

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ  
ПО РАСЧЕТУ  
НОРМАТИВНОЙ РАБОЧЕЙ МОЩНОСТИ  
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

**РД 34.20.541-92**

**СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ОРГРЭС**

**Москва**

**1992**

**РАЗРАБОТАНО** Государственным предприятием по оперативно-технологическому управлению Единой энергетической системой ЦДУ ЕЭС

**ИСПОЛНИТЕЛИ** Б.Д.СИТКИН, В.Н.АРТЕМЬЕВ, С.И.ДУДКИН,  
В.И.ОРЛОВ

**УТВЕРЖДЕНО** Министерством топлива и энергетики Российской Федерации 28.12.92 г.

Заместитель министра А.Ф.ДЬЯКОВ

---

Подписано к печати 30.II.92	Формат 60x84 I/I6
Печать офсетная Усл.печ.л. I,86 Уч.-изд. л. I,5	Тираж II50 экз.
Заказ # 4/93	Издат. # 92I6I

---

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

УДК 621.311.22.004.15

---

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ  
ПО РАСЧЕТУ НОРМАТИВНОЙ  
РАБОЧЕЙ МОЩНОСТИ  
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

---

РД 34.20.541-92

Вводится в действие  
с 01.01.93 г.

Настоящие Методические указания предназначены для работников электростанций, производственных объединений энергетики электрификации, территориальных энергетических объединений, объединенных энергетических систем ЦДУ ЕЭС, занимающихся вопросами нормирования рабочей мощности электростанций.

## **I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

Рабочая мощность – мощность электростанций, которая может быть использована для покрытия потребности нужд народного хозяйства и населения страны.

Рабочая мощность электростанций равна установленной мощности турбоагрегатов за вычетом имеющихся ограничений мощности и мощности оборудования, выведенного в ремонт и для проведения работ по реконструкции или модернизации.

Нормативная рабочая мощность соответствует максимально возможному использованию установленной мощности электростанций.

Нормативная рабочая мощность определяется исходя из нормативных периодичности и продолжительности ремонтов оборудования электростанций, а также согласованных ограничений мощности.

Разность между нормативной рабочей мощностью и фактической рабочей мощностью характеризует эффективность использования установленной мощности электростанций.

Значение нормативной рабочей мощности на планируемый период (год) рассчитывается как средневзвешенный показатель по времени.

Показатель нормативной рабочей мощности используется при:

- расчете тарифа на рабочую мощность электростанций и сальдо-переток мощности;
- оценке деятельности персонала электростанций и энергообъединений по эффективному использованию мощности электростанций;
- расчете контрольных цифр по выработке электроэнергии, разработке энергобалансов.

В настоящих Методических указаниях в качестве единицы измерения электрической мощности принят I МВт.

## 2. РАСЧЕТ НОРМАТИВНОЙ РАБОЧЕЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

2.1. Нормативная рабочая мощность в расчетном году определяется по формуле

$$N_{раб}^н = N_y^{нач} - N_{рек}^н - N_{рем}^н - N_{огр}^н, \quad (I)$$

где  $N_y^{нач}$  - установленная электрическая мощность на начало года;  
 $N_{рек}^н$  - среднегодовое снижение мощности из-за останова энергетического оборудования для проведения работ по его реконструкции или модернизации;  
 $N_{рем}^н$  - среднегодовое нормативное снижение мощности из-за ввода освоенного энергетического оборудования во все виды ремонта;  
 $N_{огр}^н$  - среднегодовое снижение мощности из-за наличия ее ограничений.

При определении нормативной рабочей мощности не учитываются изменения установленной мощности в течение расчетного года, вызванные вводом нового, перемаркировкой и демонтажем действующего оборудования.

2.2. Среднегодовое нормативное снижение мощности из-за останова освоенного энергетического оборудования для проведения работ по реконструкции или модернизации определяется по формуле

$$N_{рек} = \frac{\sum [N_{у(рек)i} (\tau_{(рек)i} - \tau_{(к.р)i}^H)] 100}{\tau_{20д} (100 - K_n)}, \quad (2)$$

где  $N_{у(рек)i}$  — установленная электрическая мощность на начало года  $i$ -го турбоагрегата, выводимого на реконструкцию или модернизацию;

$\tau_{(рек)i}$  — продолжительность работ по реконструкции и модернизации  $i$ -го агрегата, сут;

$\tau_{(к.р)i}^H$  — нормативная продолжительность капитального ремонта  $i$ -го агрегата, сут;

$\tau_{20д}$  — количество календарных суток в году;

$K_n$  — коэффициент, учитывающий количество календарных суток, приходящихся на праздничные дни (в расчетах принимается равным 2,5), %.

Сроки проведения работ по реконструкции и модернизации оборудования должны совмещаться со сроками капитальных ремонтов.

Снижение мощности из-за останова энергетического оборудования для проведения работ по реконструкции и модернизации рассматривается только для периода превышения сроков указанных работ над нормативными сроками капитальных ремонтов.

2.3. Среднегодовое нормативное снижение мощности из-за вывода освоенного энергетического оборудования в ремонт определяется по формуле

$$N_{рем}^H = N_{п.р}^H + N_{а.р}^H, \quad (3)$$

где  $N_{п.р}^H$  — среднегодовое снижение мощности из-за вывода оборудования в плановые виды ремонта:

$$N_{п.р}^H = N_{к.р}^H + N_{с.р}^H + N_{т.р}^H + N_{кот}^H + N_{об.ст}^H, \quad (4)$$

здесь  $N_{к.р.}^H$ ,  $N_{с.р.}^H$ ,  $N_{т.р.}^H$  - среднегодовое снижение мощности из-за вывода турбоагрегатов соответственно в капитальный, средний и текущий ремонты;

$N_{кот}^H$  - среднегодовое снижение мощности из-за вывода в ремонт котлоагрегатов;

$N_{об.ст}^H$  - среднегодовое снижение мощности из-за вывода в ремонт общестанционного оборудования;

$N_{а.р}^H$  - среднегодовое нормативное снижение мощности из-за вывода основного оборудования в неплановые (аварийные) ремонты.

2.3.1. Среднегодовое нормативное снижение мощности из-за вывода турбоагрегатов в капитальный ремонт определяется по формуле

$$N_{к.р.}^H = \frac{\sum (N_{у(к.р)j}^{нач} \tau_{(к.р)j}^H)}{\tau_{200} (100 - K_n)} 100, \quad (5)$$

где  $N_{у(к.р)j}^{нач}$  - установленная электрическая мощность (на начало года)  $j$ -го турбоагрегата, выводимого в капитальный ремонт;

$\tau_{(к.р)j}^H$  - нормативная продолжительность капитального ремонта  $j$ -го турбоагрегата, сут.

В обязательных приложениях I-4 приведены нормативные значения периодичности и продолжительности капитального, среднего, текущего ремонтов освоенного основного оборудования электростанций, находящегося в эксплуатации менее 75 тыс.ч. Нормативная продолжительность ремонтов установлена для типового объема ремонтных работ.

В течение 40 тыс.ч работы оборудования после проведения его реконструкции или модернизации нормативная продолжительность плановых ремонтов увеличивается на 0,5% за каждые 5 тыс.ч работы.

Нормативная продолжительность плановых ремонтов оборудования увеличивается на 1% за каждые последующие 5 тыс.ч работы свыше 75 тыс.ч с начала эксплуатации или 40 тыс.ч после проведения работ по реконструкции и модернизации оборудования.

В случае проведения дополнительных работ, не предусмотренных типовым объемом, продолжительность капитального ремонта основного оборудования увеличивается в соответствии с нормативами, приведенными в обязательном приложении 5.

Временный норматив продолжительности капитального и текущего ремонтов ГТУ, ГАЭС и ПГУ утверждается Минтопэнерго Российской Федерации для каждой электростанции.

За начало отсчета ремонтного цикла принимается год, следующий за тем, в котором проведен капитальный ремонт или закончены работы по модернизации (реконструкции) основного оборудования.

Отказ электростанции от проведения капитального ремонта в нормативный срок не может являться причиной изменения последовательности выполнения ремонтов очередного ремонтного цикла.

Электростанции, оборудование которых по объективным причинам требует увеличения нормативной продолжительности ремонтов, не менее чем за 6 мес до начала расчетного года представляют в Минтопэнерго Российской Федерации обоснования для установления индивидуального норматива продолжительности ремонтов.

2.3.2. Среднегодовое нормативное снижение мощности из-за вывода турбоагрегатов в средний ремонт определяется по формуле

$$N_{с.р}^H = \frac{\sum (N_{у(с.р)\ell}^{нач} \tau_{(с.р)\ell}^H)}{\tau_{год} (100 - K_n)} 100, \quad (6)$$

где  $N_{у(с.р)\ell}^{нач}$  - установленная электрическая мощность (на начало года)  $\ell$  -го турбоагрегата, выводимого в средний ремонт;  
 $\tau_{(с.р)\ell}^H$  - нормативная продолжительность среднего ремонта  $\ell$  -го турбоагрегата, сут (см. приложения I-4).

2.3.3. Среднегодовое нормативное снижение мощности из-за вывода турбоагрегатов в текущий ремонт определяется по формуле

$$N_{т.р}^H = \frac{\sum (N_{у(т.р)m}^{нач} \tau_{(т.р)m}^H)}{\tau_{год} (100 - K_n)} 100, \quad (7)$$

где  $N_{у(т.р)m}^{нач}$  - установленная электрическая мощность (на начало года)  $m$ -го турбоагрегата, выводимого в текущий ремонт;  
 $\tau_{(т.р)m}^H$  - нормативная продолжительность текущего ремонта  $m$ -го турбоагрегата, сут (см. приложения I-4).

2.3.4. Для групп оборудования с поперечными связями планирование сроков проведения ремонта котлоагрегатов должно производиться таким образом, чтобы они совпадали со сроками ремонта турбоагрегатов.

Однако нормативные значения периодичности и продолжительности ремонта котлоагрегатов отличаются от соответствующих показателей турбоагрегатов и зачастую сроки проведения ремонта котло- и турбоагрегатов не совпадают. В таких случаях и при условии, что суммарная номинальная паропроизводительность котлоагрегатов больше суммарного номинального расхода пара на все турбоагрегаты, среднегодовое снижение мощности из-за вывода котлоагрегатов в ремонт определяется по формуле

$$N_{кот}^H = \sum \left[ \frac{(\sum D_{кот s}^{рем} - \sum D_{т s}^{рем}) - (\sum D_{кот s} - \sum D_{т s})}{\sum D_{т s}} N_{у s}^{нач} \right], \quad (8)$$



где  $D_{кот\ s}^{рем}$ ;  $D_{т\ s}^{рем}$  - в  $s$ -й группе оборудования среднегодовые номинальные значения паропроизводительности каждого из выводимых в ремонт котлоагрегатов и расходов пара на каждый из выводимых в ремонт турбоагрегатов, т/ч; определяются по формулам, аналогичным (5)-(7);

$D_{кот\ s}$ ;  $D_{т\ s}$  - в  $s$ -й группе оборудования номинальные значения паропроизводительности каждого из котлоагрегатов и расхода пара на каждый из турбоагрегатов, т/ч.

При отрицательных значениях выражения (8) снижение мощности из-за ремонта котлоагрегатов отсутствует.

2.3.5. Среднегодовое снижение мощности из-за вывода в ремонт общестанционного оборудования определяется по формуле

$$N_{об.ст}^H = \frac{\sum (N_{об.ст\ t} \tau_{об.ст\ t})}{\tau_{год} (100 - K_H)} \cdot 100, \quad (9)$$

где  $N_{об.ст\ t}$  - снижение мощности из-за вывода в ремонт  $t$ -го объекта общестанционного оборудования;

$\tau_{об.ст\ t}$  - продолжительность ремонта  $t$ -го объекта общестанционного оборудования в соответствии с утвержденным графиком, сут.

2.3.6. Среднегодовое нормативное снижение мощности из-за останова основного энергетического оборудования в плановый (аварийный) ремонт определяется по формуле

$$N_{a.p}^H = \sum (N_{y\ s}^{нач} - N_{(n.p)\ s}^H - N_{(рек)\ s}) K_{(a.p)\ s}^H \cdot 10^{-2}, \quad (10)$$

где  $N_{y s}^{нач}$  - установленная электрическая мощность освоенного оборудования  $s$ -й группы на начало года;  
 $N_{(n.p)s}^H$  - среднегодовое нормативное снижение мощности  $s$ -й группы оборудования из-за вывода освоенных турбоагрегатов в плановые ремонты;  
 $N_{(рек)s}^H$  - среднегодовое снижение мощности  $s$ -й группы из-за вывода освоенного оборудования в реконструкцию или модернизацию;  
 $K_{(a.p)s}^H$  - норматив снижения мощности  $s$ -й группы оборудования из-за останова оборудования в неплановый (аварийный) ремонт, %.  
 Значения  $K_{(a.p)s}^H$  приведены в обязательном приложении 6.

2.4. Среднегодовое снижение мощности из-за ее ограничений определяется по формуле

$$N_{огр} = N_{огр}^{тсв} + N_{огр}^э + N_{огр}^0, \quad (II)$$

где  $N_{огр}^{тсв}$  - среднегодовые значения технических, сезонных и временных ограничений мощности;  
 $N_{огр}^э$  - среднегодовое снижение мощности из-за ограничений, вызванных кратковременным ухудшением эксплуатационного состояния оборудования в межремонтный период;  
 $N_{огр}^0$  - среднегодовое снижение мощности, вызванное освоением вновь введенного оборудования (устранение строительно-монтажных недоделок, проведение испытаний и наладочных работ и др.).

2.4.1. Среднегодовое снижение мощности из-за наличия технических, сезонных и временных ограничений мощности освоенного оборудования определяется по формуле

$$N_{огр}^{тсв} = \sum N_{огр s}^с K_s^{рэм}, \quad (I2)$$

где  $N_{огр}^c$  - согласованное с фирмой ОРГЭС на расчетный год среднегодовое ограничение мощности  $S$ -й группы оборудования;  
 $K_s^{рем}$  - коэффициент, учитывающий вывод оборудования в ремонт и реконструкции,

$$K_s^{рем} = 1 - \frac{N_{рем}^H + N_{(рек)}^H}{N_{ys}^{нач}} \quad (13)$$

2.4.2. Среднегодовое снижение мощности, вызванное кратковременным ухудшением эксплуатационного состояния основного оборудования в межремонтный период, рассчитывается по формуле

$$N_{огр}^з = \sum N_{ys}^{нач} K_s^{рем} K_{зс}^H \cdot 10^{-2}, \quad (14)$$

где  $K_{зс}^H$  - норматив снижения мощности из-за ухудшения эксплуатационного состояния  $S$ -й группы оборудования, %.

Значения  $K_{зс}^H$  принимаются равными:

0,5 для гидроэлектростанций и всех групп оборудования тепловых электростанций, работающих на газе и мазуте;

1,0 для всех групп оборудования тепловых электростанций, работающих на твердом топливе (кроме сланца);

1,5 для групп оборудования тепловых электростанций, работающих на сланцах.

2.4.3. Среднегодовое снижение мощности оборудования, находящегося в стадии освоения, определяется по формуле

$$N_{огр}^д = \sum N_{yq}^{нач} (1 - K_{оq}^H \cdot 10^{-2}), \quad (15)$$

где  $N_{yq}^{нач}$  - установленная мощность  $q$ -го агрегата, введенного в эксплуатацию до начала расчетного года и находящегося в стадии освоения;  
 $K_{oq}^H$  - среднегодовой нормативный коэффициент освоения оборудования, %.

Началом периода освоения вновь введенного агрегата считается месяц, следующий за тем, в котором был подписан акт о приемке нового агрегата в эксплуатацию.

В течение расчетного года для осваиваемого агрегата может закончиться очередная год освоения (первый, второй или третий). В таком случае для данного агрегата среднегодовой нормативный коэффициент освоения рассчитывается по формуле

$$K_{oq}^H = \frac{n_{oq(a)} K_{oq(a)}^H + n_{oq(b)} K_{oq(b)}^H}{12}, \quad (16)$$

где  $n_{oq(a)}$  и  $n_{oq(b)}$  - количество месяцев расчетного года, относящееся соответственно к первому (второму или третьему) и второму (третьему или четвертому) годам освоения;  
 $K_{oq(a)}^H$ ;  $K_{oq(b)}^H$  - нормативный коэффициент освоения оборудования соответственно для первого (второго или третьего) и второго (третьего или четвертого) годов освоения.

Нормативный коэффициент освоения оборудования, отражающий снижение его мощности и время простоя во всех видах ремонта, для каждого из годов освоения определяется по формулам:

$$K_{oq(a)}^H = K_{rqa}^H K_{mq(a)}^H 10^{-2}; \quad (17)$$

$$K_{оф}^H(\theta) = K_{гф}^H K_{мф}^H \cdot 10^{-2}, \quad (18)$$

где  $K_{гф}^H$  и  $K_{мф}^H$  - нормативные (для каждого из годов освоения) коэффициенты готовности вновь введенного оборудования (обязательное приложение 7) и освоения его проектной мощности (обязательное приложение 8).

### 3. ПРИМЕР РАСЧЕТА НОРМАТИВНОЙ РАБОЧЕЙ МОЩНОСТИ

Расчет выполнен для ТЭЦ, на которой установлены 4 котлоагрегата ТМ-96 паропроизводительностью по 480 т/ч и четыре турбоагрегата Т-100-130 мощностью по 100 МВт и номинальным расходом свежего пара 480 т/ч.

#### 3.1. Исходные данные для расчета

Котло- и турбоагрегаты ТЭЦ отработали от 40 до 55 тыс.ч.

В соответствии с руководящими документами по проведению плано-предупредительных ремонтов в расчетном году предусматривается выполнить следующие ремонты:

Наименование и станционный номер оборудования	Вид ремонта	Нормативная продолжительность ремонта, сут
Турбоагрегат # 1	Текущий	8
Турбоагрегат # 2	Средний	16
Турбоагрегат # 3	Текущий	8
Турбоагрегат # 4	Капитальный	40
	Реконструкция	55
Котлоагрегат # 1	Текущий	30

Наименование и станционный номер оборудования	Вид ремонта	Нормативная продолжительность ремонта, сут
Котлоагрегат № 2	Средний	24
	Текущий	20
Котлоагрегат № 3	Текущий	30
Котлоагрегат № 4	Капитальный	46
	Текущий	20
Градириня	Средний	30

Среднее снижение мощности ТЭЦ за время проведения ремонта градирини составит 50 МВт.

Оборудование, находящееся в стадии освоения, на электростанции отсутствует.

Согласованное с фирмой ОРГЭС среднегодовое снижение мощности в расчетном году из-за наличия технических, сезонных и временных ограничений составит 22 МВт.

Для установленного на ТЭЦ оборудования:

норматив снижения рабочей мощности из-за неплановых (аварийных) ремонтов основного оборудования составляет 2,0% (см. приложение 6);

норматив снижения рабочей мощности из-за ухудшения эксплуатационного состояния оборудования в межремонтный период составляет 0,5% (п.2.4.2).

### 3.2. Расчет рабочей мощности (МВт)

3.2.1. Среднегодовое снижение мощности из-за вывода турбоагрегатов:

- в реконструкции [формула (2)]

$$N_{рек}^M = \frac{100 (55 - 40)}{365 (100 - 2,5)} \quad 100 = 4,2;$$

- в капитальный ремонт [формула (5)]

$$N_{к.р}^H = \frac{100 \cdot 40}{365 (100 - 2,5)} \cdot 100 = 11,2;$$

- в средний ремонт [формула (6)]

$$N_{с.р}^H = \frac{100 \cdot 16}{365 (100 - 2,5)} \cdot 100 = 4,5;$$

- в текущий ремонт [формула (7)]

$$N_{т.р}^H = \frac{100 (8 \cdot 2)}{365 (100 - 2,5)} \cdot 100 = 4,5.$$

3.2.2. Среднегодовое снижение мощности из-за несовпадения сроков проведения ремонтов котло- и турбоагрегатов [формула (8)]

$$N_{кот}^H = \frac{(229 - 117) - (480 \cdot 4 - 480 \cdot 4)}{480 \cdot 4} \cdot 400 = 23,3,$$

где среднегодовая номинальная паропроизводительность выводимых в ремонт агрегатов определяется по формуле, аналогичной формуле (5)

$$D_{кот}^{рем} = \frac{480 [30 + (24 + 20) + 30 + (46 + 20)]}{365 (100 - 2,5)} \cdot 100 = 229 \text{ т/ч};$$

$$D_{т}^{рем} = \frac{480 (8 + 16 + 8 + 55)}{365 (100 - 2,5)} \cdot 100 = 117 \text{ т/ч}.$$

3.2.3. Среднегодовое снижение мощности из-за вывода в ремонт общестанционного оборудования - градирни [формула (9)]

$$N_{об.ст}^H = \frac{50 \cdot 30}{365 (100 - 2,5)} \cdot 100 = 4,2.$$

3.2.4. Суммарное среднегодовое снижение мощности из-за вывода оборудования в плановые ремонты формула (4)

$$N_{п.р}^H = 11,2 + 4,5 + 4,5 + 23,3 + 4,2 = 47,7.$$

3.2.5. Среднегодовое снижение мощности из-за вывода основного энергетического оборудования в непланный (аварийный) ремонт [формула (10)]

$$N_{a.p}^H = (400 - 47,7 - 4,2) \cdot 2 \cdot 10^{-2} = 7,0.$$

3.2.6. Суммарное среднегодовое снижение мощности из-за вывода оборудования во все виды ремонтов [формула (3)]

$$N_{рем}^H = 47,7 + 7,0 = 54,7.$$

3.2.7. Среднегодовое снижение мощности из-за наличия ограничений:

технических, сезонных и временных, согласованных с фирмой ОРГЭС формула (12)

$$N_{огр}^{тсб} = 22 \cdot 0,853 = 18,8,$$

где коэффициент, учитывающий вывод оборудования в ремонт и реконструкцию, определен по формуле (13):

$$K_s^{рем} = 1 - \frac{54,7 + 4,2}{400} = 0,853;$$

- вызванных кратковременным ухудшением эксплуатационного состояния оборудования в межремонтный период [формула (14)],

$$N_{огр}^3 = 400 \cdot 0,853 \cdot 0,5 \cdot 10^{-2} = 1,7;$$

- всего [формула (11)]

$$N_{огр} = 18,8 + 1,7 + 0 = 20,5.$$

3.2.8. Среднегодовая нормативная рабочая мощность [формула (1)]

$$N_{раб}^H = 400 - 4,2 - 54,7 - 20,5 = 320,6.$$



Приложение I  
Обязательное

НОРМЫ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ РЕМОНТА И ПЕРИОДИЧНОСТИ  
КАПИТАЛЬНЫХ РЕМОНТОВ ПАРОВЫХ ТУРБИН (ТИПОВОЙ ОБЪЕМ)

Тип турбины	Давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ).	Мощ- ность, МВт	Периодич- ность капиталь- ных ремон- тов, лет	Ремонтный цикл	Продолжительность ре- монта, календарные сутки		
					капи- тально- го	сред- него	теку- щего
Турбины конденсационные и теплофикационные одно- цилиндровые	До 6,5 (65)	До 12	5	Т-Т-Т-Т-К	12	-	4
Турбины конденсационные и теплофикационные двух- цилиндровые	До 6,5 (65)	До 12	5	Т-Т-Т-Т-К	13	-	4
Турбины конденсационные и теплофикационные одно- цилиндровые	До 6,5 (65)	13-15	5	Т-Т-Т-Т-К	16	-	5
Турбины конденсационные и теплофикационные двухцилиндровые	До 6,5 (65)	13-24	5	Т-Т-Т-Т-К	18	-	6

## О к о н ч а н и е   п р и л о ж е н и я   I

Тип турбины	Давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	Мощность, МВт	Периодичность капитальных ремонтов, лет	Ремонтный цикл	Продолжительность ремонта, календарные сутки		
					капитального	среднего	текущего
Турбины конденсационные и теплофикационные одноцилиндровые	До 6,5 (65)	26-50	5	Т-Т-Т-Т-К	21	-	6
Турбины конденсационные и теплофикационные двухцилиндровые	До 6,5 (65)	26-50	5	Т-Т-Т-Т-К	23	-	7
Турбины конденсационные и теплофикационные двухцилиндровые	До 6,5 (65)	51-100	5	Т-Т-Т-Т-К	25	-	7
Турбины с противодавлением	До 6,5 (65)	До 12	5	Т-Т-Т-Т-К	12	-	4
ПТ-12-90/10	9(90)	12	5	Т-Т-Т-Т-К	18	-	6
К-25-90	9(90)	25	5	Т-Т-Т-Т-К	23	-	7
ПТ-25-90/10	9(90)	25	4	Т-Т-Т-К	25	-	8
Р-12-90/13							
Р-12-90/18	9(90)	12	5	Т-Т-Т-Т-К	18	-	6
Р-12-90/31							

P-25-90/31	9(90)	25	5	T-T-T-T-K	22	-	7
P-25-90/18							
HP-25-90/10/0,9	9(90)	25	5	T-T-T-T-K	27	-	7
K-50-90	9(90)	50	5	T-T-T-T-K	26	-	7
K-100-90	9(90)	100	5	T-T-C-T-K	31	12	9
HT-60/75-90/13	9(90)	60	5	T-T-T-T-K	31	-	9
T-50/60-130	I3(I30)	50	5	T-T-T-T-K	35	-	9
HT-50/60-130/7	I3(I30)	50	5	T-T-T-T-K	35	-	9
P-40-130/31	I3(I30)	40	5	T-T-T-T-K	23	-	6
P-50-130/13	I3(I30)	50	5	T-T-T-T-K	25	-	7
HT-60/75-130/13	I3(I30)	60	5	T-T-T-T-K	36	-	9
HT-80/100-130/13	I3(I30)	80	5	T-T-T-T-K	36	-	9
T-100/120-130	I3(I30)	100	5	T-T-C-T-K	40	16	8
P-100-130/15	I3(I30)	100	5	T-T-T-T-K	29	-	8
HT-135/165-130/15	I3(I30)	135	5	T-T-C-T-K	38	16	8
T-175/210-130	I3(I30)	175	5	T-T-C-T-K	42	17	9

Приложение 2  
Обязательное

НОРМЫ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ РЕМОНТА И ПЕРИОДИЧНОСТИ  
КАПИТАЛЬНЫХ РЕМОНТОВ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ТУРБИН (ТИПОВОЙ ОБЪЕМ)

Тип гидротурбины	Продолжительность простоя, календарные сутки			
	в году проведения капитального ремонта			в году проведения текущего ремонта
	в капитальном ремонте	в текущем ремонте	всего	
Ковшовые и радиально-осевые с диаметром рабочего колеса от 1,5 до 2,9 м	22	4	26	6
Радиально-осевые с диаметром рабочего колеса от 3,0 до 5,4 м мощностью до 100 МВт включительно	28	5	33	8
То же мощностью более 100 МВт	30	6	36	9
Радиально-осевые с диаметром рабочего колеса от 5,5 до 6,5 м мощностью до 150 МВт включительно	32	7	39	9
То же мощностью более 150 МВт	37	8	45	14
Радиально-осевые с диаметром рабочего колеса 7,0 м и выше	42	9	51	16
Поворотные-лопастные с диаметром рабочего колеса до 3,5 м	25	4	29	7
Поворотные-лопастные с диаметром рабочего колеса от 3,6 до 4,5 м	28	5	33	8

Окончание приложения 2

Тип гидротурбины	Продолжительность простоя, календарные сутки			в году проведения текущего ремонта
	в году проведения капитального ремонта		всего	
	в капитальном ремонте	в текущем ремонте		
Поворотно-лопастные с диаметром рабочего колеса от 5,0 до 7,5 м	31	7	38	9
Поворотно-лопастные с диаметром рабочего колеса от 8,0 до 9,5 м	35	8	43	12
Капсульные гидроагрегаты при диаметре рабочего колеса турбины до 6,0 м	30	7	37	9
Поворотно-лопастные с диаметром рабочего колеса свыше 9,5 м	38	9	47	14
Капсульные гидроагрегаты при диаметре рабочего колеса турбины более 6,0 м	35	8	43	9

**Примечания:** 1. Периодичность капитальных ремонтов согласно ГОСТ 10596-80 (п.1.19) составляет не менее 4 лет при наработке не менее 25 тыс.ч и распространяется на все типы гидравлических турбин. Формула ремонтного цикла: Т-Т-КТ.-2. Нормы продолжительности ремонта гидравлических турбин в зимний период увеличиваются на 10%, а для ГЭС, расположенных в условиях Крайнего Севера, - на 15%. 3. Продолжительность планово-предупредительного ремонта гидравлических турбин мощностью до 10 МВт не нормируется. 4. Увеличение продолжительности плановых ремонтов при работе ГЭС в непроекином режиме утверждается Минтопэнерго Российской Федерации для каждой электростанции.

НОРМЫ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ РЕМОНТА И ПЕРИОДИЧНОСТИ

Тип энергоблока	Периодичность капитальных ремонтов, лет	Вид и продолжительность			
		1	2	3	4
Энергоблоки (дубль-блоки) 150-160 МВт с котлами ПК-38, ПК-38-2, ПК-38-3, ПК-38-5, ПК-24, ПИ-90, ПИ-92, ПИ-240-1, ПИ-50, ПИ-51	5	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 13+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 13+8	CT <sub>2</sub> 24+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 13+8
Энергоблоки 150-160 МВт с котлом ТМ-94 (открытая компоновка)	5	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 13+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 13+8	CT <sub>2</sub> 18+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 13+8
Энергоблоки 150-160 МВт с котлом ТМ-94 (закрытая компоновка)	5	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 13+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 13+8	CT <sub>2</sub> 18+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 13+8
Энергоблоки 200-210 МВт с котлами ПК-40, ПК-40-1, ПК-40-2, ПК-47, ПК-47-1, ПК-47-3, ПК-47-5, ПК-33, ПИ-100, ПИ-100А, ПИ-108, ПМЕ-208	4	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 13+8	CT <sub>2</sub> 25+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 13+8	K <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 44+8
Энергоблоки 200 МВт с котлами ПИ-100, ПИ-100А <sup>к</sup>	5	T 13	T 13	C 25	T 13
Энергоблоки 200-210 МВт с котлами ТМ-104, ТМ-104С, ТМ-104, ПМЕ-206, ПМЕ-213	5	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 13+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 13+8	CT <sub>2</sub> 25+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 13+8
Энергоблоки 200-210 МВт с котлами ТГ-104 <sup>а</sup>	6	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 13+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 13+8	CT <sub>2</sub> 25+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 13+8
Энергоблоки 200 МВт с котлом ПИ-101 (топливо - эстонский сланец)	3	T <sub>1</sub> CT <sub>2</sub> 20+27+10	T <sub>1</sub> T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 20+20+10	K <sub>1</sub> T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 81+20+10	T <sub>1</sub> CT <sub>2</sub> 20+27+10
Энергоблоки 200 МВт с котлом ПИ-87 (дубль-блоки, топливо - эстонский сланец)	2	T <sub>1</sub> CT <sub>2</sub> 20+27+10	T <sub>1</sub> K <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 20+83+10	T <sub>1</sub> CT <sub>2</sub> 20+27+10	T <sub>1</sub> K <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 20+83+10
Энергоблоки 300 МВт с котлом ТМП-114	4	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	CT <sub>2</sub> 24+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	K <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 49+8
Энергоблоки 300 МВт с котлами ПК-39, ПК-39-1, ПК-39-П	4	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 18+10	CT <sub>2</sub> 27+10	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 18+10	K <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 50+10

Приложение 3  
Обязательное

КАПИТАЛЬНЫХ РЕМОНТОВ ЭНЕРГОВЛОКОВ (ТИПОВОЙ ОБЪЕМ)

ремонта (календарные сутки) по годам ремонтного цикла										
5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$K_1T_2$ 42+8	$T_1T_2$ 13+8	$T_1T_2$ 13+8	$CT_2$ 24+8	$T_1T_2$ 13+8	$K_2T_2$ 46+8	$T_1T_2$ 13+8	$T_1T_2$ 13+8	$CT_2$ 24+8	$T_1T_2$ 13+8	$K_3T_2$ 54+8
$K_1T_2$ 49+8	$T_1T_2$ 13+8	$T_1T_2$ 13+8	$CT_2$ 18+8	$T_1T_2$ 13+8	$K_2T_2$ 49+8	$T_1T_2$ 13+8	$T_1T_2$ 13+8	$CT_2$ 18+8	$T_1T_2$ 13+8	$K_3T_2$ 54+8
$K_1K_2$ 42+8	$T_1T_2$ 13+8	$T_1T_2$ 13+8	$CT_2$ 18+8	$T_1T_2$ 13+8	$K_2T_2$ 46+8	$T_1T_2$ 13+8	$T_1T_2$ 13+8	$CT_2$ 18+8	$T_1T_2$ 13+8	$K_3T_2$ 54+8
$T_1T_2$ 13+8	$CT_2$ 25+8	$T_1T_2$ 13+8	$K_2T_2$ 48+8	$T_1T_2$ 13+8	$CT_2$ 25+8	$T_1T_2$ 13+8	$K_3T_2$ 56+8	-	-	-
$K_1$ 44	$T$ 13	$T$ 13	$C$ 25	$T$ 13	$K_2$ 48	$T$ 13	$T$ 13	$C$ 25	$T$ 13	$K_3$ 57
$K_1T_2$ 44+8	$T_1T_2$ 13+8	$T_1T_2$ 13+8	$CT_2$ 25+8	$T_1T_2$ 13+8	$K_2T_2$ 48+8	$T_1T_2$ 13+8	$T_1T_2$ 13+8	$CT_2$ 25+8	$T_1T_2$ 13+8	$K_3T_2$ 56+8
$T_1T_2$ 13+8	$K_1T_2$ 44+8	$T_1T_2$ 13+8	$T_1T_2$ 13+8	$CT_2$ 25+8	$T_1T_2$ 13+8	$T_1T_2$ 13+8	$K_2T_2$ 48+8	$T_1T_2$ 13+8	$T_1T_2$ 13+8	$CT_2$ 25+8
$T_1T_1T_2$ 20+20+10	$K_2T_1T_2$ 88+20+10	-	-	-	-	-	-	-	-	-
$T_1CT_2$ 20+27+10	$T_1K_2T_2$ 20+30+10	-	-	-	-	-	-	-	-	-
$T_1T_2$ 16+8	$CT_2$ 24+8	$T_1T_2$ 16+8	$K_2T_2$ 53+8	$T_1T_2$ 16+8	$CT_2$ 27+8	$T_1T_2$ 16+8	$K_3T_2$ 65+8	-	-	-
$T_1T_2$ 18+10	$CT_2$ 27+10	$T_1T_2$ 18+10	$K_2T_2$ 58+10	$T_1T_2$ 18+10	$CT_2$ 27+10	$T_1T_2$ 18+10	$K_3T_2$ 65+10	-	-	-

Тип энергоблока	Периодичность капитальных ремонтов, лет	Вид и продолжительность			
		1	2	3	4
Энергоблоки 300 МВт с котлами ПК-4I, ПК-4I-1	4	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	CT <sub>2</sub> 24+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	K <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 49+8
Энергоблоки 300 МВт с котлами ТПШ-312, ТПШ-312А	4	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+10	CT <sub>2</sub> 27+10	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+10	K <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 49+10
Энергоблоки 300 МВт с котлами ТГМП-314, ТГМП-314А, ТГМП-314Б, ТГМП-314П	4	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	CT <sub>2</sub> 25+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	K <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 51+8
Энергоблоки 300 МВт с котлами ТГМП-314, ТГМП-314А, ТГМП-314Б, ТГМП-314П	5	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	CT <sub>2</sub> 25+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8
Энергоблоки 300 МВт с котлами ТПШ-210, ТПШ-210А, П-50, ТПШ-110	4	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 18+9	CT <sub>2</sub> 27+9	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 18+9	K <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 50+9
Энергоблоки 300 МВт с котлами ТПШ-210, ТПШ-210А, П-50*	5	T 16	T 16	C 27	T 16
Энергоблоки 300 МВт с котлами ТГМП-324, ТГМП-324А, ТГМП-344, ТГМП-344А	4	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	CT <sub>2</sub> 24+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	K <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 50+8
Энергоблоки 300 МВт с котлом П-59	3	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 20+12	CT <sub>2</sub> 28+12	K <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 55+12	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 20+12
Теплофикационные энергоблоки с турбиной Т-250 и котлами ТГМП-314Б, ТГМП-314Ц, ТГМП-314П, ТГМП-344А, ТПШ-210А	4	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	CT <sub>2</sub> 25+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	K <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 58+8
Энергоблоки 500 МВт с котлами П-57, П-57-1, П-57-2, П-57-3	4	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 20+10	CT <sub>2</sub> 20+10	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 20+10	K <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 62+10
Энергоблоки 600 МВт с котлом ТГМП-204	4	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 20+10	CT <sub>2</sub> 27+10	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 20+10	K <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 65+10

\*Приведены ремонтные циклы, виды и продолжительность ремонтов энергоблоков. Длительность капитальных ремонтов принимается в зависимости от условий сляской федерации.

K<sub>1</sub>, K<sub>2</sub>, K<sub>3</sub> - капитальный ремонт первой, второй и третьей категории;



ремонта (календарные сутки) по годам ремонтного цикла										
5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	CT <sub>2</sub> 24+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	K <sub>2</sub> T <sub>2</sub> 56+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	CT <sub>2</sub> 24+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	K <sub>3</sub> T <sub>2</sub> 65+8	-	-	-
T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+10	CT <sub>2</sub> 27+10	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+10	K <sub>2</sub> T <sub>2</sub> 60+10	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+10	CT <sub>2</sub> 27+10	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+10	K <sub>3</sub> T <sub>2</sub> 70+10	-	-	-
T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	CT <sub>2</sub> 25+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	K <sub>2</sub> T <sub>2</sub> 58+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	CT <sub>2</sub> 25+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	K <sub>3</sub> T <sub>2</sub> 68+8	-	-	-
K <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 58+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	CT <sub>2</sub> 25+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	K <sub>2</sub> T <sub>2</sub> 58+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	CT <sub>2</sub> 25+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	K <sub>3</sub> T <sub>2</sub> 62+8
T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 18+9	CT <sub>2</sub> 27+9	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 18+9	K <sub>2</sub> T <sub>2</sub> 55+9	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 18+9	CT <sub>2</sub> 27+9	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 18+9	K <sub>3</sub> T <sub>2</sub> 60+9	-	-	-
K <sub>1</sub> 55	T 16	T 16	C 27	T 16	K <sub>2</sub> 60	T 16	T 16	C 27	T 16	K <sub>3</sub> 65
T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	CT <sub>2</sub> 24+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	K <sub>2</sub> T <sub>2</sub> 61+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	CT <sub>2</sub> 24+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	K <sub>3</sub> T <sub>2</sub> 68+8	-	-	-
CT <sub>2</sub> 28+12	K <sub>2</sub> T <sub>2</sub> 60+12	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 20+12	CT <sub>2</sub> 28+12	K <sub>3</sub> T <sub>2</sub> 70+12	-	-	-	-	-	-
T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	CT <sub>2</sub> 25+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	K <sub>2</sub> T <sub>2</sub> 58+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	CT <sub>2</sub> 25+8	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 16+8	K <sub>3</sub> T <sub>2</sub> 68+8	-	-	-
T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 20+10	CT <sub>2</sub> 40+10	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 20+10	K <sub>2</sub> T <sub>2</sub> 70+10	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 20+10	CT <sub>2</sub> 40+10	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 20+10	K <sub>3</sub> T <sub>2</sub> 83+10	-	-	-
T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 20+10	CT <sub>2</sub> 37+10	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 20+10	K <sub>2</sub> T <sub>2</sub> 75+10	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 20+10	CT <sub>2</sub> 37+10	T <sub>1</sub> T <sub>2</sub> 20+10	K <sub>3</sub> T <sub>2</sub> 80+10	-	-	-

блоков с увеличенной периодичностью капитальных ремонтов. Увеличенная периодичность энергетическим объединением по согласованию с Минтопэнерго Рос-

T<sub>1</sub>, T<sub>2</sub> - текущий ремонт первой и второй категории.

НОРМЫ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ РЕМОНТА И ПЕРИОДИЧНОСТИ

Давление пара, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	Паропроизводительность, т/ч	Периодичность капитальных ремонтов, лет	Ремонтный цикл
До 6,5 (65) вкл.	До 35 вкл.	5	Т-Т-СТ-Т-КТ
До 6,5 (65) вкл.	Св.35 до 100 вкл.	5	Т-Т-СТ-Т-КТ
До 6,5 (65) вкл.	Св.100 до 150 вкл.	5	Т-Т-СТ-Т-КТ
До 6,5 (65) вкл.	Св.150 до 220 вкл.	5	Т-Т-СТ-Т-КТ
Св.6,5 (65) до 12,5 (125) вкл.	Св.70 до 120 вкл.	4	Т-СТ-Т-КТ
Св.6,5 (65) до 12,5 (125) вкл.	150-170	4	Т-СТ-Т-КТ
Св.6,5 (65) до 12,5 (125) вкл.	200-300	4	Т-СТ-Т-КТ
14(140)	320	4	Т-СТ-Т-КТ
10-11 (100-110)	420-430	4	Т-СТ-Т-КТ
14(140); 15(150)	400-420	4	Т-СТ-Т-КТ
14(140)	480-500	4	Т-СТ-Т-КТ

Примечания. I. Нормы продолжительности ремонта при пылеугольном топливе с содержанием золы до 1% к нормам продолжительности ремонта применяются для мазута - 0,9; для пылеугольного топлива с зольностью приведена годовая (суммарная) продолжительность ремонтов.

Приложение 4  
Обязательное

КАПИТАЛЬНЫХ РЕМОНТОВ ПАРОВЫХ КОТЛОВ (ТИПОВОЙ ОБЪЕМ)

Продолжительность простоя, календарные сутки						
в году проведения капитального ремонта			в году проведения среднего ремонта			в году проведения только текущего ремонта
в капитальном ремонте	в текущем ремонте	всего	в среднем ремонте	в текущем ремонте	всего	
16	6	22	6	6	12	9
18	7	25	7	7	14	11
20	8	28	8	8	16	12
23	9	32	9	9	18	14
23	9	32	9	9	18	14
25	11	36	10	9	19	16
33	13	46	13	13	26	20
38	16	54	17	14	31	24
40	16	56	18	16	34	24
44	18	62	20	18	38	27
46	20	66	24	20	44	30

для паровых котлов с поперечными связями приведены при сжигании 35%. При других видах топлива или более высоком содержании серы коэффициенты: для газа - 0,8; для смеси мазута и газа - 0,85; выше 35% - 1,2; для сланцев - 1,4.-2. Для текущих ремонтов

Приложение 5  
Обязательное

УВЕЛИЧЕНИЕ НОРМАТИВНОЙ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ  
КАПИТАЛЬНЫХ РЕМОНТОВ ТУРБИН, КОТЛОВ И ЭНЕРГБЛОКОВ  
В СВЯЗИ С ПРОВЕДЕНИЕМ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ РАБОТ, НЕ ПРЕДУСМОТРЕННЫХ  
ТИПОВЫМИ ОБЪЕМАМИ

Наименование дополнительных работ	Повышающий коэффициент (норматив продолжительности капитального ремонта)
1. Перевод турбин в теплофикационный режим работы	1,2
2. Замена проточной части турбины	1,1
3. Перевод котла на сжигание другого вида топлива	1,2
4. Замена гибов водоопускных и пароперегревательных труб	1,2
5. Полная замена основных поверхностей нагрева котлов в связи с сжиганием непроектных видов топлива или топлива ухудшенного качества	1,1
6. Замена основных элементов электрофильтров или других золоулавливающих устройств:	
котлов электростанций с поперечными связями	1,3
энергблоков мощностью 150-200 МВт	Продолжительность капитального ремонта 60 сут
энергблоков мощностью 300 МВт	Продолжительность капитального ремонта 100 сут
7. Замена воздухоподогревателя:	
энергблоков 150 МВт	Продолжительность капитального ремонта 90 сут
энергблоков 200 и 300 МВт	Продолжительность капитального ремонта 100 сут

Приложение 6  
Обязательное

НОРМАТИВ СНИЖЕНИЯ РАБОЧЕЙ МОЩНОСТИ  
ИЗ-ЗА НЕПЛАНОВЫХ (АВАРИЙНЫХ) РЕМОНТОВ  
ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ -  $K_{(a.p)}^H$

Тип электростанции, сокращенное наименование группы оборудования	Значение $K_{(a.p)}^H$ , %
Тепловые электростанции	
Блок I200, блоки 800, блоки 500	3,5
Блоки 300К, блоки 300Т, ТЭЦ-240	3,0
Блоки 200К, блоки 200Т, блоки I50К, блоки I50Т	2,5
Несерийное оборудование	2,5
Остальные группы оборудования	2,0
Гидроэлектростанции	0,5

Норматив снижения рабочей мощности ТЭС установлен для оборудования, сжигающего твердое топливо с содержанием золы до 35%. К этому значению  $K_{(a.p)}^H$  вводятся поправочные коэффициенты:

Сжигаемое топливо	Поправочный коэффициент
Газ	0,8
Мазут	0,9
Смесь газа и мазута	0,85
Уголь с зольностью выше 35%	1,2
Сланцы	1,4

Приложение 7  
Обязательное

ВЫПИСКА  
ИЗ ПРИЛОЖЕНИЯ № I К ПОСТАНОВЛЕНИЮ ГОСПЛАНА СССР  
ОТ 10 МАЯ 1984 г. № 95

КОЭФФИЦИЕНТЫ ГОТОВНОСТИ ВВОДИМЫХ В ДЕЙСТВИЕ  
ЭНЕРГОБЛОКОВ И АГРЕГАТОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Наименование и характеристика энергоблоков и агрегатов	Коэффициенты готовности энергоблока или агрегата в процентах от годового календарного фонда времени, %		
	в первый год работы	во второй год работы	в третий год работы
Теплофикационная паровая турбина и котлоагрегат на давление пара у турбины 130 кгс/см <sup>2</sup> при работе:			
на твердом топливе	83	85	85
на газомазутном топливе	84	87	87
Энергоблок паровой мощностью 160-210 МВт при работе:			
на твердом топливе	80	85	85
на газомазутном топливе	82	87	87
Энергоблок паровой мощностью 250-300 МВт при работе:			
на твердом топливе	79	84	85
на газомазутном топливе	81	87	87
Энергоблок паровой мощностью 500 МВт при работе на твердом топливе	68	80	82
Энергоблок паровой мощностью 800 МВт при работе:			
на твердом топливе	68	80	80
на газомазутном топливе	70	84	84
Гидроагрегаты	85	90	90

Примечание. Коэффициент готовности определяется как отношение суммы времени нахождения энергоблоков и агрегатов в работе и резерве к календарному времени соответствующего периода.

НОРМАТИВНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ ОСВОЕНИЯ ПРОЕКЦИОННОЙ МОЩНОСТИ

Группа оборудования	Первый год освоения												Второй год освоения		
	I квартал			II квартал			III квартал			IV квартал			I квартал		
	Месяц														
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III
1. Теплофикационный турбоагрегат и котлоагрегат ТЭС с давлением 13 МПа (130 кгс/см <sup>2</sup> ) при работе на угле	0,417	0,65	0,883	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2. То же на газомазутном топливе	0,475	0,825	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
3. Энергоблок 160-210 МВт с пылеугольным котлом	0,392	0,575	0,758	0,925	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
4. То же с газомазутным котлом	0,475	0,825	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
5. Энергоблок 250-300 МВт с пылеугольным котлом	0,392	0,575	0,758	0,858	0,875	0,892	0,95	1,0	-	-	-	-	-	-	
6. То же с газомазутным котлом	0,417	0,65	0,883	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
7. Энергоблок 500 МВт с пылеугольным котлом	0,392	0,575	0,758	0,858	0,875	0,892	0,908	0,925	0,942	0,963	0,988	1,0	-	-	
8. Энергоблок 800 МВт с пылеугольным котлом	0,325	0,375	0,425	0,475	0,525	0,575	0,625	0,675	0,725	0,775	0,825	0,875	0,925	0,975	1,0
9. То же с газомазутным котлом	0,383	0,55	0,717	0,817	0,85	0,883	0,925	0,975	1,0	-	-	-	-	-	

Примечания: 1. Нормативные коэффициенты освоения проектной мощности для агрегатов на давление свежего пара менее 13 МПа принимаются по нормативам ТЭС 13 МПа.-2. Нормы продолжительности освоения проектных мощностей для головных энергоблоков по согласованию с Минтопэнерго Российской Федерации могут увеличиваться до 30%.

## СО Д Е Р Ж А Н И Е

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ .....	3
2. РАСЧЕТ НОРМАТИВНОЙ РАБОЧЕЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРО- СТАНЦИИ .....	4
3. ПРИМЕР РАСЧЕТА НОРМАТИВНОЙ РАБОЧЕЙ МОЩНОСТИ ....	13
П р и л о ж е н и е 1. Нормы продолжительности ремонта и периодичности капитальных ремонтов паровых турбин (типовой объем) .....	17
П р и л о ж е н и е 2. Нормы продолжительности ремонта и периодичности капитальных ремонтов гидравлических турбин (типовой объем) .....	20
П р и л о ж е н и е 3. Нормы продолжительности ремонта и периодичности капитальных ремонтов энергоблоков (типовой объем) .....	22
П р и л о ж е н и е 4. Нормы продолжительности ремонта и периодичности капитальных ремонтов паровых котлов (типовой объем) .....	26
П р и л о ж е н и е 5. Увеличение нормативной про- должительности капитальных ремонтов турбин, котлов и энергоблоков в связи с проведением дополнительных работ, не предусмотренных ти- повыми объемами .....	28
П р и л о ж е н и е 6. Норматив снижения рабочей мощности из-за неплановых (аварийных) ремон- тов основного оборудования электростанций - $K^H(a, p)$ .....	29
П р и л о ж е н и е 7. Коэффициенты готовности вводимых в действие энергоблоков и агрегатов электростанций .....	30
П р и л о ж е н и е 8. Нормативный коэффициент освоения проектной мощности .....	31