

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР

ГЛАВНОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ  
ПО ОЦЕНКЕ ТОЧНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ  
УДЕЛЬНОГО РАСХОДА УСЛОВНОГО ТОПЛИВА  
НА ОТПУЩЕННУЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ ЭНЕРГООБЛОКОВ  
МОЩНОСТЬЮ 300 МВт И ВЫШЕ

РД 34.09.113-90



О Р Г Р Э С  
Москва 1991

**Р А З Р А Б О Т А Н О** Ивановским ордена "Знак Почета" энергетическим институтом им. В. И. Ленина

**И С П О Л Н И Т Е Л Ь** В. И. ХОРЬКОВ

**У Т В Е Р Ж Д Е Н О** Главным научно-техническим управлением энергетики и электрификации 04.12.90 г.

Заместитель начальника А. П. БЕРСЕНЕВ

© СПО ОРГРЭС, 1991.

---

Подписано к печати 21.03.91. Формат 60x84 1/16  
Печать офсетная Усл. печ. л. 0,93 Уч.-изд. л. 0,9 Тираж 1500 экз.  
Заказ № 28/91 Издат. № 91070

---

Производственная служба передового опыта эксплуатации  
энергопредприятий ОРГРЭС  
105023, Москва, Семеновский пер., д.15  
Участок оперативной полиграфии СПО ОРГРЭС  
109432, Москва, 2-й Кожуховский проезд, д.29, строение 6

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОЦЕНКЕ ТОЧНОСТИ  
ОПРЕДЕЛЕНИЯ УДЕЛЬНОГО РАСХОДА УСЛОВНОГО  
ТОПЛИВА НА ОТПУЩЕННУЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ  
ЭНЕРГОБЛОКОВ МОЩНОСТЬЮ 300 МВт И ВЫШЕ

РД 34.09.113-90

Настоящие Методические указания устанавливают метод оценки точности расчета фактического удельного расхода условного топлива  $\beta_3$  на отпущенную электроэнергию газомазутных и пылеугольных энергоблоков мощностью 300 МВт и выше.

Методические указания предназначены для инженерно-технического персонала энергопредприятий и энергообъединений, занимающегося расчетом и анализом показателей тепловой экономичности электростанций и подготовкой технической отчетности по топливоиспользованию в соответствии с [1].

## 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. В качестве показателя точности в соответствии с [2] выбрано приписанное наибольшее возможное значение среднего квадратического отклонения (СКО) относительной погрешности определения  $\beta_3 - \sigma(\delta\beta_3) \%$ .

1.2. Исходными при оценке  $\sigma(\delta\beta_3)$  на основании [3, 4] приняты следующие положения:

погрешность определения  $\beta_3$  есть объединение трех составляющих: инструментальной, методической и субъективной;

инструментальная составляющая есть объединение основной, дополнительной и динамической погрешностей, а также погрешности, обусловленной взаимодействием средств измерений с объектом измерений и друг с другом;

обнаруженные систематические погрешности исключены введением поправок;

неисключенные систематические погрешности и погрешности поправок рассматриваются как случайные величины с равномерным распределением.

1.3. Терминология и условные обозначения Методических указаний соответствуют [1 - 8] .

## 2. ОЦЕНКА ТОЧНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕКУЩЕГО ЗНАЧЕНИЯ $\beta_3$

2.1. Текущее значение удельного расхода условного топлива, определяемое по обратному балансу, г/(кВт·ч):

$$\beta_3 = \frac{q_T^H K_{пер}}{\eta_K \eta_{ТП} q_{УТ}} 10^4, \quad (1)$$

где  $\eta_K^H$  - коэффициент полезного действия нетто парового котла (котельных установок в целом), %;  
 $\eta_{ТП}$  - коэффициент теплового потока, %;  
 $q_T^H$  - удельный расход тепла нетто на турбину, кДж/(кВт·ч);  
 $q_{УТ} = 29,31$  ГДж/т - теплота сгорания 1 т условного топлива;  
 $K_{пер}$  - коэффициент, учитывающий переток тепла (подсчитывается только для групп оборудования, принимающих тепло; для групп оборудования, отдающих тепло,  $K_{пер} = 1$ ).

2.2. Удельный расход условного топлива, определяемый по прямому балансу, г/(кВт·ч)

$$\beta_3 = \frac{B_3 Q_H^P}{Э_{от} q_{УТ}} 10^3, \quad (2)$$

где  $B_3$  - общий фактический расход топлива, т;  
 $Э_{от}$  - отпуск электроэнергии, МВт·ч;  
 $Q_H^P$  - теплота сгорания 1 т топлива, ГДж/т.

2.3. Математическая модель погрешности определения  $\beta_3$  приведена в рекомендуемом приложении I.

При расчете  $\beta_3$  по обратному балансу

$$\sigma(\delta\beta_3) = \left[ \sigma^2(\delta\eta_K^H) + \sigma^2(\delta\eta_{ТП}) + \sigma^2(\delta q_T^H) \right]^{0,5}, \quad (3)$$

где  $\sigma(\delta\eta_{\kappa}^H)$ ,  $\sigma(\delta\eta_{Tn})$ ,  $\sigma(\delta q_T^H)$  - соответственно СКО относительных погрешностей определения  $\eta_{\kappa}^H$ ,  $\eta_{Tn}$ ,  $q_T^H$ .

При расчете  $\theta_3$  по прямому балансу

$$\sigma(\delta\theta_3) = \left[ \sigma^2(\delta\varepsilon_{от}) + \sigma^2(\delta B_3) + \sigma^2(\delta Q_H^P) \right]^{0,5}, \quad (4)$$

где  $\sigma(\delta\varepsilon_{от})$ ,  $\sigma(\delta B_3)$ ,  $\sigma(\delta Q_H^P)$  - соответственно СКО относительных погрешностей определения  $\varepsilon_{от}$ ,  $B_3$ ,  $Q_H^P$ .

В рекомендуемом приложении 2 приведены примеры расчета  $\sigma(\delta\theta_3)$  для энергоблоков мощностью 300 и 600 МВт.

### 3. ОЦЕНКА ТОЧНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СРЕДНЕГО СУТОЧНОГО УДЕЛЬНОГО РАСХОДА УСЛОВНОГО ТОПЛИВА $\theta_3^{сут}$

3.1. Средний суточный удельный расход условного топлива, г/(кВт·ч):

$$\theta_3^{сут} = \frac{\sum_{j=1}^m (\theta_{эj} N_{бл.j} Z_j)}{\sum_{j=1}^m (N_{бл.j} Z_j)} (100 + K_{доп}^э) \cdot 10^{-2}, \quad (5)$$

- где  $\theta_{эj}$  - удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию, соответствующий постоянной электрической мощности блока  $N_{бл.j}$ , г/(кВт·ч);
- $N_{бл.j}$  - постоянная мощность блока на  $j$ -м участке графика нагрузки, МВт;
- $Z_j$  - продолжительность работы блока с постоянной мощностью  $N_{бл.j}$ , ч;
- $m$  - число участков суточного графика электрической нагрузки блока с постоянными значениями  $\theta_{эj}$  и  $N_{бл.j}$ ;
- $K_{доп}^э$  - утвержденный [8] допуск к удельному расходу условного топлива на отпущенную электроэнергию, %.

3.2. Среднеквадратическое отклонение относительной погрешности определения  $\delta_3^{cyT}$ , %:

$$\sigma(\delta\delta_3^{cyT}) = \left[ \sum_{j=1}^m c_j^2 \sigma^2(\delta\delta_3) \right]^{0,5}, \quad (6)$$

где

$$c_j = \frac{\delta_{3j} N_{\delta L_j} Z_j}{\sum_{j=1}^m (\delta_{3j} N_{\delta L_j} Z_j)}. \quad (7)$$

П р и м е ч а н и е. Усредненное по множеству энергоблоков значение СКО составляет:

для блоков, работающих при постоянных начальных параметрах пара,  $\sigma(\delta\delta_3^{cyT}) = 1,4\%$ ;

для блоков, работающих при скользящих начальных параметрах пара,  $\sigma(\delta\delta_3^{cyT}) = 1,8\%$ .

#### 4. ОЦЕНКА ТОЧНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СРЕДНЕГО МЕСЯЧНОГО УДЕЛЬНОГО РАСХОДА УСЛОВНОГО ТОПЛИВА $\delta_3^{mec}$

4.1. Средний месячный удельный расход условного топлива, г/(кВт.ч):

$$\delta_3^{mec} = \frac{\sum_{l=1}^P \delta_{3l}^{cyT} \mathcal{E}_{OTL}^{cyT}}{\sum_{l=1}^P \mathcal{E}_{OTL}^{cyT}}, \quad (8)$$

где  $P$  - число суток работы блока в месяц;  
 $\mathcal{E}_{OTL}^{cyT}$  - количество электроэнергии, отпущенной за сутки, МВт.ч;  
 $\delta_{3l}^{cyT}$  - средний суточный удельный расход условного топлива, рассчитываемый по формуле (5), г/(кВт.ч).

4.2. Среднеквадратическое отклонение относительной погрешности определения, %:

$$\sigma^2(\delta\delta_3^{mec}) = \left[ \sum_{l=1}^P q_l^2 \sigma^2(\delta\delta_3^{cyT}) \right]^{0,5}, \quad (9)$$

где

$$\varphi_i = \frac{\delta_{\text{ЭЛ}}^{\text{сут}} \text{Э}_{\text{ОТЛ}}^{\text{сут}}}{\sum_{l=1}^p (\delta_{\text{ЭЛ}}^{\text{сут}} \text{Э}_{\text{ОТЛ}}^{\text{сут}})} . \quad (\text{IO})$$

**П р и м е ч а н и е .** Усредненное по множеству энергоблоков значение СКО составляет:  
для блоков, работающих при постоянных начальных параметрах пара,  $\sigma(\delta \delta_3^{\text{мес}}) = 0,28\%$ ;  
для блоков, работающих при скользящих начальных параметрах пара,  $\sigma(\delta \delta_3^{\text{мес}}) = 0,32\%$ .

#### 5. ОЦЕНКА ТОЧНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СРЕДНЕГО ГОДОВОГО УДЕЛЬНОГО РАСХОДА УСЛОВНОГО ТОПЛИВА $\delta_3^{20d}$

5.1. Средний годовой удельный расход условного топлива  $\delta_3^{20d}$  и СКО относительной погрешности его определения  $\sigma(\delta \delta_3^{20d})$  можно рассчитать соответственно по формулам (8) и (9), приняв  $\rho$  равным числу суток работы блока в год.

**П р и м е ч а н и е .** Усредненное по множеству энергоблоков значение СКО составляет:  
для блоков, работающих при постоянных начальных параметрах пара,  $\sigma(\delta \delta_3^{20d}) = 0,07\%$ ;  
для блоков, работающих при скользящих начальных параметрах пара,  $\sigma(\delta \delta_3^{20d}) = 0,10\%$ .

#### П р и л о ж е н и е I Рекомендуемое

#### МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ПОГРЕШНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ $\delta_3$ И ЕЕ СОСТАВЛЯЮЩИХ

Значение  $\delta_3$  определяется зависимостью

$$\delta_3 = f(x_1, \dots, x_i, \dots, x_n), \quad (\text{П. I})$$

где  $x_1, \dots, x_n$  - величины, участвующие в расчете  $\delta_3$ .

СКО относительной погрешности определения

$$\sigma(\delta b_3) = \left[ \sum_{i=1}^n K_{\delta_3 x_i}^2 \sigma^2(\delta x_i) \right]^{0,5}, \quad (\text{П.2})$$

где

$$K_{\delta_3 x_i} = \frac{\partial f(x_1, \dots, x_n)}{\partial x_i} \frac{x_i}{b_3}; \quad (\text{П.3})$$

$\sigma(\delta x_i)$  - СКО относительной погрешности определения  $x_i$  :

$$\sigma(\delta x_i) = \left[ \sigma^2(\delta_{instr}) + \sigma^2(\delta_{met}) + \sigma^2(\delta_{sub}) \right]^{0,5}, \quad (\text{П.4})$$

где  $\sigma(\delta_{instr})$ ,  $\sigma(\delta_{met})$ ,  $\sigma(\delta_{sub})$  - соответственно СКО относительных инструментальной, методической и субъективной погрешностей.

Если в качестве средства измерения используется измерительный канал (ИК), состоящий из  $m$  компонентов (первичного и промежуточных измерительных преобразователей, измерительного прибора и др.), то

$$\sigma(\delta_{instr}) = \left[ \sum_{j=1}^m \sigma^2(\delta_j_{instr}) \right]^{0,5}; \quad (\text{П.5})$$

$$\sigma(\delta_j_{instr}) = \left[ \sigma^2(\delta_o) + \sigma^2(\delta_d) \right]^{0,5}, \quad (\text{П.6})$$

где  $\sigma(\delta_j_{instr})$  - СКО относительной инструментальной погрешности  $j$ -го компонента ИК;

$\sigma(\delta_o), \sigma(\delta_d)$  - соответственно СКО относительных основной и дополнительной погрешностей  $j$ -го компонента.

Для оценки  $\sigma(\delta_o)$  можно использовать следующие соотношения:

$$\sigma(\delta_o) = \frac{\Delta 100}{x_i \sqrt{3}}, \quad (\text{П.7})$$



если класс точности  $j$ -го компонента ИК нормирован в соответствии с [6] пределом допускаемой абсолютной основной погрешности  $\Delta$  ;

$$\sigma(\delta_0) = \frac{\delta \cdot x_N}{x_i \sqrt{3}} \quad , \quad (\text{П.1.8})$$

если класс точности  $j$ -го компонента ИК нормирован пределом допускаемой основной приведенной погрешности  $\delta$  ( $x_N$  - нормирующее значение  $x_i$  по [6] );

$$\sigma(\delta_0) = \frac{\delta_n}{\sqrt{3}} \quad , \quad (\text{П.1.9})$$

если класс точности  $j$ -го компонента ИК нормирован пределом допускаемой основной относительной погрешности  $\delta_n$

Значение

$$\sigma(\delta_0) = \left[ \sum_{k=1}^l \left( \frac{\varepsilon_p(\xi_k) \cdot 100}{x_i \sqrt{3}} \right)^2 \right]^{0,5} \quad , \quad (\text{П.1.10})$$

где  $\varepsilon_p(\xi_k)$  - наибольшее допускаемое изменение погрешности средства измерения, вызванное отклонением  $k$ -й влияющей величины  $\xi_k$  от нормального значения.

Для номинальной статической характеристики преобразования, предписываемой данному средству измерения,

$$\sigma(\delta_{\text{мет}}) = \frac{1}{2\sqrt{3}} (\delta_{\text{макс}} - \delta_{\text{мин}}) \quad , \quad (\text{П.1.11})$$

где  $\delta_{\text{макс}}$  ,  $\delta_{\text{мин}}$  - максимальное и минимальное относительные отклонения номинальной статической характеристики преобразования от реальной статической характеристики преобразования.

Субъективная составляющая погрешности измерения появляется в том случае, если результаты измерения обрабатываются вручную (например, путем планиметрирования диаграмм самопишущих приборов).

По данным [9] можно принять  $\sigma(\delta_{\text{суб}}) = 1\%$ .

Если результаты измерения обрабатываются на ЭЕМ, то в формуле (П.4)  $\sigma(\delta_{sub})$  необходимо заменить СКО относительной погрешности, вносимой в результат измерения ЭЕМ -  $\sigma(\delta_{ЭВМ})$ . Для отечественных шестнадцатиразрядных ЭЕМ можно принять  $\sigma(\delta_{ЭВМ}) = 0,3\%$ .

Приложение 2  
Рекомендуемое

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА  $\sigma(\delta\delta_3)$  ДЛЯ ЭНЕРГООБЛОКОВ  
МОЩНОСТЬЮ 300 и 800 МВт

Приведенные ниже расчеты выполнены для случая определения  $\delta_3$  по обратному балансу. Исходной для оценки  $\sigma(\delta\delta_3)$  является формула (3).

Коэффициент полезного действия нетто парового котла

$$\eta_K^H = \eta_K^{\delta P} \frac{(100 - q_K^{CH} - q_{KF} - q_{TL}^P)(100 - \varepsilon_3^{CH})}{100 K_Q (100 - \varepsilon_T^{CH})}, \quad (\text{П.1})$$

- где  $q_K^{CH}$  - расход тепла на собственные нужды котла, %;  
 $q_{KF}$  - относительный расход тепла на calorifiers, %;  
 $q_{TL}^P$  - относительный расход тепла, внесенного в котел с топливом, %;  
 $K_Q$  - поправочный коэффициент, учитывающий внесенное в топку котла тепло с подогретыми топливом и воздухом;  
 $\varepsilon_T^{CH}$  - расход электроэнергии на собственные нужды турбины, %;  
 $\varepsilon_3^{CH}$  - расход электроэнергии на собственные нужды блока на выработку электроэнергии, %;  
 $\eta_K^{\delta P}$  - КПД брутто котла, %.

В общем случае

$$\eta_K^{\delta P} = 100 - q_2 - q_3 - q_4 - q_5 - q_6, \quad (\text{П.2})$$

- где  $q_2$  - потери тепла с уходящими газами, %;  
 $q_3$  - потери тепла от химической неполноты сгорания, %;  
 $q_4$  - потери тепла от механической неполноты сгорания, %;

$q_5$  - потери тепла в окружающую среду, %;  
 $q_6$  - потери тепла с физическим теплом очаговых остатков и на охлаждение деталей котла и топочного устройства, %.

Расчеты показывают, что пренебрегая малыми составляющими, можно оценивать  $\sigma(\delta\eta_{\kappa}^H)$  по формуле

$$\sigma(\delta\eta_{\kappa}^H) = 1,2\sigma(\delta\eta_{\kappa}^{\delta p}), \quad (\text{П2.3})$$

где  $\sigma(\delta\eta_{\kappa}^{\delta p})$  - СКО относительной погрешности определения  $\eta_{\kappa}^{\delta p}$ .

Из формулы (П2.2)

$$\sigma(\delta\eta_{\kappa}^{\delta p}) = \left[ \sum_{i=2}^6 K_{\eta_{\kappa}^{\delta p} q_i}^2 \sigma^2(\delta q_i) \right]^{0,5}, \quad (\text{П2.4})$$

где  $\sigma(\delta q_i)$  - СКО относительной погрешности определения  $q_i$  ( $i = 2, 3, \dots, 6$ ), %;

$K_{\eta_{\kappa}^{\delta p} q_i}$  - коэффициент влияния  $q_i$  на  $\eta_{\kappa}^{\delta p}$ .

Для газомазутных котлов

$$\sigma(\delta\eta_{\kappa}^{\delta p}) = \left[ K_{\eta_{\kappa}^{\delta p} q_2}^2 \sigma^2(\delta q_2) + K_{\eta_{\kappa}^{\delta p} q_5}^2 \sigma^2(\delta q_5) \right]^{0,5}. \quad (\text{П2.5})$$

В табл.П2.1 приведены рассчитанные для номинальных нагрузок энергоблоков значения СКО относительных погрешностей и коэффициентов влияния, участвующих в оценке  $\sigma(\delta\eta_{\kappa}^H)$  по формулам (П2.3) - (П2.5), усредненные по множеству энергоблоков.

Современными штатными приборами невозможно определить фактические потери теплового потока  $Q_{\tau n}$ , поэтому они принимаются равными расчетным значениям. В дальнейшем принято  $\eta_{\tau n} = 99\%$  с возможным максимальным отклонением  $\Delta\eta_{\tau n} = \pm 1\%$ . Тогда

$$\sigma(\delta\eta_{\tau n}) = \frac{1}{\eta_{\tau n} \sqrt{3}} \Delta\eta_{\tau n} 100 = 0,6\%.$$

Удельный расход тепла нетто на турбину

$$q_{\tau}^H = \frac{Q_3 + Q_{\tau}^{CH}}{3 - 3_{\tau}^{CH}} 10^3, \quad (\text{П2.6})$$

Т а б л и ц а П 2. I

Составляющие формул (П2.3), (П2.4)	Блоки 300 МВт		Блоки 800 МВт газомазутные
	пылеугольные	газомазутные	
$\sigma(\delta q_2)$	8	1,09	1,09
$\sigma(\delta q_3)$	1,5	-	-
$\sigma(\delta q_4)$	6	-	-
$\sigma(\delta q_5)$	10	15	15
$\sigma(\delta q_6)$	0,72	-	-
$-K_{\eta_k}^{\text{пр}} q_2$	0,06	0,077	0,064
$-K_{\eta_k}^{\text{пр}} q_3$	0,0021	-	-
$-K_{\eta_k}^{\text{пр}} q_4$	0,0195	-	-
$-K_{\eta_k}^{\text{пр}} q_5$	0,0286	0,002	0,0011
$-K_{\eta_k}^{\text{пр}} q_6$	0,0025	-	-
$\sigma(\delta \eta_k^{\text{пр}})$	0,49	0,1	0,072
$\sigma(\delta \eta_k^{\text{н}})$	0,59	0,1	0,09

где  $Q_3$  - расход тепла на выработку электроэнергии, ГДж:

$$Q_3 = q_T \mathcal{E} \cdot 10^{-3}; \quad (\text{П2.7})$$

$q_T$  - удельный расход тепла брутто на турбину, кДж/(кВт·ч):

$$q_T = \frac{Q_3^0}{\mathcal{E} + \mathcal{E}_{i \text{ ПТН}} + \mathcal{E}_{i \text{ ТВД}}} \cdot 10^3; \quad (\text{П2.8})$$

$\mathcal{E}$  - выработка электроэнергии, МВт·ч;

$\mathcal{E}_{i \text{ ПТН}}, \mathcal{E}_{i \text{ ТВД}}$  - электроэнергия, эквивалентная внутренней мощности турбоприводов соответственно питательных насосов и воздуходувок для энергоблоков, оснащенных ПТН и ТВД, МВт·ч;

$Q_T^{\text{сн}}$  - расход тепла на собственные нужды турбины, ГДж;

$Q_3^0$  - количество тепла на выработку электроэнергии, на приводы ПТН и ТВД, ГДж:

$$Q_3^0 = D_0 i_0 + D_{пп} (i'_{цсд} - i''_{цвд}) + G_{впр} (i'_{цсд} - i_{впр}) - G_{пв} i_{пв} - Q_T + Q_{пр}; \quad (П2.9)$$

- $D_0$  - расход свежего пара на турбину, кг;  
 $i_0$  - энтальпия свежего пара перед турбиной, кДж/кг;  
 $D_{пп}$  - расход пара, поступающего в промежуточный пароперегреватель, кг;  
 $i'_{цсд}, i''_{цвд}$  - энтальпия пара соответственно на входе в ЦСД и на выходе из ЦВД, кДж/кг;  
 $G_{впр}$  - расход питательной воды на впрыск в промежуточный пароперегреватель, кг;  
 $i_{впр}$  - энтальпия впрыскиваемой воды, кДж/кг;  
 $G_{пв}$  - расход питательной воды, кг;  
 $i_{пв}$  - энтальпия питательной воды, кДж/кг;  
 $Q_T$  - суммарный отпуск тепла из отборов и конденсатора сверх нужд регенерации, ГДж;  
 $Q_{пр}$  - количество тепла, поступившее в тепловую схему турбины с выпаром расширителей непрерывной продувки, водой после охлаждения установок дробеочистки и пр., ГДж.

Для формул (П2.6) - (П2.9), пренебрегая малыми составляющими, можем записать:

$$\sigma(\delta q_T^H) = \left[ K_{q_T D_0}^2 \sigma^2(\delta D_0) + K_{q_T i_0}^2 \sigma^2(\delta i_0) + K_{q_T D_{пп}}^2 \sigma^2(\delta D_{пп}) + K_{q_T G_{впр}}^2 \sigma^2(\delta G_{впр}) + K_{q_T i_{впр}}^2 \sigma^2(\delta i_{впр}) + K_{q_T i'_{цсд}}^2 \sigma^2(\delta i'_{цсд}) + K_{q_T i''_{цвд}}^2 \sigma^2(\delta i''_{цвд}) + K_{q_T i_{пв}}^2 \sigma^2(\delta i_{пв}) + \sigma^2(\delta \varepsilon) \right]^{0,5}. \quad (П2.10)$$

В табл.П2.2 приведены расчитанные для номинальных нагрузок энергоблоков значения СК0 относительных погрешностей и коэффициентов влияния, участвующих в оценке  $\sigma(\delta q_T^H)$  по формуле (П2.10), усредненные по множеству энергоблоков.

Т а б л и ц а П 2 . 2

Составляющие (П2.10)	Энергоблоки 300 МВт		Энергоблоки 800 МВт	
	пылеуголь- ные (постоян- ные началь- ные парамет- ры)	газодизель- ные (сколь- зящие на- чальные па- раметры)	пылеуголь- ные (посто- янные на- чальные па- раметры)	газодизель- ные (сколь- зящие на- чальные па- раметры)
$K_{q_T D_0}^H$	1,25	1,3	1,2	1,2
$K_{q_T L_0}^H$	1,3	1,3	1,2	1,2
$K_{q_T D_{nn}}^H$	0,14	0,14	0,18	0,18
$K_{q_T G_{впр}}^H$	0,056	0,06	0,05	0,05
$K_{q_T G_{пв}}^H$	0,45	0,5	0,43	0,44
$K_{q_T i'_{цсд}}^H$	1,15	1,2	1,12	1,17
$K_{q_T i''_{цвд}}^H$	0,93	0,97	0,88	0,90
$K_{q_T i_{пв}}^H$	0,48	0,53	0,46	0,47
$\sigma(\delta D_0)$	1,2	1,2	1,2	1,2
$\sigma(\delta i_0)$	0,32	0,33	0,32	0,32
$\sigma(\delta D_{nn})$	1,2	1,2	1,2	1,2
$\sigma(\delta G_{впр})$	1,6	1,6	1,6	1,6
$\sigma(\delta G_{пв})$	1,2	1,2	1,2	1,2
$\sigma(\delta i'_{цсд})$	0,21	0,22	0,21	0,21
$\sigma(\delta i''_{цвд})$	0,38	0,38	0,38	0,35
$\sigma(\delta i_{пв})$	0,54	0,26	0,54	0,54
$\sigma(\delta \varepsilon)$	1,7	1,7	1,7	1,7
$\sigma(\delta q_T^H)$	2,42	2,50	2,34	2,36

В табл.П2.3 приведены рассчитанные по (3) для номинальных нагрузок энергоблоков значения  $\sigma(\delta\delta_3)$ , усредненные по множеству энергоблоков.

Т а б л и ц а П 2.3

СКО	Энергоблоки 300 МВт		Энергоблоки 800 МВт	
	пылеуголь- ные (по- стоянные на- чальные па- раметры)	газоза- турные (сколь- зящие на- чальные па- раметры)	газоза- турные (по- стоянные на- чальные па- раметры)	газоза- турные (сколь- зящие на- чальные па- раметры)
$\sigma(\delta\delta_3)$ %	2,6	2,6	2,4	2,4

Для ориентировочных расчетов при оценке  $\sigma(\delta\delta_3)$  можно использовать обобщенную по всем блокам зависимость от относительной нагрузки блока

$$\sigma(\delta\delta_3) = 3,0 \left[ \frac{N}{N_{ном}} \right]^2 - 5,5 \frac{N}{N_{ном}} + 5,1.$$

---

---

## С п и с о к и с п о л ь з о в а н н о й л и т е р а т у р ы

1. МЕТОДИЧЕСКИЕ указания по подготовке и передаче информации о тепловой экономичности работы электростанций и энергосистем: МУ 34-70-065-84. - М.: СПО Совзтехэнерго, 1984.
2. ГОСТ 8.009-84. Нормирование и использование метрологических характеристик средств измерений. Нормативно-технические документы. Методические материалы по применению ГОСТ 8.009-84.РД 50-453-84 . - М.: Изд-во стандартов, 1985.
3. ГОСТ 8.207-76. Прямые измерения с многократными наблюдениями. Методы обработки результатов измерений. Основные положения.
4. НОРМЫ точности измерений технологических параметров тепловых электростанций: РД 34.ИИ.321-88. - М.: ВТИ, 1988.
5. ГОСТ 8.401-80. Классы точности средств измерений. Общие требования.
6. ГОСТ 16263-70. Метрология. Термины и определения.
7. ПОРЯДОК исчисления экономии топлива на электростанциях, исходя из нормативных характеристик и фактических режимов работы оборудования. - М.: Совзтехэнерго, 1987.
8. ПОГРЕШНОСТЬ планиметрирования / Е.В.Войнич, А.Т.Лебедев, В.А.Новиков и др. - Измерительная техника. № 8, 1982.