведены в таблице А.1 приложения А. При определении составляющих потерь электроэнергии $Э_i^{сн}$ (кВт·ч) и пара $Q_i^{сн}$ (ГДж) в натуральном исчислении используют следующие уравнения, вытекающие из формул (3) и (4)

$$Э_i^{сн} = \frac{K_i^{э} \cdot \tau_i \cdot 10^6}{в_o^{э}}, \qquad (11)$$

$$Q_i^{сн} = K_i^{п} \cdot \tau_i^{п} \cdot 29{,}3. \qquad (12)$$

Все затраты электроэнергии и пара при простое энергоблока относят к турбинной установке, т.е.

$$Э_1^{сн} = Э_{т,пуск}^{сн}; \quad Q_1^{сн} = Q_{т,пуск}^{сн}.$$

2.2 Потери условного топлива $\Delta B_2^{пуск}$ (т усл.топл.) при подготовке энергоблока к пуску (этап 2) определяют по формуле

$$\Delta B_2^{пуск} = \left(K_2^{э} + K_2^{п}\right) \cdot \tau_2 + K_2^{п,д} \cdot \tau_2^{п,д} + K_2^{э,пэн} \cdot \tau_2^{э,пэн}, \qquad (13)$$

где $K_2^{э}$ и $K_2^{п}$ – коэффициенты потерь электроэнергии и пара на собственные нужды без учета затрат на привод питательного электронасоса (ПЭН) и деаэрации питательной воды, т/мин;

$K_2^{э,пэн}$ и $K_2^{п,д}$ – соответственно коэффициенты потерь на привод ПЭН и деаэрацию питательной воды, т/мин;

τ_2, $\tau_2^{э,пэн}$ и $\tau_2^{п,д}$ – соответственно продолжительность этапа 2, работы на этом этапе ПЭН и деаэрации питательной воды, мин.

Коэффициент потерь $K_i^{п,д}$ (т усл.топл./мин) зависит от расхода питательной воды $G_{пв}$ (т/ч) и ее температуры на выходе из деаэратора $t_д''$ (°С)

$$K_i^{п,д} = 2{,}5 \cdot 10^{-6} \cdot G_{пв} \cdot \left(t_д'' - 30\right) \tag{14}$$

Коэффициенты потерь на привод ПЭН $K_i^{э,пэн}$ (т усл.топл./мин) рассчитывают по обобщенным зависимостям:

для энергоблоков докритического давления

$$K_i^{э,пэн} = \left(33{,}3 + 0{,}08 \cdot G_{пв}\right) \cdot в_0^э \cdot 10^{-6}, \tag{15}$$

для энергоблоков с турбинами Т-250/300-240

$$K_i^{э,пэн} = \left(55{,}9 + 0{,}12 \cdot G_{пв}\right) \cdot в_0^э \cdot 10^{-6}. \tag{16}$$

Длительности $\tau_2^{п,д}$ и $\tau_2^{э,пэн}$ могут различаться, так как возможны затраты пара на деаэрацию до включения ПЭН при рециркуляции воды в деаэрационном контуре.

Коэффициент $K_2^э$ определяют по формуле (10).

Значения $K_2^п$ и A_2 приведены в таблице А.1 приложения А. Для данного периода пуска все затраты электроэнергии и пара на собственные нужды, кроме затрат на привод ПЭН и деаэрацию питательной воды, распределяют поровну между котельной и турбинной установками.

Затраты электроэнергии на привод ПЭН относят к котлу, а затраты пара на деаэрацию питательной воды – к турбине. Поэтому

$$\left.\begin{aligned} Э_{к,пуск}^{сн} &= \frac{\left(K_2^{э,пэн} \cdot \tau_2^{э,пэн} + 0{,}5 \cdot K_2^э \cdot \tau_2\right) \cdot 10^6}{в_0^э}, \\ Q_{к,пуск}^{сн} &= 0{,}5 \cdot К_2^п \cdot \tau_2 \cdot 29{,}3, \\ Э_{т,пуск}^{сн} &= \frac{0{,}5 \cdot K_2^э \cdot 10^6}{в_0^э}, \\ Q_{т,пуск}^{сн} &= \left(0{,}5 \cdot K_2^п \cdot \tau_2 + K_2^{п,д} \cdot \tau_2^{п,д}\right) \cdot 29{,}3. \end{aligned}\right\} \tag{17}$$

При пуске дубль-блока на одном корпусе котла при использовании формул (14)–(16) расход питательной воды учитывают только по растапливаемому корпусу.

2.3 Потери условного топлива $\Delta B_3^{\text{пуск}}$ (т усл.топл.) на растопку котла (этап 3) определяют по формуле

$$\Delta B_3^{\text{пуск}}\left(K_3^{\text{т}} + K_3^{\text{э}} + K_3^{\text{п}}\right)\cdot \tau_3 + K_3^{\text{п.д}}\cdot \tau_3^{\text{п.д}} + K_3^{\text{э.пэн}}\cdot \tau_3^{\text{э.пэн}}, \qquad (18)$$

где $K_3^{\text{т}}$ – коэффициент потерь по топливной составляющей на этапе 3 пуска, т/мин.

Коэффициенты потерь пара и электроэнергии приведены в таблице А.1, а коэффициенты потерь по топливной составляющей в зависимости от продолжительности простоя энергоблока – в таблице А.2 приложения А.

Значения $K_3^{\text{т}}$ для пуска дубль-блока с последовательной растопкой корпусов котла, а также при пуске до половинной нагрузки на одном корпусе котла без растопки второго корпуса даны в таблице А.3 приложения А.

Для энергоблоков с прямоточными котлами $\tau_3^{\text{э.пэн}} = \tau_3$, а $\tau_3^{\text{п.д}} \neq \tau_3$ только в том случае, если в процессе растопки отключается подача стороннего пара в деаэратор и деаэрация осуществляется собственным паром из растопочного расширителя.

Для энергоблоков с барабанными котлами затраты электроэнергии на привод ПЭН и пара на деаэрацию питательной воды учитывают с момента включения в постоянную работу ПЭН.

Разделение составляющих потерь электроэнергии и пара на собственные нужды по котлу и турбине такое же, как и для предыдущего периода – формула (17). Потери сожженного топлива относят к котлу

$$B_{\text{пуск}}^{\text{топл}} = K_3^{\text{т}}\cdot \tau_3. \qquad (19)$$

2.4 Потери условного топлива $\Delta B_4^{\text{пуск}}$ (т усл.топл.) на повышение частоты вращения ротора турбины (этап 4) рассчитывают по формуле (18). Необходимые для расчетов данные приведены в таблицах А.2 и А.3 приложения А.

Для определения составляющих потерь, относимых к котлу и турбине, используют зависимости (17) и (19).

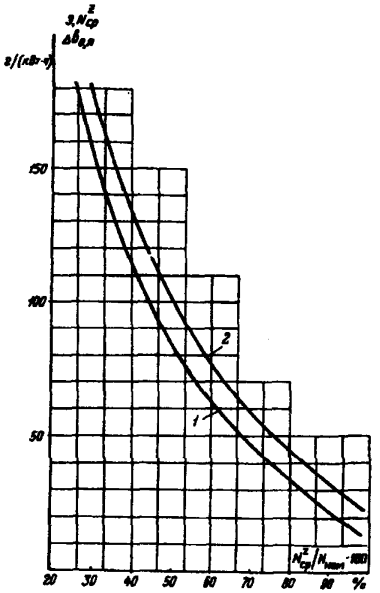
2.5 При пуске дубль-блоков с последовательной растопкой корпусов необходимо к величинам, определенным в пп. 2.3 и 2.4, прибавить потери топлива, связанные о растопкой второго корпуса котла до его подключения к турбине. Эти потери принимают по таблице А.4 приложения А.

2.6 Для обеспечения точности расчетов потерь при нагружении турбины (этап 5) весь этап нагружения следует делить на 4–5 подэтапов с примерно одинаковым диапазоном изменения нагрузки турбоагрегата. Среди границ подэтапов должны быть моменты начала подключения теплофикационного отбора (если такая операция проводится), а для пылеугольных энергоблоков – начала перевода котла на сжигание твердого топлива. Общие потери условного топлива $\Delta B_5^{\text{пуск}}$ (т усл.топл.) равны сумме потерь в каждом подэтапе

$$\Delta e_5^{\cdot\cdot\cdot

При пуске энергоблока с подключением теплофикационных отборов формулу (21) применяют до начала подключения теплофикационного отбора.

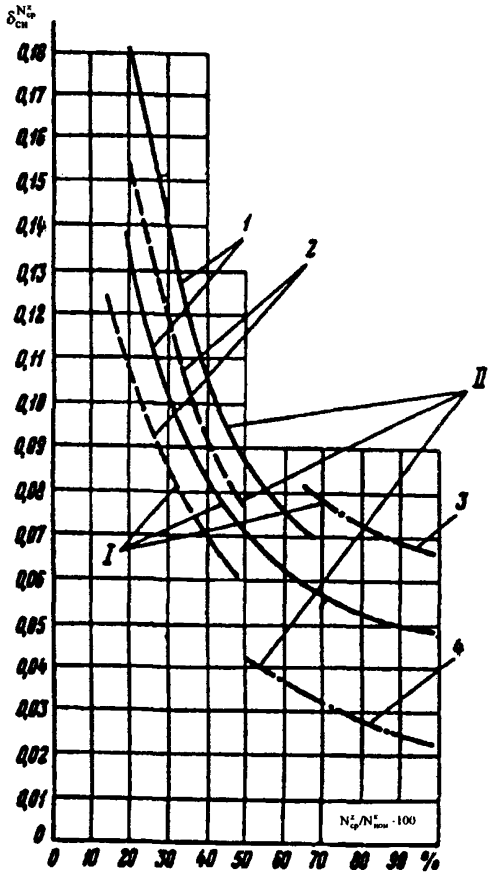
Обобщенная зависимость $\Delta в_{о,п}^{э,N_{ср}^{г}}$ от средней нагрузки приведена на рисунке 1. Кривую *2* используют при расчете потерь для подэтапов нагружения, когда сжигается твердое топливо. При нагружении пылеугольных энергоблоков на газе или мазуте для расчета потерь используют кривую *1*. Большие перерасходы топлива для пылеугольных энергоблоков связаны с дополнительными по сравнению с газомазутным котлом затратами на стабилизацию КПД пылеугольного котла.



1 – для энергоблока с газомазутным котлом; *2* – для энергоблока с пылеугольным котлом.

Рисунок 1 – Перерасход условного топлива при нагружении в пусковых нестационарных режимах

Доли затрат электроэнергии на собственные нужды в зависимости от средней нагрузки в конденсационном режиме нагружения представлены на рисунке 2.



I – для энергоблоков ДКД, II – для энергоблоков СКД; *1* – для моно- и дубль-блока в двухкорпусном режиме; *2* – для дубль-блока в однокорпусном режиме; *3* – для энергоблоков ДКД при работе двух питательных электронасосов; *4* – для энергоблоков СКД при работе питательного турбонасоса.

Рисунок 2 – Доля затрат электроэнергии на собственные нужды при пуске

Среднюю нагрузку на z-м подэтапе определяют по фактическому или планируемому графикам нагружения. При подключенных теплофикационных отборах фактическая электрическая нагрузка не является прямым показателем уровня форсировки энергоблока. Она меньше мощности чисто конденсационного режима на значение, обусловленное несрабатыванием теплового перепада от места отбора до конденсатора турбины всем потоком пара, поступавшим в отбор. В этом случае использование зависимости по фактической электрической мощности (см. рисунок 1) невозможно. Вместе с тем перерасход топлива за счет нестационарных пусковых режимов на z-м подэтапе нагружения не зависит от характера электрической и уровня тепловой нагрузок, что и отражает расчет. Для использования зависимости, приведенной на рисунке 1, необходимо определить условную конденсационную нагрузку по фактическому расходу питательной воды, т.е. по параметру, который фиксируется в пусковых графиках. Тогда для подэтапов нагружения с включенными теплофикационными отборами используют формулу (21), в которой вместо $N^{z}_{ср}$ принимают скорректированную под конденсационный режим нагрузку $N^{z}_{кор}$

$$N^{z}_{кор} = 0{,}9\frac{G^{z}_{пв}}{G^{ном}_{пв}} N^{к}_{ном}, \qquad (22)$$

где $G^{z}_{пв}$ и $G^{ном}_{пв}$ – средние на z-м подэтапе и в номинальном режиме расходы питательной воды на котел, т/ч;

$N^{к}_{ном}$ – номинальная мощность энергоблока в конденсационном режиме его работы, МВт.

Значения $в^{э,N^{z}_{кор}}_{0,п}$ и $\delta^{N^{z}_{кор}}_{сн}$ (см. рисунки 1, 2) определяют по скорректированной нагрузке $N^{z}_{кор}$. Перерасходы топлива в период нагружения разделяют на две составляющие, относимые к котлу и турбине.

Топливо в условном исчислении $B^{топл}_{пуск}$ (т усл.топл.), относимое к котлу, определяют по формулам:

для газомазутных (г-м) энергоблоков

$$B^{топл}_{пуск} = 0{,}5 \cdot K^{z(г-м)}_{5} \cdot \tau^{z}_{5}, \qquad (23)$$

для пылеугольных (п-у) энергоблоков

$$B_{\text{пуск}}^{\text{топл}} = \left[K_5^{z(\text{п-у})} - 0{,}5 \cdot K_5^{z(\text{г-м})}\right] \cdot \tau_5^z. \qquad (24)$$

Перерасходы топлива при нагружении $\Delta Q_{\text{э,пуск}}$ (ГДж), обусловливающие дополнительный расход тепла на производство электроэнергии и относимые к турбинной установке, независимо от типа котла равны

$$\Delta Q_{\text{э,пуск}}^z = 14{,}66 \cdot K_5^{z(\text{г-м})} \cdot \tau_5^z. \qquad (25)$$

2.7 Потери условного топлива $\Delta B_6^{\text{пуск}}$ (т усл.топл.) на стабилизацию режима работы энергоблока после окончания нагружения (этап 6) определяют по формуле

$$\Delta B_6^{\text{пуск}} = K_6^{\text{нест}} \cdot \tau_6, \qquad (26)$$

где $K_6^{\text{нест}}$ – коэффициент потерь условного топлива из-за нестационарности теплового состояния энергоблока и КПД котла, т/мин,

$$K_6^{\text{нест}} = \frac{1}{2} \cdot \Delta b_{\text{о,п}}^{\text{э},N_{\text{кон}}^{\text{к}}} \cdot \frac{N_{\text{кон}}^{\text{к}}}{60} \cdot \left(1 - \delta_{\text{сн}}^{N_{\text{кон}}^{\text{к}}}\right) \cdot 10^{-3}, \qquad (27)$$

τ_6 – продолжительность периода стабилизации режима работы энергоблока (по опыту – 420 мин), мин.

Формула (27) содержит те же величины, что и (21), но относительно не средней нагрузки $\left(N_{\text{ср}}^z\right)$, а конечной – после окончания пуска, приведенной к конденсационному режиму – $N_{\text{кон}}^{\text{к}}$, МВт.

При нагружении энергоблока в конденсационном режиме без подключения теплофикационных отборов, а также при включении отборов непосредственно на этапе 6 пуска $N_{\text{кон}}^{\text{к}}$ принимают по фактическому значению после окончания этапа 5. При нагружении энергоблока в теплофикационном режиме для определения $N_{\text{кон}}^{\text{к}}$ используют зависимость (22). Необходимые для расчета данные принимают по рисункам 1 и 2.

Значения перерасходов топлива $\Delta Q_{\text{э,пуск}}^6$, относимые к котлу и турбинной установке, определяют соответственно по формулам (23) – (25).

2.8 Форма и пример расчета потерь при пуске теплофикационного энергоблока приведены в приложении Б.

Приложение А
(справочное)

Таблица А.1 – **Коэффициенты потерь пара от постороннего источника ($K^{п}$, т усл.топл./мин) и расход электроэнергии на собственные нужды (A, кВт·ч/мин)**

Коэффициент	Теплофикационный энергоблок с турбиной						
	ПТ-60 (65)/80	ПТ-80/ 100	Т-110/ 120	Т-180/ 210	Т-185/ 220	Т-250/ 300	ПТ-140/ 165
A_1	2,6	3,1	3,4	4,5	5,1	6,5	5,1
$K_1^{п}$	$7{,}1\cdot10^{-3}$	$8{,}4\cdot10^{-3}$	$8{,}9\cdot10^{-3}$	$11{,}9\cdot10^{-3}$	$13{,}5\cdot10^{-3}$	$17\cdot10^{-3}$	$13{,}5\cdot10^{-3}$
A_2	15,8	18,6	19,8	26,5	30,1	77,0	30,1
$K_2^{п}$	$10{,}6\cdot10^{-3}$	$12{,}4\cdot10^{-3}$	$13{,}2\cdot10^{-3}$	$17{,}7\cdot10^{-3}$	$20{,}1\cdot10^{-3}$	$20\cdot10^{-3}$	$20{,}1\cdot10^{-3}$
A_3	33,7	39,6	42,1	56,5	64,1	110,0	64,1
$K_3^{п}$	$13{,}7\cdot10^{-3}$	$16{,}1\cdot10^{-3}$	$17{,}2\cdot10^{-3}$	$23{,}0\cdot10^{-3}$	$26{,}1\cdot10^{-3}$	$34{,}0\cdot10^{-3}$	$26{,}1\cdot10^{-3}$
A_4	33,7	39,6	42,1	56,5	64,1	110,0	64,1
$K_4^{п}$	$13{,}7\cdot10^{-3}$	$16{,}1\cdot10^{-3}$	$17{,}2\cdot10^{-3}$	$23{,}0\cdot10^{-3}$	$26{,}1\cdot10^{-3}$	$34{,}0\cdot10^{-3}$	$26{,}1\cdot10^{-3}$

Таблица А.2 – **Коэффициенты потерь по топливной составляющей ($K_i^{т}$ т усл.топл./мин) для пусков моно- и дубль-блоков с параллельной растопкой корпусов котла**

	Энергоблок	Этап пуска	Продолжительность простоя, ч		
			6–10	15–20	более 30
1	Моноблок с турбиной ПТ-60(65)/80-130	3	0,163	0,121	0,073
		4	0,203	0,156	0,091
2	Моно- и дубль-блок с турбиной ПТ-80/100-130	3	0,192	0,142	0,086
		4	0,238	0,184	0,107
3	Моноблок с турбиной Т-110/120-130	3	0,204	0,151	0,091
		4	0,254	0,195	0,114
4	Моноблок с турбиной Т-180/210-130	3	0,273	0,200	0,122
		4	0,34	0,262	0,153
5	Моно- и дубль-блок с турбиной Т-185/220-130	3	0,30	0,22	0,138
		4	0,385	0,29	0,173
6	Моно- и дубль-блок с турбиной ПТ-140/165-130	3	0,3	0,22	0,138
		4	0,385	0,29	0,173
7	Моно- и дубль-блок с турбиной Т-250/300-240	3	0,37	0,204	0,18
		4	0,5	0,27	0,225

Таблица А.3 – **Коэффициенты потерь по топливной составляющей ($K_i^т$, т усл.топл./мин) при пуске дубль-блоков с последовательной растопкой корпусов и для пусков на одном корпусе котла до половинной нагрузки**

	Энергоблок	Этап пуска	Продолжительность простоя, ч		
			6–10	15–20	более 30
1	Дубль-блок с турбиной ПТ-80/100-130	3	0,115	0,090	0,086
		4	0,143	0,110	0,107
2	Дубль-блок с турбиной Т-185/220-130	3	0,186	0,146	0,139
		4	0,230	0,178	0,173
3	Дубль-блок с турбиной ПТ-140/165-130	3	0,186	0,146	0,139
		4	0,230	0,178	0,173
4	Дубль-блок с турбиной Т-250-240	3	0,241	0,184	0,176
		4	0,38	0,228	0,220

Таблица А.4 – **Потери условного топлива (т усл.топл.) на растопку второго корпуса котла дубль-блока при последовательном пуске корпусов**

	Энергоблок	Продолжительность простоя, ч		
		6–10	15–20	более 30
1	Дубль-блок с турбиной ПТ-80/100-130	14,6	19,6	21,8
2	Дубль-блок с турбиной Т-185/220-130	23,7	31,7	35,2
3	Дубль-блок с турбиной ПТ-140/165-130	23,7	31,7	35,2
4	Дубль-блок с турбиной Т-250-240	32,3	43,3	48,0

Приложение Б
(рекомендуемое)

ПРИМЕР РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ТОПЛИВА, ПАРА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ПУСКЕ ТЕПЛОФИКАЦИОННОГО ЭНЕРГОБЛОКА

Приведен расчет потерь топлива при пуске моноблока с турбиной Т-180/210-130 и газомазутным барабанным котлом после простоя продолжительностью 55 ч. Пуск в конденсационном режиме. В основу расчета положены условия, принятые при разработке Норм пусковых потерь теплофикационных энергоблоков.

Таблица Б.1

№ п/п	Параметр	Единица измерения	Значение	Способ определения, расчетная формула
1	2	3	4	5
1	$K_1^э$	т усл.топл./мин	0,00135	Формула (10), A_1=4,5 (таблица А.1), $в_o^э$ =300 г/кВт·ч
2	$\tau_1' = \tau_1^э$	мин	3300	Исходные условия
3	$\tau_1^п$	мин	60	Исходные условия
4	$K_1^п$	т усл.топл./мин	0,0119	Таблица А.1
5	$\Delta B_1^{пуск}$	т усл.топл.	5,1	Формула (8)
6	$K_2^э$	т усл.топл./мин	0,008	Формула (10), A_2=26,5 (таблица А.1)
7	$K_2^п$	т усл.топл./мин	0,0177	Таблица А.1
8	τ_2	мин	30	По графику пуска
9	$\Delta B_2^{пуск}$	т усл.топл.	0,75	Формула (13)
10	$K_3^т$	т усл.топл./мин	0,122	Таблица А.2
11	$K_{3(4)}^п$	т усл.топл./мин	0,023	Таблица А.1
12	$K_{3(4)}^э$	т усл.топл./мин	0,0169	Формула (10), $A_{3(4)}$=56,5 (таблица А.1)
13	$K_4^т$	т усл.топл./мин	0,153	Таблица А.2
14	τ_3	мин	140	По графику пуска
15	τ_4	мин	30	То же
16	$\Delta B_3^{пуск}$	т усл.топл.	22,7	Формула (18)

Окончание таблицы Б. 1

1	2	3	4	5
17	$\Delta B_4^{\text{пуск}}$	т усл.топл.	5,8	Формула (18)
18	$Э_к^{\text{сн}}$	МВт·ч	5,2	$0{,}5 \cdot \left(K_2^э \tau_2 + K_3^э \tau_3 + K_4^э \tau_4\right) \cdot 10^3 / в_о^э$
19	$Q_к^{\text{сн}}$	ГДж	64,9	$0{,}5 \cdot \left(K_2^п \tau_2 + K_3^п \tau_3 + K_4^п \tau_4\right) \cdot 29{,}3$
20	$Э_т^{\text{сн}}$	МВт·ч	19,9	$0{,}5 \cdot \left(2K_1^э \tau_1 \;\; K_2^э \tau_2 + K_3^э \tau_3 + K_4^э \tau_4\right) \cdot 10^3 / в_о^э$
21	$Q_т^{\text{сн}}$	ГДж	85,4	$0{,}5 \cdot \left(2K_1^п \tau_1 \;\; K_2^п \tau_2 + K_3^п \tau_3 + K_4^п \tau_4\right) \cdot 29{,}3$
22	τ_5	мин	190	По графику пуска
23	$N_{ср}^5$	МВт	105	То же
24	$\Delta в_{о,п}^{э,\, N_{ср}^5}$	Г/кВт·ч	85	Рисунок 1
25	$\delta_{сн}^{N_{ср}^5}$	–	0,07	Рисунок 2
26	K_5	т усл.топл./мин	0,131	Формула (21)
27	$\Delta B_5^{\text{пуск}}$	т усл.топл.	24,9	Формула (20)
28	τ_6	мин	420	По обобщенным данным
29	$N_{кон}^к$	МВт	210	По графику пуска
30	$\delta_{сн}^{N_{кон}^к}$	–	0,05	Рисунок 2
31	$\Delta в_{о,п}^{э,\, N_{кон}^к}$	г/кВт·ч	11	Рисунок 1
32	$K_6^{\text{нест}}$	т усл.топл./мин	0,0183	Формула (27)
33	$\Delta B_6^{\text{пуск}}$	т усл.топл.	7,7	Формула (26)
34	$B_к^{\text{пуск}}$	т усл.топл.	38,0	$K_3^т \tau_3 + K_4^т \tau_4 + 0{,}5 \cdot \left(K_5 \tau_5 + K_6^{\text{нест}} \tau_6\right)$
35	$Q_{э,\text{пуск}}$	ГДж	47,8	$14{,}66 \cdot \left(K_5 \tau_5 + K_6^{\text{нест}} \tau_6\right)$
36	$\Delta B^{\text{пуск}}$	т усл.топл.	66,95	п.5 + п.9 + п.16 + п.17 + п.27 + п.33

СОДЕРЖАНИЕ

СО 34.09.111–2001 (РД 153-34.1-09.111–2001)
Методика расчета потерь топлива, электроэнергии и пара при пусках теплофикационных энергоблоков мощностью 60–250 МВт тепловых электростанций 1

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ 4

2 РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ТОПЛИВА, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ПАРА ПО ЭТАПАМ ПУСКА 8

ПРИЛОЖЕНИЕ А (справочное) 17

ПРИЛОЖЕНИЕ Б (рекомендуемое) 19

СО 34.09.112–2001 (РД 153-34.1-09.112–2001)
Нормы потерь топлива, электроэнергии и пара при пусках теплофикационных энергоблоков мощностью 60–250 МВт тепловых электростанций 21

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ 24

2 НОРМЫ ПОТЕРЬ УСЛОВНОГО ТОПЛИВА ПО ЭТАПАМ ПУСКА ЭНЕРГОБЛОКОВ 27

3 НОРМЫ ПОТЕРЬ ТОПЛИВА, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ПАРА ПРИ ПУСКАХ ЭНЕРГОБЛОКОВ В УСЛОВНОМ И НАТУРАЛЬНОМ ИСЧИСЛЕНИИ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К КОТЛУ И ТУРБИНЕ 31

4 ДЛИТЕЛЬНОСТИ ЭТАПОВ ПУСКА, ПРИНЯТЫЕ ПРИ РАСЧЕТЕ НОРМ 35



Редактор *И.К Соколова*
Технический редактор *И.Р. Шанто*
Корректор *Н.Н. Клюева*
Компьютерная верстка *М.Г. Кочелаева*

Подписано в печать 08.07.03. Печать офсетная.
Формат 60×90 1/16. Печ. л. 2,5. Тираж 300 экз.
Заказ № 88.

ПМБ ВТИ. 115280, Москва, ул. Автозаводская, 14/23

gost.e-ecolog.ru