МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО РАСЧЕТУ НОРМАТИВНОЙ РАБОЧЕЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

РД 34.20.541-92

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ОРГРЭС

Москва 1992

gost.e-ecolog.ru

Р А З Р А Б О Т А Н О Государственным предприятием по оперативно-технологическому управлению Единой энергетической системой ЦДУ ЕЭС

И С П О Л Н И Т Е Л И Б.Д.СИТКИН, Ю.Н.АРТЕМЬЕВ, С.И.ДУДКИН, В.И.ОРЛОВ

У Т В Е Р Ж Д Е Н О Министерством топлива и энергетики Российской Федерации 28.12.92 г.

Заместитель министра А.Ф.ДЬЯКОВ

Подписано к печати 30.11.92 Формат 60x84 1/16
Печать офсетная Усл.печ.л.1,86 Уч.-изд.л. 1,5 Тираж 1150 экз.
Заказ № 4/93 Издат. № 92161

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

УДК 62I.3II.22.004.I5

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО РАСЧЕТУ НОРМАТИВНОЙ РАБОЧЕЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

РД 34.20.54I-92

Вводится в действие
с 0I.0I.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 1 МВт.

2. РАСЧЕТ НОРМАТИВНОЙ РАБОЧЕЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

2.1. Нормативная рабочая мощность в расчетном году определяется по формуле

$$N^{н}_{раб} = N^{нач}_{у} - N_{рек} - N^{н}_{рем} - N_{огр}\ , \qquad (1)$$

где $N^{нач}_{у}$ - установленная электрическая мощность на начало года;

$N_{рек}$ - среднегодовое снижение мощности из-за останова энергетического оборудования для проведения работ по его реконструкции или модернизации;

$N^{н}_{рем}$ - среднегодовое нормативное снижение мощности из-за вывода освоенного энергетического оборудования во все виды ремонта;

$N_{огр}$ - 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

$$N_{рек} = \frac{\Sigma \left[N_{у(рек)i} \left(\tau_{(рек)i} - \tau^{н}_{(к.р)i} \right) \right] 100}{\tau_{год} \left(100 - K_{п} \right)} , \qquad (2)$$

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;

$\tau^{н}_{(к.р)i}$ – нормативная продолжительность капитального ремонта i-го агрегата, сут;

$\tau_{год}$ – количество календарных суток в году;

$K_{п}$ – 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

$$N^{н}_{рем} = N^{н}_{п.р} + N^{н}_{а.р} , \qquad (3)$$

где $N^{н}_{п.р}$ – среднегодовое снижение мощности из-за вывода оборудования в плановые виды ремонта:

$$N^{н}_{п.р} = N^{н}_{к.р} + N^{н}_{с.р} + N^{н}_{т.р} + N^{н}_{кот} + N^{н}_{об.ст} , \qquad (4)$$

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

$N^{н}_{кот}$ – среднегодовое снижение мощности из-за вывода в ремонт котлоагрегатов;

$N^{н}_{об.ст}$ – среднегодовое снижение мощности из-за вывода в ремонт общестанционного оборудования;

$N^{н}_{а.р}$ – 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

$$N^{н}_{к.р} = \frac{\sum \left(N^{нач}_{у(к.р)j} \, \tau^{н}_{(к.р)j} \right)}{\tau_{год} \, (100 - K_{п})} \, 100 \, , \qquad (5)$$

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

$\tau^{н}_{(к.р)j}$ – нормативная продолжительность капитального ремонта j-го турбоагрегата, сут.

В обязательных приложениях 1-4 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

$$N^{н}_{с.р} = \frac{\Sigma \left(N^{нач}_{у(с.р)\ell} \tau^{н}_{(с.р)\ell} \right)}{\tau_{год} (100 - K_{п})} 100 , \qquad (6)$$

где $N^{нач}_{у(с.р)\ell}$ - установленная электрическая мощность (на начало года) ℓ -го турбоагрегата, выводимого в средний ремонт;

$\tau^{н}_{(с.р)\ell}$ - нормативная продолжительность среднего ремонта ℓ -го турбоагрегата, сут (см.приложения I-4).

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

$$N^{н}_{т.р} = \frac{\Sigma \left(N^{нач}_{у(т.р)m} \; \tau^{н}_{(т.р)m} \right)}{\tau_{год} \, (100 - K_{п})} \, 100 , \qquad (7)$$

где $N^{нач}_{у(т.р)m}$ – установленная электрическая мощность (на начало года) m-го турбоагрегата, выводимого в текущий ремонт;

$\tau^{н}_{(т.р)m}$ – 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

$$N^{н}_{кот} = \Sigma \left[\frac{\left(\Sigma D^{рем}_{кот\,s} - \Sigma D^{рем}_{т\,s} \right) - \left(\Sigma D_{кот\,s} - \Sigma D_{т\,s} \right)}{\Sigma D_{т\,s}} \; N^{нач}_{у\,s} \right], \qquad (8)$$

где $D^{рем}_{кот\,s}$; $D^{рем}_{т\,s}$ – 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

$$N^{н}_{об.ст} = \frac{\Sigma \left(N_{об.ст\,t} \, \tau_{об.ст\,t} \right)}{\tau_{год} \left(100 - K_{п} \right)} \cdot 100 , \qquad (9)$$

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 неплановый (аварийный) ремонт определяется по формуле

$$N^{н}_{а.р} = \Sigma \left(N^{нач}_{у\,s} - N^{н}_{(п.р)s} - N_{(рек)\,s} \right) K^{н}_{(а.р)s} \cdot 10^{-2} , \qquad (10)$$

где $N^{нач}_{у\,s}$ - установленная электрическая мощность освоенного оборудования s -й группы на начало года;

$N^{н}_{(п.р)s}$ - среднегодовое нормативное снижение мощности s-й группы оборудования из-за вывода освоенных турбоагрегатов в плановые ремонты;

$N^{н}_{(рек)s}$ - среднегодовое снижение мощности s -й группы из-за вывода освоенного оборудования в реконструкцию или модернизацию;

$K^{н}_{(а.р)s}$ - норматив снижения мощности s -й группы оборудования из-за останова оборудования в неплановый (аварийный) ремонт, %.

Значения $K^{н}_{(а.р)s}$ приведены в обязательном приложении 6.

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

$$N_{огр} = N^{тсв}_{огр} + N^{э}_{огр} + N^{о}_{огр} \quad , \qquad (II)$$

где $N^{тсв}_{огр}$ - среднегодовые значения технических, сезонных и временных ограничений мощности;

$N^{э}_{огр}$ - среднегодовое снижение мощности из-за ограничений, вызванных кратковременным ухудшением эксплуатационного состояния оборудования в межремонтный период;

$N^{о}_{огр}$ - среднегодовое снижение мощности, вызванное освоением вновь введенного оборудования (устранение строительно-монтажных недоделок, проведение испытаний и наладочных работ и др.).

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

$$N^{тсв}_{огр} = \Sigma N^{с}_{огр\,s}\, K^{рем}_{s} \quad , \qquad (I2)$$

где $N^{c}_{огр\,s}$ - согласованное с фирмой ОРГРЭС на расчетный год среднегодовое ограничение мощности S-й группы оборудования;

$K^{рем}_{s}$ - коэффициент, учитывающий вывод оборудования в ремонт и реконструкцию,

$$K^{рем}_{s} = 1 - \frac{N^{н}_{рем} + N_{(рек)s}}{N^{нач}_{у\,s}} \qquad (13)$$

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

$$N^{э}_{огр} = \Sigma N^{нач}_{у\,s} K^{рем}_{s} K^{н}_{э\,s} \cdot 10^{-2}, \qquad (14)$$

где $K^{н}_{э\,s}$ - норматив снижения мощности из-за ухудшения эксплуатационного состояния S-й группы оборудования, %.

Значения $K^{н}_{э\,s}$ 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

$$N^{о}_{огр} = \Sigma N^{нач}_{у\,q} \left(1 - K^{н}_{о\,q} \cdot 10^{-2}\right), \qquad (15)$$

где $N_{у\,q}^{нач}$ - установленная мощность q-го агрегата, введенного в эксплуатацию до начала расчетного года и находящегося в стадии освоения;

$K_{о\,q}^{н}$ - 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 очередной год освоения (первый, второй или третий). В таком случае для данного агрегата среднегодовой нормативный коэффициент освоения рассчитывается по формуле

$$K_{о\,q}^{н} = \frac{n_{оq(а)} K_{оq(а)}^{н} + n_{оq(в)} K_{оq(в)}^{н}}{12}, \qquad (I6)$$

где $n_{оq(а)}$ и $n_{оq(в)}$ - количество месяцев расчетного года, относящееся соответственно к первому (второму или третьему) и второму (третьему или четвертому) годам освоения;

$K_{оq(а)}^{н}$; $K_{оq(в)}^{н}$ - 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:

$$K_{оq(а)}^{н} = K_{гq(а)}^{н} K_{мq(а)}^{н} 10^{-2}; \qquad (I7)$$

$$K^{н}_{оq(б)} = K^{н}_{гq(б)} \, K^{н}_{мq(б)} \cdot 10^{-2}, \qquad (I8)$$

где $K^{н}_{гq}$ и $K^{н}_{мq}$ – 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 ТГМ-96 паропроизводительностью по 480 т/ч и четыре турбоагрегата Т-I00-I30 мощностью по I00 МВт и номинальным расходом свежего пара 480 т/ч.

3.I. Исходные данные для расчета

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

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

Наименование и станционный номер оборудования	Вид ремонта	Нормативная продолжительность ремонта, сут
Турбоагрегат № I	Текущий	8
Турбоагрегат № 2	Средний	I6
Турбоагрегат № 3	Текущий	8
Турбоагрегат № 4	Капитальный	40
	Реконструкция	55
Котлоагрегат № I	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
Градирня	Средний	30

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

Оборудование, находящееся в стадии освоения, на электростанции отсутствует.

Согласованное с фирмой ОРГРЭС 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.I. Среднегодовое снижение мощности из-за вывода турбоагрегатов:

- в реконструкцию [формула (2)]

$$N^{н}_{рек} = \frac{I00\ (55 - 40)}{365\ (I00 - 2,5)}\ I00 = 4,2;$$

- в капитальный ремонт [формула (5)]

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

- в средний ремонт [формула (6)]

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

- в текущий ремонт [формула (7)]

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$N^{н}_{п.р} = 11,2 + 4,5 + 4,5 + 23,3 + 4,2 = 47,7.$$

3.2.5. Среднегодовое снижение мощности из-за вывода основного энергетического оборудования в неплановый (аварийный) ремонт [формула (I0)]

$$N^{н}_{а.р} = (400 - 47,7 - 4,2) \cdot 2 \cdot I0^{-2} = 7,0.$$

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

$$N^{н}_{рем} = 47,7 + 7,0 = 54,7.$$

3.2.7. Среднегодовое снижение мощности из-за наличия ограничений:

технических, сезонных и временных, согласованных с фирмой ОРГРЭС формула (I2)

$$N^{тсв}_{огр} = 22 \cdot 0,853 = I8,8,$$

где коэффициент, учитывающий вывод оборудования в ремонт и реконструкцию, определен по формуле (I3):

$$K^{рем}_{S} = I - \frac{54,7 + 4,2}{400} = 0,853;$$

- вызванных кратковременным ухудшением эксплуатационного состояния оборудования в межремонтный период [формула (I4)],

$$N^{э}_{огр} = 400 \cdot 0,853 \cdot 0,5 \cdot I0^{-2} = I,7;$$

- всего [формула (II)]

$$N_{огр} = I8,8 + I,7 + 0 = 20,5.$$

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

$$N^{н}_{раб} = 400 - 4,2 - 54,7 - 20,5 = 320,6.$$

Приложение I
Обязательное

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

Тип турбины	Давление, МПа ($кгс/см^2$)	Мощность, МВт	Периодичность капитальных ремонтов, лет	Ремонтный цикл	Продолжительность ремонта, календарные сутки		
					капитального	среднего	текущего
Турбины конденсационные и теплофикационные одноцилиндровые	До 6,5 (65)	До I2	5	Т-Т-Т-Т-К	I2	-	4
Турбины конденсационные и теплофикационные двухцилиндровые	До 6,5 (65)	До I2	5	Т-Т-Т-Т-К	I3	-	4
Турбины конденсационные и теплофикационные одноцилиндровые	До 6,5 (65)	I3-I5	5	Т-Т-Т-Т-К	I6	-	5
Турбины конденсационные и теплофикационные двухцилиндровые	До 6,5 (65)	I3-24	5	Т-Т-Т-Т-К	I8	-	6

Окончание приложения I

Тип турбины	Давление, МПа ($кгс/см^2$)	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	2I	-	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)	5I-I00	5	Т-Т-Т-Т-К	25	-	7
Турбины с противодавлением	До 6,5 (65)	До I2	5	Т-Т-Т-Т-К	J2	-	4
ПТ-I2-90/I0	9(90)	I2	5	Т-Т-Т-Т-К	I8	-	6
К-25-90	9(90)	25	5	Т-Т-Т-Т-К	23	-	7
ПТ-25-90/I0	9(90)	25	4	Т-Т-Т-К	25	-	8
Р-I2-90/I3 Р-I2-90/I8 Р-I2-90/3I	9(90)	I2	5	Т-Т-Т-Т-К	I8	-	6

Р-25-90/3I Р-25-90/I8	9(90)	25	5	Т-Т-Т-Т-К	22	-	7
ПР-25-90/I0/0,9	9(90)	25	5	Т-Т-Т-Т-К	27	-	7
К-50-90	9(90)	50	5	Т-Т-Т-Т-К	26	-	7
К-I00-90	9(90)	I00	5	Т-Т-С-Т-К	3I	I2	9
ПТ-60/75-90/I3	9(90)	60	5	Т-Т-Т-Т-К	3I	-	9
Т-50/60-I30	I3(I30)	50	5	Т-Т-Т-Т-К	35	-	9
ПТ-50/60-I30/7	I3(I30)	50	5	Т-Т-Т-Т-К	35	-	9
Р-40-I30/3I	I3(I30)	40	5	Т-Т-Т-Т-К	23	-	6
Р-50-I30/I3	I3(I30)	50	5	Т-Т-Т-Т-К	25	-	7
ПТ-60/75-I30/I3	I3(I30)	60	5	Т-Т-Т-Т-К	36	-	9
ПТ-80/I00-I30/I3	I3(I30)	80	5	Т-Т-Т-Т-К	36	-	9
Т-I00/I20-I30	I3(I30)	I00	5	Т-Т-С-Т-К	40	I6	8
Р-I00-I30/I5	I3(I30)	I00	5	Т-Т-Т-Т-К	29	-	8
ПТ-I35/I65-I30/I5	I3(I30)	I35	5	Т-Т-С-Т-К	38	I6	8
Т-I75/2I0-I30	I3(I30)	I75	5	Т-Т-С-Т-К	42	I7	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
Поворотно-лопастные с диаметром рабочего колеса до 3,6 м	25	4	29	7
Поворотно-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 капитального ремонта			в году проведения текущего ремонта
	в капитальном ремонте	в текущем ремонте	всего	
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 10595-80 (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-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 непроектном режиме утверждается Минтопэнерго Российской Федерации для каждой электростанции.

НОРМЫ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ РЕМОНТА И ПЕРИОДИЧНОСТИ

Тип энергоблока	Периодичность капитальных ремонтов, лет	Вид и продолжительность			
		I	2	3	4
Энергоблоки (дубль-блоки) I50-I60 МВт с котлами ПК-38, ПК-38-2 ПК-38-3, ПК-38-5, ПК-24, ТП-90, ТП-92, ТП-240-I, ТП-50, ТП-5I	5	$T_I T_2$ I3+8	$T_I T_2$ I3+8	CT_2 24+8	$T_I T_2$ I3+8
Энергоблоки I50-I60 МВт с котлом ТГМ-94 (открытая компоновка)	5	$T_I T_2$ I3+8	$T_I T_2$ I3+8	CT_2 I8+8	$T_I T_2$ I3+8
Энергоблоки I50-I60 МВт с котлом ТГМ-94 (закрытая компоновка)	5	$T_I T_2$ I3+8	$T_I T_2$ I3+8	CT_2 I8+8	$T_I T_2$ I3+8
Энергоблоки 200-2I0 МВт с котлами ПК-40, ПК-40-I, ПК-40-2, ПК-47, ПК-47-I, ПК-47-3, ПК-47-5, ПК-33, ТП-I00, ТП-I00А, ТП-I08, ТПЕ-208	4	$T_I T_2$ I3+8	CT_2 25+8	$T_I T_2$ I3+8	$K_I T_2$ 44+8
Энергоблоки 200 МВт с котлами ТП-I00, ТП-I00А*	5	T I3	T I3	C 25	T I3
Энергоблоки 200-2I0 МВт с котлами ТГМ-I04, ТГМ-I04С, ТМ-I04, ТГМЕ-206, ТПЕ-2I3	5	$T_I T_2$ I3+8	$T_I T_2$ I3+8	CT_2 25+8	$T_I T_2$ I3+8
Энергоблоки 200-2I0 МВт с котлами ТГ-I04*	6	$T_I T_2$ I3+8	$T_I T_2$ I3+8	CT_2 25+8	$T_I T_2$ I3+8
Энергоблоки 200 МВт с котлом ТП-I0I (топливо - эстонский сланец)	3	$T_I CT_2$ 20+27+I0	$T_I T_I T_2$ 20+20+I0	$K_I T_I T_2$ 8I+20+I0	$T_I CT_2$ 20+27+I0
Энергоблоки 200 МВт с котлом ТП-67 (дубль-блоки, топливо - эстонский сланец)	2	$T_I CT_2$ 20+27+I0	$T_I K_I T_2$ 20+83+I0	$T_I CT_2$ 20+27+I0	$T_I K_I T_2$ 20+83+I0
Энергоблоки 300 МВт с котлом ТГМП-II4	4	$T_I T_2$ I6+8	CT_2 24+8	$T_I T_2$ I6+8	$K_I T_2$ 49+8
Энергоблоки 300 МВт с котлами ПК-39, ПК-39-I, ПК-39-II	4	$T_I T_2$ I8+I0	CT_2 27+I0	$T_I T_2$ I8+I0	$K_I T_2$ 50+I0

Приложение 3
Обязательное

КАПИТАЛЬНЫХ РЕМОНТОВ ЭНЕРГОБЛОКОВ (ТИПОВОЙ ОБЪЕМ)

ремонта (календарные сутки) по годам ремонтного цикла

5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5
$К_1Т_2$	$Т_1Т_2$	$Т_1Т_2$	$СТ_2$	$Т_1Т_2$	$К_2Т_2$	$Т_1Т_2$	$Т_1Т_2$	$СТ_2$	$Т_1Т_2$	$К_3Т_2$
42+8	I3+8	I3+8	24+8	I3+8	46+8	I3+8	I3+8	24+8	I3+8	54+8
$К_1Т_2$	$Т_1Т_2$	$Т_1Т_2$	$СТ_2$	$Т_1Т_2$	$К_2Т_2$	$Т_1Т_2$	$Т_1Т_2$	$СТ_2$	$Т_1Т_2$	$К_3Т_2$
49+8	I3+8	I3+8	I8+8	I3+8	49+8	I3+8	I3+8	I8+8	I3+8	54+8
$К_1К_2$	$Т_1Т_2$	$Т_1Т_2$	$СТ_2$	$Т_1Т_2$	$К_2Т_2$	$Т_1Т_2$	$Т_1Т_2$	$СТ_2$	$Т_1Т_2$	$К_3Т_2$
42+8	I3+8	I3+8	I8+8	I3+8	46+8	I3+8	I3+8	I8+8	I3+8	54+8
$Т_1Т_2$	$СТ_2$	$Т_1Т_2$	$К_2Т_2$	$Т_1Т_2$	$СТ_2$	$Т_1Т_2$	$К_3Т_2$	-	-	-
I3+8	25+8	I3+8	48+8	I3+8	25+8	I3+8	56+8	-	-	-
$К_1$	Т	Т	С	Т	$К_2$	Т	Т	С	Т	$К_3$
44	I3	I3	25	I3	48	I3	I3	25	I3	57
$К_1Т_2$	$Т_1Т_2$	$Т_1Т_2$	$СТ_2$	$Т_1Т_2$	$К_2Т_2$	$Т_1Т_2$	$Т_1Т_2$	$СТ_2$	$Т_1Т_2$	$К_3Т_2$
44+8	I3+8	I3+8	25+8	I3+8	48+8	I3+8	I3+8	25+8	I3+8	56+8
$Т_1Т_2$	$К_1Т_2$	$Т_1Т_2$	$Т_1Т_2$	$СТ_2$	$Т_1Т_2$	$Т_1Т_2$	$К_2Т_2$	$Т_1Т_2$	$Т_1Т_2$	$СТ_2$
I3+8	44+8	I3+8	I3+8	25+8	I3+8	I3+8	48+8	I3+8	I3+8	25+8
$Т_1Т_1Т_2$	$К_2Т_1Т_2$	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20+20+I0	88+20+I0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
$Т_1СТ_2$	$Т_1К_2Т_2$	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20+27+I0	20+90+I0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
$Т_1Т_2$	$СТ_2$	$Т_1Т_2$	$К_2Т_2$	$Т_1Т_2$	$СТ_2$	$Т_1Т_2$	$К_3Т_2$	-	-	-
I6+8	24+8	I6+8	53+8	I6+8	27+8	I6+8	65+8	-	-	-
$Т_1Т_2$	$СТ_2$	$Т_1Т_2$	$К_2Т_2$	$Т_1Т_2$	$СТ_2$	$Т_1Т_2$	$К_3Т_2$	-	-	-
I8+I0	27+I0	I8+I0	58+I0	I8+I0	27+I0	I8+I0	65+I0	-	-	-

Тип энергоблока	Периодичность капитальных ремонтов, лет	Вид и продолжительность			
		I	2	3	4
Энергоблоки 300 МВт с котлами ПК-4I, ПК-4I-I	4	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2
		I6+8	24+8	I6+8	49+8
Энергоблоки 300 МВт с котлами ТПП-3I2, ТПП-3I2А	4	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2
		I6+I0	27+I0	I6+I0	49+I0
Энергоблоки 300 МВт с котлами ТГМП-3I4, ТГМП-3I4А, ТГМП-3I4Б, ТГМП-3I4П	4	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2
		I6+8	25+8	I6+8	5I+8
Энергоблоки 300 МВт с котлами ТГМП-3I4, ТГМП-3I4А, ТГМП-3I4Б, ТГМП-3I4П	5	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2
		I6+8	I6+8	25+8	I6+8
Энергоблоки 300 МВт с котлами ТПП-2I0, ТПП-2I0А, П-50, ТПП-II0	4	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2
		I8+9	27+9	I8+9	50+9
Энергоблоки 300 МВт с котлами ТПП-2I0, ТПП-2I0А, П-50*	5	T	T	C	T
		I6	I6	27	I6
Энергоблоки 300 МВт с котлами ТГМП-324, ТГМП-324А, ТГМП-344, ТГМП-344А	4	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2
		I6+8	24+8	I6+8	50+8
Энергоблоки 300 МВт с котлом П-59	3	T_1T_2	CT_2	K_1T_2	T_1T_2
		20+I2	28+I2	55+I2	20+I2
Теплофикационные энергоблоки с турбиной Т-250 и котлами ТГМП-3I4Б, ТГМП-3I4Ц, ТГМП-3I4П, ТГМП-344А, ТПП-2I0А	4	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2
		I6+8	25+8	I6+8	58+8
Энергоблоки 500 МВт с котлами П-57, П-57-I, П-57-2, П-57-3	4	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2
		20+I0	40+I0	20+I0	62+I0
Энергоблоки 800 МВт с котлом ТГМП-204	4	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2
		20+I0	37+I0	20+I0	85+I0

*Приведены ремонтные циклы, виды и продолжительность ремонтов энергоблоков. Периодичность капитальных ремонтов принимается в зависимости от условий эксплуатации.

K_1, K_2, K_3 – капитальный ремонт первой, второй и третьей категории;

Окончание приложения 3

ремонта (календарные сутки) по годам ремонтного цикла

5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5
T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	-	-	-
I6+8	24+8	I6+8	56+8	I6+8	24+8	I6+8	65+8	-	-	-
T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	-	-	-
I6+I0	27+I0	I6+I0	60+I0	I6+I0	27+I0	I6+I0	70+I0	-	-	-
T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	-	-	-
I6+8	25+8	I6+8	58+8	I6+8	25+8	I6+8	68+8	-	-	-
K_1T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2
58+8	I6+8	I6+8	25+8	I6+8	58+8	I6+8	I6+8	25+8	I6+8	62+8
T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	-	-	-
I8+9	27+9	I8+9	55+9	I8+9	27+9	I8+9	60+9	-	-	-
K_1	T	T	C	T	K_2	T	T	C	T	K_3
55	I6	I6	27	I6	60	I6	I6	27	I6	65
T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	-	-	-
I6+8	24+8	I6+8	6I+8	I6+8	24+8	I6+8	68+8	-	-	-
CT_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	K_3T_2	-	-	-	-	-	-
28+I2	60+I2	20+I2	28+I2	70+I2	-	-	-	-	-	-
T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	-	-	-
I6+8	25+8	I6+8	58+8	I6+8	25+8	I6+8	68+8	-	-	-
T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	-	-	-
20+I0	40+I0	20+I0	70+I0	20+I0	40+I0	20+I0	83+I0		-	-
T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2	-	-	-
20+I0	37+I0	20+I0	75+I0	20+I0	37+I0	20+I0	80+I0			

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

T_1, T_2 – текущий ремонт первой и второй категории.

НОРМЫ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ РЕМОНТА И ПЕРИОДИЧНОСТИ

Давление пара, МПа (кгс/см2)	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 I00 вкл.	5	Т-Т-СТ-Т-КТ
До 6,5 (65) вкл.	Св.I00 до I50 вкл.	5	Т-Т-СТ-Т-КТ
До 6,5 (65) вкл.	Св.I50 до 220 вкл.	5	Т-Т-СТ-Т-КТ
Св.6,5 (65) до I2,5 (I25) вкл.	Св.70 до I20 вкл.	4	Т-СТ-Т-КТ
Св.6,5 (65) до I2,5 (I25) вкл.	I50-I70	4	Т-СТ-Т-КТ
Св.6,5 (65) до I2,5 (I25) вкл.	200-300	4	Т-СТ-Т-КТ
I4(I40)	320	4	Т-СТ-Т-КТ
I0-II (I00-II0)	420-430	4	Т-СТ-Т-КТ
I4(I40); I5(I50)	400-420	4	Т-СТ-Т-КТ
I4(I40)	480-500	4	Т-СТ-Т-КТ

Примечания. I. Нормы продолжительности ремонта
нии пылеугольного топлива с содержанием золы до
лы 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	
I6	6	22	6	6	I2	9
I8	7	25	7	7	I4	II
20	8	28	8	8	I6	I2
23	9	32	9	9	I8	I4
23	9	32	9	9	I8	I4
25	II	36	I0	9	I9	I6
33	I3	46	I3	I3	26	20
38	I6	54	I7	I4	3I	24
40	I6	56	I8	I6	34	24
44	I8	62	20	I8	38	27
46	20	66	24	20	44	30

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

Приложение 5
Обязательное

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

Наименование дополнительных работ	Повышающий коэффициент (норматив продолжительности капитального ремонта)
I. Перевод турбин в теплофикационный режим работы	I,2
2. Замена проточной части турбины	I,I
3. Перевод котла на сжигание другого вида топлива	I,2
4. Замена гибов водоопускных и пароперегревательных труб	I,2
5. Полная замена основных поверхностей нагрева котлов в связи с сжиганием непроектных видов топлива или топлива ухудшенного качества	I,I
6. Замена основных элементов электрофильтров или других золоулавливающих устройств:	
котлов электростанций с поперечными связями	I,3
энергоблоков мощностью I50-200 МВт	Продолжительность капитального ремонта 80 сут
энергоблоков мощностью 300 МВт	Продолжительность капитального ремонта I00 сут
7. Замена воздухоподогревателя:	
энергоблоков I50 МВт	Продолжительность капитального ремонта 90 сут
энергоблоков 200 и 300 МВт	Продолжительность капитального ремонта I00 сут

Приложение 6
Обязательное

НОРМАТИВ СНИЖЕНИЯ РАБОЧЕЙ МОЩНОСТИ ИЗ-ЗА НЕПЛАНОВЫХ (АВАРИЙНЫХ) РЕМОНТОВ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ - $K^{н}_{(а.р)}$

Тип электростанции, сокращенное наименование группы оборудования	Значение $K^{н}_{(а.р)}$, %
Тепловые электростанции	
Блок 1200, блоки 800, блоки 500	3,5
Блоки 300К, блоки 300Т, ТЭЦ-240	3,0
Блоки 200К, блоки 200Т, блоки 150К, блоки 150Т	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 $K^{н}_{(а.р)}$ 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 IO МАЯ I984 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 I30 кгс/см² при работе:			
на твердом топливе	83	85	85
на газомазутном топливе	84	87	87
Энергоблок паровой мощностью I80-2I0 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	8I	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 отчетного периода.

Приложение 8
Обязательное

НОРМАТИВНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ ОСВОЕНИЯ ПРОЕКТНОЙ МОЩНОСТИ

Группа оборудования	Первый год освоения												Второй год освоения		
	I квартал			II квартал			III квартал			IУ квартал			I квартал		
	Месяц														
	I	П	Ш	IУ	У	УI	УП	УШ	IX	X	XI	XII	I	П	Ш
I. Теплофикационный турбоагрегат и котлоагрегат ТЭС с давлением 13 МПа (130 кгс/см²) при работе на угле	0,417	0,65	0,883	I,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2. То же на газомазутном топливе	0,475	0,825	I,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. Энергоблок 180-210 МВт с пылеугольным котлом	0,392	0,575	0,758	0,925	I,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4. То же с газомазутным котлом	0,475	0,825	I,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5. Энергоблок 250-300 МВт с пылеугольным котлом	0,392	0,575	0,758	0,858	0,875	0,892	0,95	I,0	-	-	-	-	-	-	-
6. То же с газомазутным котлом	0,417	0,65	0,883	I,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	I,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	I,0
9. То же с газомазутным котлом	0,383	0,55	0,717	0,817	0,85	0,883	0,925	0,975	I,0	-	-	-	-	-	-

Примечания: I. 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%.

С О Д Е Р Ж А Н И Е

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ 3

2. РАСЧЕТ НОРМАТИВНОЙ РАБОЧЕЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ 4

3. ПРИМЕР РАСЧЕТА НОРМАТИВНОЙ РАБОЧЕЙ МОЩНОСТИ I3

П р и л о ж е н и е I. Нормы продолжительности ремонта и периодичности капитальных ремонтов паровых турбин (типовой объем) I7

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 продолжительности капитальных ремонтов турбин, котлов и энергоблоков в связи с проведением дополнительных работ, не предусмотренных типовыми объемами 28

П р и л о ж е н и е 6. Норматив снижения рабочей мощности из-за неплановых (аварийных) ремонтов основного оборудования электростанций – $K^{н}_{(a,p)}$ 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 3I

gost.e-ecolog.ru