РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ
ДЛЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ
И КОТЕЛЬНЫХ

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ТОПЛИВА, ПАРА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ПУСКАХ ПОСЛЕ ОСТАНОВОВ С РАСХОЛАЖИВАНИЕМ ТУРБИНЫ И ПОСЛЕ РЕМОНТОВ ЭНЕРГОБЛОКОВ СКД КЭС

РД 34.09.116–96

Москва 1997

gost.e-ecolog.ru

РАЗРАБОТАН Всероссийским дважды ордена Трудового Красного Знамени теплотехническим научно-исследовательским институтом (ВТИ)

ИСПОЛНИТЕЛЬ *Н.В.Иванов*

УТВЕРЖДЕН Департаментом науки и техники РАО "ЕЭС России" 27 сентября 1996 г.

Начальник *А.П.Берсенев*

СОГЛАСОВАН Отделом топливоиспользования Департамента эксплуатации энергосистем и электростанций РАО "ЕЭС России" 12 сентября 1996 г.

Начальник *В.Ф.Калинов*

Ключевые слова: энергетика, тепловые электростанции, нормы, расчет, пуск энергоблоков, расхолаживание турбины, плановый ремонт, потери

© ВТИ, 1997

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ТОПЛИВА, ПАРА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ПУСКАХ ПОСЛЕ ОСТАНОВОВ С РАСХОЛАЖИВАНИЕМ ТУРБИНЫ И ПОСЛЕ РЕМОНТОВ ЭНЕРГОБЛОКОВ СКД КЭС

РД 34.09.116–96

Введен впервые

Срок действия установлен
с 1997–07–01
до 2007–07–01

Настоящий руководящий документ распространяется на энергоблоки мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт конденсационных тепловых электростанций и устанавливает правила расчета нормативных или фактических потерь топлива, пара и электроэнергии при пусках после остановов с расхолаживанием турбины под нагрузкой и после ремонтов по планируемым или фактическим графикам пусков и расхолаживаний с учетом технологических особенностей пусков.

Настоящий руководящий документ обязателен для применения при расчете норм потерь, анализе экономичности пусков для определения оптимальности их технологии, а также при оценке эффективности мероприятий, сокращающих длительность пусков.

Издание официальное

Настоящий отраслевой руководящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения РАО "ЕЭС России" или ВТИ

Положения настоящего отраслевого нормативного документа обязательны для применения расположенными на территории Российской Федерации предприятиями и объединениями предприятий, имеющими в своем составе (структуре) тепловые электростанции и котельные, независимо от форм собственности и подчинения.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 *Термин* "пусковые потери" обозначает непроизводительные затраты топлива, пара от постороннего источника и электроэнергии на привод механизмов собственных нужд до включения турбогенератора в сеть в период пуска, перерасходы топлива в нестационарных режимах нагружения турбины, при стабилизации теплового состояния энергоблока и расхолаживании турбины под нагрузкой при останове энергоблока.

1.2 *Потери* при пусках после остановов с расхолаживанием турбины определяют как сумму потерь при пуске из холодного состояния, рассчитываемых в соответствии с РД 34.09.156–94 "Методика расчета потерь топлива, электроэнергии и пара при пусках энергоблоков мощностью 160–1200 МВт тепловых электростанций", и потерь в режиме расхолаживания. Последние включают величины, не отраженные в действующей системе анализа эффективности топливоиспользования и нормирования технико-экономических показателей, и связаны:

а) с *пониженными параметрами пара в процессе расхолаживания*;

б) со снижением КПД котла при его работе на растопочной нагрузке на конечном этапе расхолаживания;

в) с затратами пара от постороннего источника на обогрев фланцев и шпилек цилиндров высокого и среднего давлений;

г) со сбросом пара в конденсатор помимо турбины для поддержания электрической нагрузки ниже значения, определенного техминимумом котла на конечной стадии расхолаживания.

1.3 *Потери* при пусках после ремонтов определяют суммой потерь в периоды нагружения турбины и стабилизации теплового состояния, определяемых по РД 34.09.156–94, и потерь в процессе технологических операций, предусмотренных при выводе энергоблока из ремонта в период до включения турбогенератора в сеть. Последние связаны с проведением следующих операций:

№ 1 — опрессовка и гидравлические испытания котла;

№ 2 — холодная отмывка котла;

№ 3 — горячая отмывка котла;

№ 4 — подъем параметров, проверка и настройка предохранительных клапанов;

№ 5 — изолирование турбины, сушка изоляции, балансировка роторов и замер вибраций;

№ 6 — определение характеристик регулирования и электрические испытания энергоблока.

В длительность указанных операций включается время выхода энергоблока на требуемые параметры и собственно время проведения этих операций.

1.4 *При определении* потерь ΔB_i, т усл.топл., экспериментальным путем в режимах расхолаживания и для каждого этапа пуска измеряют величины, входящие в формулу:

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

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

$\Delta B_i^{пол}$ — топливо, эквивалентное полезной (отданной в сеть в процессе расхолаживания, нагружения и стабилизации при пуске) электроэнергии, т усл.топл.

Для этапов пуска без включенного в сеть турбогенератора значение $\Delta B_i^{пол}$ равно нулю. Для режимов расхолаживания, нагружения и стабилизации при пуске $\Delta B_i^{э} = 0$, так как затраты электроэнергии на собственные нужды входят в величину $\Delta B_i^{пол}$.

Потери в целом за пуск или расхолаживание равны сумме потерь на всех этапах пуска или расхолаживания.

Топливную составляющую потерь $\Delta B_i^{т}$, т усл.топл., определяют по формуле:

$$\Delta B_i^{т} = \frac{G_i^{н\,т} Q_н^{г} \cdot 10^{-3}}{Q_у^{г}} , \qquad (2)$$

где $G_i^{н\,т}$ — количество сожженного на i-м этапе натурального топлива, т;

$Q_н^{г}$ — низшая теплота сгорания натурального топлива, КДж/кг;

$Q_у^{г}$ — низшая теплота сгорания условного топлива, равная $29{,}3 \cdot 10^3$ КДж/кг.

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

$$\Delta B_i^{\text{п}} = \frac{G_i^{\text{п}}(i_{\text{п}} - i_{\text{к}})\xi_{\text{п}}}{\eta_{\text{к}}^{\text{н}} Q_{\text{у}}^{\text{г}}}, \qquad (3)$$

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;

$\xi_{\text{п}}$ — коэффициент ценности тепла стороннего пара;

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

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

$$\Delta B_i^{\text{э}} = \Theta_i^{\text{с н}}\, b_0^{\text{э}} \cdot 10^{-6}, \qquad (4)$$

где $\Theta_i^{\text{с н}}$ — затраты электроэнергии на собственные нужды на i-м этапе, кВт·ч;

$b_0^{\text{э}}$ — среднемесячный удельный расход условного топлива энергоблока на 1 кВт·ч отпущенной электроэнергии, г/кВт·ч.

Количество топлива, необходимого для производства электроэнергии, отпущенной при расхолаживании и пуске на i-м этапе, но для станционарных условий работы при номинальных параметрах $\Delta B_i^{\text{пол}}$, т усл.топл., определяют по формуле

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

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

τ_i — длительность i-го периода расхолаживания или пуска, мин;

$b_i^{\text{э,н}}$ — удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию при средней на i-м этапе электрической нагрузке, г/кВт·ч (определяется по нормативам).

При определении потерь в режиме расхолаживания весь период расхолаживания разделяют на этапы с изменением одного из параметров (давления, температуры свежего пара, температуры пара промежуточного перегрева, электрической мощности) от одного статического уровня до другого.

1.5 *При расчетном* определении потерь для каждого этапа расхолаживания или пуска применяют формулу

$$\Delta B_l = \sum_{j=1}^{3} \sum_{i=1}^{n} K_i^{j,l} \tau_i^{j,l}, \qquad (6)$$

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

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

Для расчетов используют планируемые или фактически реализуемые графики пуска или расхолаживания и коэффициенты потерь всех составляющих. Коэффициенты потерь условного топлива для каждой составляющей устанавливают на основе экспериментальных данных для энергооборудования разного типа с помощью формул (2)–(5) и фактической длительности отдельных этапов пуска. В настоящей методике коэффициенты потерь для отдельных составляющих приняты по обобщенным для энергоблоков мощностью 300–1200 МВт данным, приведенным в РД 34.09.156–94, и уточнены в соответствии с технологическими особенностями пусков после ремонтов.

1.6 *Расчет* отдельных составляющих потерь должен соответствовать требованиям, предъявляемым к учету пусковых потерь при нормировании удельного расхода топлива на электростанциях и отчетности о тепловой экономичности. Составляющие потерь разделяют на части, которые условно относят к котельной и турбинной установкам, и выражают в натуральном исчислении: т усл. топл., ГДж, кВт·ч.

1.7 *Настоящая* методика дает возможность рассчитать потери для пусков дубль-блоков после остановов с расхолаживанием турбины и ремонтов по моноблочной схеме (когда пусковые операции проводят одновременно на обоих корпусах котла) и при пусках с последовательной растопкой корпусов.

С учетом погрешности определения расчетных коэффициентов потерь, разброса обобщенных данных относительно средних значений и допущений, принятых при разработке методики, погрешность расчетов в ней оценивается в ±15 %.

2 РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ТОПЛИВА, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ПАРА

2.1 Расчет потерь при пусках после остановов с расхолаживанием турбины

2.1.1 Потери условного топлива $\Delta B_l^{\text{пар}}$, т усл. топл., на каждом этапе расхолаживания за счет отклонения параметров пара от номинальных значений определяют по формуле

$$\Delta B_i^{пар} = b_i^{э н}\left(N_i^{ср} - N_i^{с н} - N_i^{ПЭН}\right)\left(\alpha \; Q_j\right)\tau_i \frac{10}{60} \; . \qquad (7)$$

где $N_i^{ср}$, $N_i^{с н}$ и $N_i^{ПЭН}$ — средние мощности на клеммах генератора, механизмов собственных нужд на i-м этапе без учета затрат на привод питательного электронасоса (ПЭН) и мощность, потребляемая ПЭНом (блоки 300 МВт), соответственно, МВт;

αQ_j — поправки к расходу тепла на отклонение давления (αQ_1), температуры свежего пара (αQ_2) и температуры пара промежуточного перегрева (αQ_3) от номинальных значений, %;

τ_i — длительность i-го этапа, мин.

Цифровые значения в формуле (7) — размерные коэффициенты

$$\left.\begin{aligned} \alpha Q_1 &= K_{p_0} \Delta p_0 \; 10; \\ \alpha Q_2 &= K_{t_0} \Delta t_0, \\ \alpha Q_3 &= K_{t_{п п}} \Delta t_{п п}, \\ \alpha Q_j &= \alpha Q_1 + \alpha Q_2 + \alpha Q_3, \end{aligned}\right\} \qquad (8)$$

где K_p , K_{t_0}, $K_{t_{п п}}$ — поправки на единицу отклонения от номинальных значений давления, температуры свежего пара и пара промежуточного перегрева соответственно %;

Δp_0, Δt_0 и $\Delta t_{п п}$ — средние на i-ом этапе отклонения от номинального значения давления свежего пара, МПа, температуры свежего пара и пара промежуточного перегрева, °С

В соответствии с "Инструкцией по составлению технического отчета о тепловой экономичности работы электростанций" для энергоблоков СКД КЭС

$K_{p_0} = \pm 0{,}03$ %; $K_{t_0} = \pm 0{,}03$ %; $K_{t_{п п}} = \pm 0{.}025$ %.

Значения $b_i^{э н}$, $N_i^{с н}$ и $N_i^{ПЭН}$ определяют по нормативным характеристикам, $N_i^{ср}$ и τ_i — по реализуемому или планируемому графикам расхолаживания

На этапах расхолаживания, где заданные значения давления свежего пара и нагрузки на турбине поддерживаются с помощью сброса пара че-

рез быстродействующую редукционно-охладительную установку (БРОУ) в конденсатор, формула (7) трансформируется в формулу

$$\Delta B_i^{\text{пар}} = \frac{1}{60}\Delta B_{N_i^{\text{ср}}}\left(\alpha\, Q_j\right) 10^{-2}\tau_i, \qquad (9)$$

где $\Delta B_{N_i^{\text{ср}}}$ — расход топлива, обеспечивающий среднюю нагрузку на i-м этапе, т усл. топл./ч,

$$\Delta B_{N_i^{\text{ср}}} = \left(N_{\text{мин}}^{\text{т}} - N_{\text{мин}}^{\text{с н}} - N_{\text{мин}}^{\text{ПЭН}}\right) b_i^{\text{э},N_{\text{мин}}^{\text{т}}} \cdot 10^{-3}\left[\frac{N_i^{\text{ср}}\left(1+\alpha Q_j\ 10^{-2}\right)}{N_{\text{мин}}^{\text{т}}}\right], \qquad (10)$$

где $N_{\text{мин}}^{\text{т}}$ — нагрузка энергоблока, соответствующая техминимуму котла (30 % для моноблоков и 15 % для дубль-блоков), МВт;

$N_{\text{мин}}^{\text{с н}}$ и $N_{\text{мин}}^{\text{ПЭН}}$ — мощность агрегатов собственных нужд и потребляемая ПЭНом при $N_{\text{мин}}^{\text{т}}$ МВт;

$b_i^{\text{э},N_{\text{мин}}^{\text{т}}}$ — нормативный удельный расход топлива при $N_{\text{мин}}^{\text{т}}$, г/кВт·ч.

2.1.2 Потери условного топлива $\Delta B_i^{\text{БРОУ}}$, т усл. топл., связанные со сбросом пара через БРОУ на конечных этапах расхолаживания, определяют по формуле

$$\Delta B_i^{\text{БРОУ}} = \left(N_{\text{мин}}^{\text{т}} - N_{\text{мин}}^{\text{с н}} - N_{\text{мин}}^{\text{ПЭН}}\right) b_i^{\text{э},N_{\text{мин}}^{\text{т}}} \frac{10^{-3}}{60}\left[1 - \frac{N_i^{\text{ср}}\left(1+\alpha Q_j \cdot 10^{-2}\right)}{N_{\text{мин}}^{\text{т}}}\right]\tau_i. \qquad (11)$$

2.1.3 Потери условного топлива $\Delta B_i^{\text{обогр}}$, т усл. топл., связанные с подачей пара на обогрев фланцев и шпилек ЦВД и ЦСД турбины, определяют по формуле

$$\Delta B_i^{\text{обогр}} = \frac{N_i^{\text{ср}}}{N_{\text{ном}}^{\text{т}}}\left(\Delta W_{\text{ЦСД}} \cdot \tau_i^{\text{ЦСД}} + \Delta W_{\text{ЦВД}} \cdot \tau_i^{\text{ЦВД}}\right) b_i^{\text{э,н}} \frac{10^{-3}}{60}, \qquad (12)$$

где $N_{\text{ном}}^{\text{т}}$ — номинальная мощность энергоблока, МВт;

$\Delta W_{\text{ЦСД}}$ и $\Delta W_{\text{ЦВД}}$ — снижение мощности турбины при включении обогрева фланцев и шпилек ЦСД и ЦВД при номинальной нагрузке соответственно, МВт (приведено в таблице А.1 приложения А);

$\tau_i^{ЦСД}$ и $\tau_i^{ЦВД}$ — длительность подачи пара на обогрев шпилек и фланцев ЦСД и ЦВД турбины на i-м этапе расхолаживания соответственно, мин.

При $N_i^{ср} < N_{мин}^{т}$ принимаем $b_i^{э,н} = b_i^{э,N_{мин}^{т}}$.

2.1.4 Потери условного топлива $\Delta B_i^{КПД}$, т усл. топл., связанные со снижением КПД котла при его работе на растопочной минимальной нагрузке, на конечных этапах расхолаживания определяют по формуле

$$\Delta B_i^{КПД} = \left(N_{мин}^{т} - N_{мин}^{с.н} - N_{мин}^{ПЭН}\right) b_i^{э,N_{мин}^{т}} \frac{\Delta\eta_к^{бр}}{\eta_к^{бр}} \tau_i \frac{10^{-3}}{60}, \qquad (13)$$

где $\Delta\eta_к^{бр}$ — снижение КПД котла (брутто) на растопочной нагрузке (принимается равным 5 %);

$\eta_к^{бр}$ — КПД котла (брутто), определенный по нормативной характеристике, %.

2.1.5 Для энергоблоков 300 МВт отдельно нормируются затраты электроэнергии на привод ПЭНа $Э_i^{ПЭН}$, МВт·ч, которые определяют по формуле

$$Э_i^{ПЭН} = N_i^{ПЭН} \cdot \frac{\tau_i}{60}. \qquad (14)$$

При $N_i^{ср} < N_{мин}^{т}$ принимаем $N_i^{ПЭН} = N_{мин}^{ПЭН}$.

2.1.6 Для приведения в соответствие потерь с действующей системой нормирования технико-экономических показателей их разделяют на составляющие, условно отнесенные к котлу и турбине. Затраты электроэнергии на привод ПЭН включают в затраты электроэнергии на собственные нужды, условно отнесенные к котлу $Э_{к,пуск}^{с.н}$, МВт·ч, т.е.

$$Э_i^{ПЭН} = Э_{к,пуск}^{с.н}. \qquad (15)$$

Потери условного топлива, связанные со сбросом пара через БРОУ и со снижением КПД котла, относят к затратам топлива на котел ($B_{пуск}^{топл}$, т усл. топл.)

$$\Delta B_i^{БРОУ} + \Delta B_i^{КПД} = B_{пуск}^{топл.} \qquad (16)$$

Потери условного топлива, связанные с пониженными параметрами пара и обогревом фланцев и шпилек ЦСД и ЦВД турбины, формируют дополнительные затраты тепла на турбину $\Delta Q_{э,\ пуск}$, ГДж, т.е.

$$\left(\Delta B_i^{пар} + \Delta B_i^{обогр}\right) \cdot Q_у^г \cdot 10^{-3} = \Delta Q_{э,\ пуск}. \qquad (17)$$

2.1.7 Для определения суммарных потерь условного топлива на останов энергоблока с расхолаживанием турбины и последующий пуск к перечисленным выше прибавляют потери на пуск энергоблока из холодного состояния независимо от длительности простоя. Последние в соответствии с РД 34.09.156–94 определяют как сумму потерь по шести этапам:

1 простой энергоблока;

2 подготовка к пуску;

3 растопка до толчка ротора;

4 разворот турбины;

5 нагружение турбины;

6 стабилизация теплового состояния.

Для этапов 1–4 при расчете потерь ΔB_i, т усл. топл., принимают формулу, общую для всех типов энергоблоков:

$$\Delta B_i = \left(K_i^{\text{т}} + K_i^{\text{э}} + K_i^{\text{п}}\right) \tau_i + K_i^{\text{ПЭН}} \tau_i^{\text{ПЭН}} + K_i^{\text{ПТН}} \tau_i^{\text{ПТН}} + K_i^{\text{ТВД}} \tau_i^{\text{ТВД}} + K_i^{\text{Д}} \tau_i^{\text{Д}}, \quad (18)$$

где $K_i^{\text{т}}, K_i^{\text{э}}, K_i^{\text{п}}, K_i^{\text{ПЭН}}, K_i^{\text{ПТН}}, K_i^{\text{ТВД}}$ и $K_i^{\text{Д}}$ — коэффициенты потерь по топливной составляющей, электроэнергии собственных нужд без учета затрат на привод ПЭН, пара от постороннего источника без учета затрат на привод питательного турбонасоса (ПТН), турбовоздуходувки (ТВД) и деаэрацию (Д) питательной воды, электроэнергии на привод ПЭН, пара на привод ПТН и ТВД, пара на деаэрацию питательной воды соответственно, т усл. топл./мин;

τ_i, $\tau_i^{\text{ПЭН}}$, $\tau_i^{\text{ПТН}}$, $\tau_i^{\text{ТВД}}$ и $\tau_i^{\text{Д}}$ — длительность i-го этапа и расходования электроэнергии и пара в пределах этого этапа для перечисленных выше потребителей соответственно, мин.

Значения коэффициентов потерь, используемых в настоящей методике, приведены в справочном приложении А. Длительность этапов пуска и расходования пара и электроэнергии для потребителей определяют по реализуемому или планируемому графику пуска.

Для нагружения и стабилизации (этапы 5 и 6) при расчете потерь ΔB_i, т усл. топл., применяют формулу

$$\Delta B_i = K_{\text{нагр (стаб)}} \cdot \tau_{\text{нагр (стаб)}}, \quad (19)$$

где $K_{\text{нагр (стаб)}}$ — коэффициенты потерь топлива из-за нестационарности режимов при нагружении или стабилизации теплового состояния, т усл. топл./мин;

$\tau_{\text{нагр (стаб)}}$ — длительность нагружения или стабилизации, мин.

Длительность этапа нагружения принимают по графику пуска. Длительность стабилизации, по обобщенным данным, составляет 420 мин.

2.1.8 При распределении потерь при пуске по составляющим, условно отнесенным к котлу и турбине, применяют формулы:

$$Э^{с.н}_{к,пуск} = \frac{(0{,}5K_i^2 \cdot \tau_i + K_i^{ПЭН} \cdot \tau_i^{ПЭН}) \cdot 10^3}{b_0^2}; \qquad (20)$$

$$Q^{с.н}_{к,пуск} = \left(0{,}5K_i^{п} \cdot \tau_i + K_i^{ПТН} \cdot \tau_i^{ПТН} + K_i^{ТВД} \cdot \tau_i^{ТВД}\right) Q_y^r \cdot 10^{-3}; \qquad (21)$$

$$Э^{с.н}_{т,пуск} = \frac{0{,}5 \cdot K_i^2 \cdot \tau_i \cdot 10^3}{b_0^2}; \qquad (22)$$

$$Q^{с.н}_{т,пуск} = \left(0{,}5K_i^{п} \cdot \tau_i + K_i^{Д} \cdot \tau_i^{Д}\right) Q_y^r \cdot 10^{-3}, \qquad (23)$$

где $Э^{с.н}_{т,пуск}$ — затраты электроэнергии на собственные нужды, условно отнесенные к турбине, МВт·ч;

$Q^{с.н}_{к,пуск}$ и $Q^{с.н}_{т,пуск}$ — затраты пара от постороннего источника, условно отнесенные к котлу и турбине соответственно, ГДж.

Для этапов пуска 3 и 4:

$$B^{топл}_{пуск} = K_i^{т} \cdot \tau_i. \qquad (24)$$

Для этапов нагружения и стабилизации суммарно:

для газомазутных энергоблоков

$$B^{топл}_{пуск} = 0{,}5 \left(K^{ГМ}_{нагр}\, \tau_{нагр} + K^{ГМ}_{стаб}\, \tau_{стаб}\right); \qquad (25)$$

для пылеугольных энергоблоков

$$B^{топл}_{пуск} = \left(K^{ПУ}_{нагр} - 0{,}5\, K^{ГМ}_{нагр}\right) \tau_{нагр} + \left(K^{ПУ}_{стаб} - 0{,}5\, K^{ГМ}_{стаб}\right) \tau_{стаб}. \qquad (26)$$

Независимо от типа энергоблока (газомазутный или пылеугольный)

$$\Delta Q_{э\ пуск} = 0{,}5 \left(K^{ГМ}_{нагр}\, \tau_{нагр} + K^{ГМ}_{стаб}\, \tau_{стаб}\right) Q_y^r \cdot 10^{-3}. \qquad (27)$$

В формулах (25)—(27) и таблице А.2 приложения А индексы "ГМ" и "ПУ" указывают на значение показателя соответственно для газомазутного или пылеугольного энергоблока.

В формулах (20) и (22) $b_0^э$ — удельный среднемесячный расход условного топлива по электростанции, г/кВт·ч.

Для дубль-блоков 300 МВт при пуске с последовательной растопкой корпусов суммарные пусковые потери, определенные по формулам (18) и (19), увеличивают на 48,0 т усл. топл., что связано с затратами на растопку второго корпуса котла до его подключения к турбине. Эту величину включают в $B_{пуск}^{топл}$.

2.3 *Расчет потерь топлива, электроэнергии и пара при пусках энергоблоков после ремонтов*

Началом пуска блока после ремонта считают момент начала подачи воды в котел для проведения операций, регламентированных п 1.3 настоящей методики, с последующим нагружением турбины до стабилизации теплового состояния. Затраты электроэнергии и пара на собственные нужды до этого момента, связанные с проверкой и настройкой отдельных элементов основного и вспомогательного оборудования, в соответствии с "Инструкцией по учету электроэнергии в энергосистемах, И-34-34-006–83" (РД 34.09.101) относят на хозяйственные нужды электростанции.

2.3.1 Потери условного топлива при проведении опрессовки и гидравлических испытаний котла (операция № 1) ΔB_1, т усл. топл., определяют по формуле

$$\Delta B_1 = \left(K_1^э + K_1^п + K_1^{ПЭН} + K_1^{ПТР} + K_1^Д\right)\tau_1. \qquad (28)$$

Принято считать что для дубль-блоков 300 МВт рассматриваемая операция проводится одновременно на обоих корпусах котла.

Для всех операций затраты по составляющим распределяют по формулам (21)—(23).

2.3.2 Потери условного топлива при проведении холодной отмывки котла (операция № 2) ΔB_2, т усл. топл., определяют также по формуле (28).

2.3.3 Потери условного топлива при проведении горячей отмывки котла (операция № 3) ΔB_3, т усл. топл., определяют по формуле

$$\Delta B_3 = \left(K_3^г + K_3^э + K_3^п + K_3^Д + K_3^{ПЭН} + K_3^{ПТН} + K_3^{ГВД}\right)\tau_3 \qquad (29)$$

Коэффициент потерь для топливной составляющей $K_3^{\text{т}}$, т усл топл /мин, находят, исходя из условия поддержания температуры среды перед встроенной задвижкой (ВЗ) на уровне 200 °С по формуле

$$K_3^{\text{т}} = \frac{G_{\text{пв}}\left(t_{\text{ВЗ}} - t_{\text{пв}}\right)}{60\, k_{\text{ВЗ}}\, Q_{\text{у}}^{\text{г}}}, \qquad (30)$$

где $G_{\text{пв}}$ — растопочный расход питательной воды (принят 30 % номинального) т/ч,

$t_{\text{ВЗ}}$ и $t_{\text{пв}}$ — энтальпия среды перед ВЗ и питательнои воды соответственно КДж/кг

$k_{\text{ВЗ}}$ — доля тепла топлива, воспринимаемая в тракте до ВЗ (в среднем 0 6 для блоков 300 и 500 МВт и 0,75 для блоков 800 и 1200 МВт).

Значения $K_3^{\text{т}}$ при 30%-ном расходе питательной воды приведены в таблице А.3 приложения А

2.3.4 Потери условного топлива при подъеме параметров, проверке и настройке предохранительных клапанов (операция № 4) ΔB_4, т усл. топл, определяют по формуле (29) в которой принимают $K_4^{\text{Д}} = 0$, так как деаэрация питательной воды осуществляется собственным паром из растопочного расширителя.

2 3 5 Потери условного топлива в процессе сушки изоляции балансировки ротора и замера вибрации ΔB_5, т усл топл, находят по формуле

$$\Delta B_5 = \left(K_5^{\text{З}} + K_5^{\text{п}} + K_5^{\text{ПЭН}} + K_5^{\text{ПТН}} + K_5^{\text{ТВД}}\right)\left(\tau_5' + \tau_5''\right) + \left(K_5^{\text{т}\,\prime} + K_5^{\text{Д}}\right)\tau_5 + \\ + K_5^{\text{т}\,\prime\prime}\ \tau_5'', \qquad (31)$$

где τ_5' и τ_5'' — соответственно суммарная длительность всех растопок и работы на холостом ходу, мин,

$K_5^{\text{т}\,\prime}$ и $K_5^{\text{т}\,\prime\prime}$ — коэффициенты потерь по топливнои составляющей при растопке и работе на холостом ходу, т усл топл мин

Технология проведения рассматриваемой операции № 5 предусматривает несколько растопок котла до выхода на холостой ход и работу на холостом ходу для выполнения регламентных работ

Для дубль-блоков 300 МВт в работе могут быть один или оба корпуса котла

Для этой операции формулы (20)—(24) трансформируются в соответствии с формулои (31) и примут вид:

$$Э^{с\,н}_{к\,пуск}=\frac{(0{,}5K^{э}_{5}+K^{ПЭН}_{5})\,(\tau'_{5}+\tau''_{5})10^{3}}{b^{э}_{0}}\,, \qquad (32)$$

$$Q^{с\,н}_{к\,пуск}=\left(0{,}5K^{п}_{5}+K^{ПТН}_{5}+K^{ТВД}_{5}\right)(\tau_{5}+\tau_{5})\,Q^{г}_{у}\;10^{-3}\,, \qquad (33)$$

$$Э^{с\,н}_{т,пуск}=\frac{0{,}5K^{э}_{5}(\tau'_{5}-\tau_{5})10^{3}}{b^{э}_{0}}\,, \qquad (34)$$

$$Q^{с\,н}_{т\,пуск}=\left[0\,5K^{Д}_{5}(\tau'_{5}+\tau''_{5})+K^{Д}_{5}\,\tau_{5}\;\right]Q^{г}_{5}\,10^{-3}\,, \qquad (35)$$

$$B^{топл}_{пуск}=K^{т,'}_{5}\tau'_{5}+K^{т\,''}_{5}\tau'_{5} \qquad (36)$$

2 3 6 Определение характеристик регулирования и электрические испытания (операция № 6) проводят при работе турбины на холостом ходу Потери условного топлива ΔB_6, т усл топл, находят по формуле

$$\Delta B_6=\left(K^{э}_{6}+K^{п}_{6}+K^{ПЭН}_{6}+K^{ПТН}_{6}+K^{т}_{6}\right)\tau_{6} \qquad (37)$$

Проведение этой операции на дубль-блоке 300 МВт возможно также при использовании одного или обоих корпусов котла

Потери условного топлива при нагружении энергоблока $\Delta B_{нагр}$, т усл топл, и стабилизации теплового состояния $\Delta B_{стаб}$, т усл топл, определяют по формуле (19)

2 3 7 В том случае, когда операции № 5 и 6 проводят на одном корпусе котла дубль блока 300 МВт, при определении общих пусковых потерь к сумме величин, рассчитанных по пп. 2 3 1—2 3 7 следует прибавить 48,0 т усл топл, что равно потерям на растопку второго корпуса котла до подключения его к турбине Эту величину включают в $B^{топл}_{пуск}$

2 3 8 В зависимости от категории ремонта (капитальный, средний, текущий) и объема ремонтных работ не все перечисленные операции могут проводиться при пуске Естественно, что они не должны учитываться при расчете пусковых потерь

2 3 9 В приложениях Б и В приведены примеры расчета потерь топлива, пара и электроэнергии при пусках после останова с расхолаживанием турбины и после капитального ремонта

Приложение А
(справочное)

Таблица А 1 — **Снижение мощности турбины при номинальной нагрузке и включении обогрева фланцев и шпилек ЦВД и ЦСД**

Снижение мощности	Мощность энергоблока, МВт			
	300	500	800	1200
$\Delta W_{\text{ЦСД}}$	2,0	3,3	5,4	8,0
$\Delta W_{\text{ЦВД}}$	4,0	6,6	10,6	16,0

Таблица А 2 — **Коэффициенты потерь условного топлива на разных этапах пуска энергоблоков 300–1200 МВт из холодного состояния**

Коэффициент потерь	Мощность энергоблока, МВт			
	300	500	800	1200
$K_1^э$	$6{,}45\ 10^{-6}\ b_0^э$	$10{,}6\cdot10^{-6}\ b_0^э$	$17{,}0\ 10\ b_0^э$	$25{,}5\ 10^{-6}\ b_0'$
$K_2^э$	$77{,}0\ 10^{-6}\ b_0'$	$125{,}0\ 10^{-6}\ b_0^э$	$186{,}6\ 10^{-6}\ b_0'$	$280\ 0\ 10^{-6}\ b_0^э$
$K_2^п$	$20{,}0\ 10^{3}$	$21{,}0\ 10^{-3}$	$27{,}3\ 10^{-3}$	$41{,}0\ 10^{3}$
$K_{2-4}^{\text{ПЭН}}$ *	$\frac{92{,}0\ 10^{-6}\ b_0^э}{74{,}0\ 10^{-6}\ b^э}$	—	—	—
$K_{2-4}^{\text{ПТН}}$	—	$62\ 5\ 10^{-3}$	$100{,}0\ 10^{-3}$	$150{,}0\ 10^{-3}$
$K_{2-4}^{\text{Д}}$ *	$\frac{52{,}5\ 10^{-3}\ b_0^э}{26{,}2\ 10^{3}\ b_0^э}$	$87{,}2\ 10^{-3}$	$140{,}0\ 10^{-3}$	$210{,}0\ 10^{3}$
$K_{3,4}^{э}$ **	$110{,}0\ 10^{-6}\ b_0^э$	$180{,}0\ 10^{-6}\ b_0^э$	$\frac{186{,}6\ 10^{-6} b_0^э}{274\ 6\ 10^{-6} b_0^э}$	$280.0\ 10^{-6}\ b_0^э$
$K_{3,4}^{п}$	$34\ 0\ 10^{-3}$	$44{,}0\ 10^{-3}$	$51{,}0\ 10^{3}$	$76{,}5\ 10^{-3}$
$K_{3,4}^{\text{ТВД}}$ **	—	—	$\frac{56{,}0\ 10^{3}\ b_0'}{0}$	$84{,}0\ 10^{-3}$
$K_3^{т}$ *	$\frac{0{,}180}{0{,}176}$	0,299	0,479	0,718
$K_4^{т}$ *	$\frac{0{,}225}{0{,}220}$	0,373	0.598	0 897
$K_{\text{нагр}}^{\text{ПУ}}$	0 192	0,337	0 534	—
$K_{\text{нагр}}^{\text{ГМ}}$	0,171	0 279	0,445	0,668
$K_{\text{стаб}}^{\text{ПУ}}$	0,054	0,09	0,143	—
$K_{\text{стаб}}^{\text{ГМ}}$	0 027	0,045	0,071	0 107

Окончание таблицы А.2

* В числителе даны значения для пусков моноблоков и дубль-блоков с параллельной растопкой корпусов, а в знаменателе — для дубль-блоков при последовательной растопке корпусов

** В числителе даны значения коэффициентов потерь для энергоблоков, оснащенных турбовоздуходувками, а в знаменателе — дутьевыми машинами с электроприводом

Примечание — Отсутствующие в таблице коэффициенты, регламентированные формулой (18), для этапов пуска принимаются равными нулю

Таблица А.3 — **Коэффициенты потерь условного топлива в режимах пусков энергоблоков после ремонтов**

Коэффициент потерь	Мощность энергоблока, МВт			
	300	500	800	1200
$K^{\text{Э}}_{1,\ 2}$	$77 \cdot 10^{-6}\ b^2_0$	$125{,}0\ 10^{-6}\ b^2_0$	$186{,}6 \cdot 10^{-6}\ b^2_0$	$280{,}0 \cdot 10^{-6}\ b^2_0$
$K^{\text{П}}_{1,\ 2}$	0,02	0,021	0,0273	0,41
$K^{\text{Д}}_{1-3,\ 5'}$	0,0525	0,0872	0,140	0,240
$K^{\text{ПЭН}}_{1-6}$	$92{,}0\ 10^{-6}\ b_0$	—	—	—
$K^{\text{ПТН}}_{1-6}$	—	0,0625	0,1	0,15
$K^{\text{Т}}_3$	0,121	0,202	0,228	0,367
$K^{\text{ТВД}}_{3-6}$	—	—	0,056 * / 0	0,084
$K^{\text{Э}}_{3-6}$	$110{,}0 \cdot 10^{-6}\ b^2_0$	$180{,}0 \cdot 10^{-6}\ b^2_0$	$186{,}6\ 10^{-6}\ b^2$ * / $274{,}6\ 10^{-6}\ b^2_0$	$280{,}0\ 10^{-6}\ b^2_0$
$K^{\text{П}}_{3-6}$	0,034	0,044	0,051	0,0765
$K^{\text{Т}}_4$	0,417	0,695	1,25	1,85
$K^{\text{Т},'}_5$	0,18	0,299	0,479	0,718
$K^{\text{Т},''}_5$	0,225	0,373	0,598	0,897
$K^{\text{Т}}_6$	0,225	0,373	0,598	0,897

В числителе даны значения коэффициентов потерь для энергоблоков, оснащенных турбовоздуходувками, в знаменателе — дутьевыми машинами с электроприводом

Приложение Б
(рекомендуемое)

ПРИМЕР РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ТОПЛИВА, ПАРА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ПУСКЕ ЭНЕРГОБЛОКА ПОСЛЕ ОСТАНОВА С РАСХОЛАЖИВАНИЕМ ТУРБИНЫ

В качестве примера рассмотрен пуск пылеугольного энергоблока мощностью 500 МВт. График расхолаживания приведен на рисунке Б.1.

Продолжительность простоя — 50 ч.

Пар на обогрев фланцев и шпилек подается в процессе всего режима расхолаживания.

Составляющие потерь рассчитаны только для одного этапа. Для остальных этапов приведен конечный результат, полученный с помощью аналогичного расчета.

Таблица Б 1

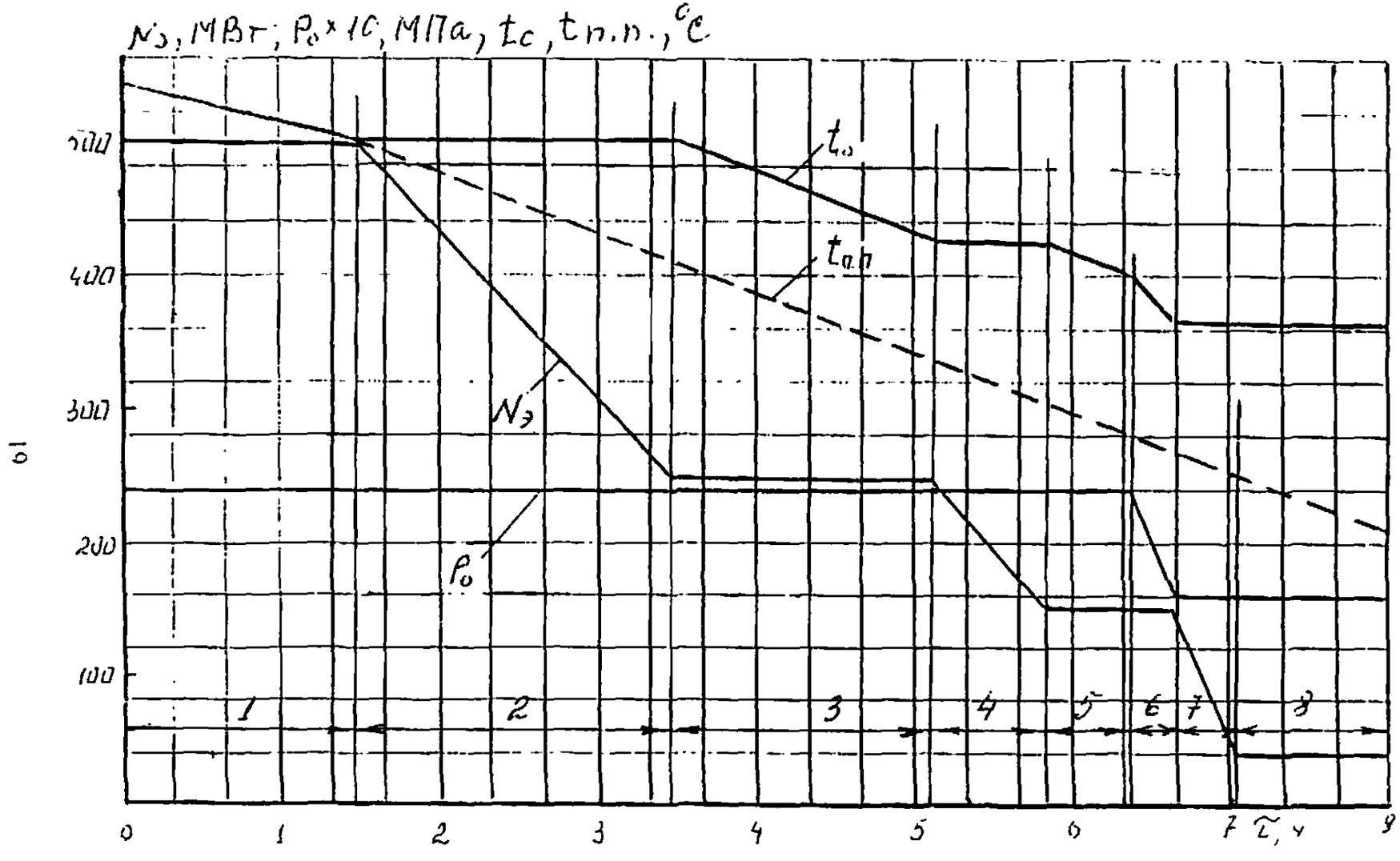
Параметр	Значение	Способ определения, формула расчета
1	2	3
РЕЖИМ РАСХОЛАЖИВАНИЯ (по этапам расхолаживания, рисунок Б 1)		
$N_1^{ср}$, МВт	500	Рисунок Б 1
$N_1^{сн}$, МВт	12,0	Нормативная характеристика
$b_1^{уд}$, г/кВт ч	325,0	То же
τ_1, мин	90	Рисунок Б 1
Δp_0, МПа	0	То же
Δt_0, °С	20	–"–
$\Delta t_{пп}$, °С	20	–"–
αQ_1, %	1,1	Формула (8)
$\Delta B_1^{пар}$, т усл топл	2,62	Формула (7)
$\Delta B_2^{пар}$, т усл топл	8,05	Формула (7)
$\Delta B_3^{пар}$, т усл топл	9,17	То же
$\Delta B_4^{пар}$, т усл топл	4,11	–"–
$\Delta B_5^{пар}$, т усл топл	3,14	–"–
$\Delta B_6^{пар}$, т усл топл	1,7	–"–
τ_7, мин	25,0	Рисунок Б 1
$N_7^{ср}$, МВт	95	То же
$N_{min}^{т}$, МВт	150,0	Нормативная характеристика
$N_{min}^{сн}$, МВт	10,2	То же
$b_7^{N_{min}^{т}}$, г/кВт ч	385	–"–
Δt_0, °С	175	Рисунок Б 1

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3
$\Delta t_{\text{п.п}}$, °С	280	Рисунок Б 1
$\Delta p_{\text{п}}$, МПа	8,0	То же
αQ_1, %	14,65	Формула (8)
$\Delta B_7^{\text{пар}}$, т усл. топл	2,4	Формулы (9), (10)
$\Delta B_7^{\text{БРОУ}}$, т усл. топл	6,2	Формула (11)
$\Delta B_8^{\text{пар}}$, т усл. топл	4,88	Формулы (9), (10)
$\Delta B_8^{\text{БРОУ}}$, т усл. топл	71,5	Формула (11)
$\Delta B_{1-8}^{\text{пар}}$, т усл. топл	36,07	Пп. 9–14, 24, 26
$\Delta B_{1-8}^{\text{БРОУ}}$, т усл. топл	77,7	Пп. 25, 27
$\tau_1^{\text{ЦСД}}$, мин	90	Рисунок Б 1
$\tau_1^{\text{ЦВД}}$, мин	90	То же
$\Delta B_1^{\text{оборуд}}$, т усл. топл	4,87	Формула (12)
$\Delta B_2^{\text{оборуд}}$, т усл. топл	5,0	Формула (12)
$\Delta B_3^{\text{оборуд}}$, т усл. топл	2,96	То же
$\Delta B_4^{\text{оборуд}}$, т усл. топл	0,97	–"–
$\Delta B_5^{\text{оборуд}}$, т усл. топл	0,67	–"–
$\Delta B_6^{\text{оборуд}}$, т усл. топл	0,29	–"–
$\Delta B_7^{\text{оборуд}}$, т усл. топл	0,31	–"–
$\Delta B_8^{\text{оборуд}}$, т усл. топл	0,28	–"–
$\Delta B_{1-8}^{\text{оборуд}}$, т усл. топл	15,35	Пп. 32–39
$\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$, %	92,0	Нормативная характеристика
$\Delta\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$, %	5,0	Обобщенные данные
τ_{5-8}, мин	130	Рисунок Б 1
$\Delta B_{5-8}^{\text{КПД}}$, т усл. топл	9,27	Формула (13)
$B_{\text{пуск}}^{\text{топл}}$, т усл. топл	87,47	Формула (16)
$\Delta Q_{\text{пуск}}$, ГДж	1510	Формула (17)
РЕЖИМ ПУСКА ИЗ ХОЛОДНОГО СОСТОЯНИЯ (по этапам, см. п. 2.1.7 методики)		
τ_1, мин	3000	Исходные данные
K_1^1, т усл. топл./мин	0,0034	Таблица А.2 при $b_э^3$ = 325 г/кВт·ч
ΔB_1, т усл. топл	10,2	Формула (18)
τ_2, $\tau_2^{\text{Д}}$, $\tau_2^{\text{ПТН}}$, мин	115	График пуска
K_2^1, т усл. топл./мин	0,021	Таблица А.2
K_2^2, т усл. топл./мин	0,041	То же
$K_{2\ 3,4}^{\text{ПТН}}$, т усл. топл./мин	0,0625	–"–
$K_{2\ 3}^{\text{Д}}$, т усл. топл./мин	0,872	–"–
ΔB_2, т усл. топл	24,6	Формула (19)

Окончание таблицы Б 1

1	2	3
$\tau_3, \tau_3^{\text{ППН}}$, мин	125	График пуска
$\tau_3^{\text{Д}}$, мин	55	То же
$K_{3,4}^{\text{э}}$, т усл топл /мин	0,059	Таблица А 2
$K_{3,4}^{\text{п}}$, т усл топл /мин	0,044	То же
$K_3^{\text{т}}$, т усл топл /мин	0,299	То же
ΔB_3, т усл топл	62,9	Формула (18)
$\tau_4, \tau_4^{\text{ППН}}$, мин	80	График пуска
$\tau_4^{\text{Д}}$, мин	0	То же
$K_4^{\text{т}}$, т усл топл /мин	0,373	Таблица Б 1
ΔB_4, т усл топл	43	Формула 18
τ_5, мин	405	График пуска
$K_{\text{пир}}^{\text{ПУ/ГИ}}$, т усл топл /мин	0,337/0,279	Таблица А 2
ΔB_5, т усл топл	136,6	Формула (19)
τ_6, мин	420	Обобщенные данные
$K_{\text{стаб}}^{\text{ПУ/ГИ}}$, т усл топл /мин	0,09/0,045	Таблица А 2
ΔB_6, т усл топл	38	Формула (19)
$Э_{\text{к,пуск}}^{\text{с н}}$, МВт ч	40,9	Формула (20)
$Q_{\text{к пуск}}^{\text{с н}}$, ГДж	743,7	Формула (21)
$B_{\text{пуск}}^{\text{топл}}$, т усл топл	174,3	Формулы (24) и (26)
$Э_{\text{т пуск}}^{\text{с н}}$, МВт ч	40,9	Формула (22)
$Q_{\text{т пуск}}^{\text{с н}}$, ГДж	636	Формула (23)
$\Delta Q_{\text{э пуск}}$, ГДж	1895	Формула (27)
СУММАРНЫЕ ПОТЕРИ НА РЕЖИМ РАСХОЛАЖИВАНИЯ И ПУСК		
$Э_{\text{к,пуск}}^{\text{с н}}$, МВт ч	40,9	Суммирование потерь
$Q_{\text{к пуск}}^{\text{с н}}$, ГДж	743,7	по отдельным этапам
$B_{\text{пуск}}^{\text{топл}}$ т усл топл	262	
$Э_{\text{т пуск}}^{\text{с н}}$, МВт ч	40,9	
$Q_{\text{т,пуск}}^{\text{с н}}$, ГДж	636	
$\Delta Q_{\text{э пуск}}$, ГДж	3405	



1 - 8 — этапы

Рисунок Б 1 — Нормативный график расхолаживания турбины энергоблока мощностью 500 МВт

Приложение В
(рекомендуемое)

ПРИМЕР РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ТОПЛИВА, ПАРА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ПУСКЕ ЭНЕРГОБЛОКА ПОСЛЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА

В качестве примера рассмотрен пуск энергоблока мощностью 800 МВт после капитального ремонта. В основу принят условный график пуска, соответствующий программе вывода энергоблока из ремонта, по операциям, предусмотренным п. 1.3 методики. Блок оснащен ТВД.

Для всех операций $\tau_i = \tau_i^{\text{п}} = \tau_i^{\text{э}} = \tau_i^{\text{Д}} = \tau_i^{\text{ПТН}} = \tau_i^{\text{ТВД}}$

Для операций № 1, 2 $\tau_i^{\text{ТВД}} = 0$, № 4–6 $\tau_i^{\text{Д}} = 0$.

Таблица В1

Параметр	Значение	Способ определения, формула расчета
1	2	3
ПОТЕРИ ПО ЭТАПАМ ПУСКА		
τ_1, мин	300	Программа пуска
$K_{1,2}^{\text{э}}$, т усл.топл /мин	0,06	Таблица А 3 при $b_3^{\text{э}}$ =320 г/кВт ч
$K_{1,2}^{\text{п}}$, т усл топл /мин	0,273	То же
$K_{1-6}^{\text{ПТН}}$, т усл топл /мин	0 10	–"–
$K_{1\ 3,5}^{\text{Д}}$, т усл топл /мин	0 14	–"–
ΔB_1, т усл топл	98 2	Формула (28)
$\Theta_{\text{к пуск}}^{\text{эл}}$, МВт ч	28,1	Формула (20)
$Q_{\text{к пуск}}^{\text{эл}}$, ГДж	999	Формула (21)
$\Theta_{\text{т пуск}}^{\text{эл}}$ МВт ч	28.1	Формула (22)
$Q_{\text{т пуск}}^{\text{эл}}$, ГДж	1350	Формула (23)
τ_2, мин	240	Программа пуска
ΔB_2, т усл топл	78,6	Формула (28)
$\Theta_{\text{к пуск}}^{\text{эл}}$, МВт ч	22,5	Формула (20)
$Q_{\text{к пуск}}^{\text{эл}}$ ГДж	799	Формула (21)
$\Theta_{\text{т пуск}}^{\text{эл}}$, МВт ч	22,5	Формула (22)
$Q_{\text{т пуск}}^{\text{эл}}$, ГДж	1080	Формула (23)
τ_3, мин	300	Программа пуска
$K_{3-6}^{\text{э}}$, т усл. топл /мин	0,06	Таблица А 3
$K_{3-6}^{\text{п}}$, т усл топл /мин	0,051	То же
$K_{3-6}^{\text{ТВД}}$, т усл топл /мин	0,056	–"–
$K_3^{\text{Д}}$ т усл топл /мин	0 228	–"–
ΔB_3 т усл топл	190 5	Формула (29)

Продолжение таблицы В.1

1	2	3
$Э^{сн}_{х\ пуск}$, МВт·ч	28,1	Формула (20)
$Q^{сн}_{х\ пуск}$, ГДж	1595	Формула (21)
$Э^{сн}_{т\ пуск}$, МВт·ч	28,1	Формула (22)
$Q^{сн}_{т\ пуск}$, ГДж	1454	Формула (23)
$B^{топл}_{пуск}$, т усл. топл.	68,4	Формула (24)
τ_4, мин	240	Программа пуска
$K^{г}_4$, т усл. топл./мин	1,25	Таблица А.3
ΔB_4, т усл. топл.	364	Формула (29)
$Э^{сн}_{х,\ пуск}$, МВт	25,3	Формула (20)
$Q^{сн}_{х\ пуск}$, ГДж	1276	Формула (21)
$Э^{сн}_{т\ пуск}$, МВт·ч	25,3	Формула (22)
$Q^{сн}_{т\ пуск}$, ГДж	179,3	Формула (23)
$B^{топл}_{пуск}$, т усл. топл.	300	Формула (24)
$\tau^{'}_5, \tau^{''}_5$, мин	600	Программа пуска
$K^{г'}_5$, т усл. топл./мин	0,479	Таблица А.3
$K^{г''}_5$, т усл. топл./мин	0,596	То же
ΔB_5, т усл. топл.	1049,4	Формула (31)
$Э^{сн}_{х\ пуск}$, МВт·ч	112,5	Формула (32)
$Q^{сн}_{х\ пуск}$, ГДж	6381	Формула (33)
$Э^{сн}_{т\ пуск}$, МВт·ч	112,5	Формула (34)
$Q^{сн}_{т\ пуск}$, ГДж	3357	Формула (35)
$B^{топл}_{пуск}$, т усл. топл.	645	Формула (36)
τ_6, мин	1260	Программа пуска
$K^{г}_6$, т усл. топл./мин	0,598	Таблица А.3
ΔB_6, т усл. топл.	1090	Формула (37)
$Э^{сн}_{х\ пуск}$, МВт·ч	118,1	Формула (20)
$Q^{сн}_{х\ пуск}$, ГДж	6700	Формула (21)
$Э^{сн}_{т\ пуск}$, МВт·ч	118,1	Формула (22)
$Q^{сн}_{т,\ пуск}$, ГДж	94,1	Формула (23)
$B^{топл}_{пуск}$, т усл. топл.	753,5	Формула (24)
$\tau_{нагр}$, мин	470	Программа пуска
$K_{нагр}$, т усл. топл./мин	0,445	Таблица А.2
$\Delta B_{нагр}$, т усл. топл.	209	Формула (19)
$\tau_{стаб}$, мин	420	Обобщенные данные
$K_{стаб}$, т усл. топл./мин	0,071	Таблица А.2
$\Delta B_{стаб}$, т усл. топл.	30	Формула (19)
$B^{топл}_{пуск}$, т усл. топл.	119,5	Формула (25)
$\Delta Q_{,\ пуск}$, ГДж	3501	Формула (27)

Окончание таблицы В 1

1	2	3
СУММАРНЫЕ ПОТЕРИ ЗА ПУСК		
$\Delta B_{пуск}$, т усл. топл	3109	
$Э^{с.н}_{к,\ пуск}$, МВт ч	335	
$Q^{с.н}_{к,\ пуск}$, ГДж	17750	
$Э^{с.н}_{т,\ пуск}$, МВт ч	335	
$Q^{с.н}_{т,\ пуск}$, ГДж	8361	
$B^{топл}_{пуск}$, т усл. топл	1886	
$\Delta Q_{э,\ пуск}$, ГДж	3501	

gost.e-ecolog.ru