МИНИСТЕРСТВО ЮСТИЦИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ЗАРЕГИСТРИРОВАНО
Регистрационный № 88158
от "4" сентября 2026 г.

Министерство энергетики Российской Федерации

(Минэнерго России)

ПРИКАЗ

6 июля 2026 г. № 763

Москва

Об утверждении Методических указаний по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа

В соответствии с абзацем сорок вторым подпункта 3 пункта 2 статьи 21 и абзацами первым и третьим пункта 2 статьи 28 Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», подпунктом $4.2.14^{21}$ пункта 4 Положения о Министерстве энергетики Российской Федерации, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 г. № 400, абзацами вторым и третьим подпункта «б» пункта 1 постановления Правительства Российской Федерации от 2 марта 2017 г. № 244 «О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», п р и к а з ы в а ю:

1. Утвердить Методические указания по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа.

2. Признать утратившим силу приказ Минэнерго России от 19 февраля 2019 г. № 123 «Об утверждении методических указаний

по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа»[1].

3. Настоящий приказ вступает в силу по истечении трех месяцев со дня его официального опубликования.

Министр С.Е. Цивилев

[1] Зарегистрирован Минюстом России 4 апреля 2019 г., регистрационный № 54277.

УТВЕРЖДЕНЫ
приказом Минэнерго России
от «6» июля 2026 г. №763

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа

I. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа (далее – Методические указания) определяют порядок расчета вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования электрических станций и электрических сетей и оценки последствий такого отказа на основании данных по затратам на восстановление работоспособности единицы оборудования и показателей, характеризующих возможные убытки из-за ее отказа, применяемых для целей Методических указаний, и значения вероятности отказа, рассчитанной на основании индекса технического состояния (далее – показатели затрат, ИТС соответственно) единицы оборудования.

2. Методические указания применяются Минэнерго России и субъектами электроэнергетики в целях:

формирования типовых предложений об оптимизации процессов эксплуатации объектов электроэнергетики в соответствии с пунктом 11 методики комплексного определения показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 19 декабря 2016 г. № 1401;

определения оптимального вида, состава и стоимости технического воздействия на основное технологическое оборудование при планировании

технического обслуживания и ремонта, а также технического перевооружения и реконструкции объектов электроэнергетики в соответствии с главой IV методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей, утвержденной приказом Минэнерго России от 26 июля 2017 г. № 676[2] (далее – методика оценки технического состояния).

Показатели затрат, указанные в пункте 1 Методических указаний, не могут использоваться для целей гражданско-правовых отношений.

3. Методические указания распространяются на следующие группы оборудования и сооружения объектов электроэнергетики (далее – основное технологическое оборудование):

паровые турбины установленной мощностью 5 МВт и более;

паровые (энергетические) котлы;

гидротурбины установленной мощностью 5 МВт и более;

гидрогенераторы номинальной мощностью 5 МВт и более;

турбогенераторы номинальной мощностью 5 МВт и более;

газовые турбины установленной мощностью 5 МВт и более;

силовые (авто-) трансформаторы высшего класса номинального напряжения 35 кВ и выше;

линии электропередачи класса номинального напряжения 35 кВ и выше.

II. Расчет вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования

4. Расчет вероятности отказа единицы основного технологического оборудования и (или) ее функционального узла осуществляется в следующей последовательности:

---

[2] Зарегистрирован Минюстом России 5 октября 2017 г., регистрационный № 48429; с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 17 марта 2020 г. № 192 (зарегистрирован Минюстом России 18 мая 2020 г., регистрационный № 58367).

определение в соответствии с методикой оценки технического состояния ИТС функциональных узлов единицы основного технологического оборудования;

определение прогнозного значения ИТС функциональных узлов в соответствии с пунктом 7 Методических указаний;

определение прогноза вероятности отказа функциональных узлов единицы основного технологического оборудования в соответствии с пунктом 11 Методических указаний;

определение прогноза вероятности отказа единицы основного технологического оборудования в соответствии с пунктом 12 Методических указаний.

5. Прогноз изменения ИТС функционального узла проводится на пятилетний период, исчисляемый с 1 января года, следующего за годом проведения расчета.

6. Значение вероятности отказа единицы основного технологического оборудования и ее функциональных узлов устанавливается в диапазоне от 1 (нижняя граница значения) до 0 (верхняя граница значения).

Расчеты проводятся с округлением до третьего знака после запятой по правилам математического округления.

7. Прогнозное значение ИТС функционального узла единицы основного технологического оборудования (ИТСУпф) в год проведения оценки изменения ИТС определяется по формуле:

$$ИТСУпф = ИТСУтв – К * тт * 100, (1)$$

где:

ИТСУтв – исходное значение ИТС функционального узла (сегмента для линий электропередачи (далее – функциональный узел, ЛЭП соответственно) единицы основного технологического оборудования, рассчитанное после ввода в эксплуатацию либо после проведения последнего технического воздействия, приводящего к изменению ИТС (капитального, среднего, текущего ремонта или реконструкции (технического перевооружения).

Вид технического воздействия, используемого при оценке прогнозного изменения ИТС для расчета исходного значения ИТСУтв, определяется в соответствии с приложением № 1 к Методическим указаниям;

К – модуль тангенса угла наклона функции прогноза изменения ИТС функционального узла единицы основного технологического оборудования, определяемый в соответствии с пунктом 10 Методических указаний;

tr – количество лет, исчисляемое с 1 января года, следующего за годом проведения технического воздействия, используемого при оценке прогнозного изменения ИТС для расчета исходного значения ИТСУтв, до года проведения оценки изменения ИТС функционального узла единицы основного технологического оборудования, лет.

8. Прогноз изменения ИТС функционального узла единицы основного технологического оборудования – y(t) рассчитывается по формуле:

$$y(t) = ИТСУпф/100 - K*t + \sum (kni * Фi), (2)$$

где:

ИТСУпф – прогнозное значение ИТС функционального узла единицы основного технологического оборудования, рассчитанное на календарную дату проведения оценки изменения ИТС, определяемое в соответствии с пунктом 7 Методических указаний;

t – порядковый номер года в прогнозном периоде оценки изменения ИТС;

К – модуль тангенса угла наклона функции прогноза изменения ИТС функционального узла единицы основного технологического оборудования, определяемый в соответствии с пунктом 10 Методических указаний;

kni – коэффициент улучшения технического состояния функционального узла единицы основного технологического оборудования, который рассчитывается в случае проведения технического воздействия i-того вида по формуле (3);

Фi – поправочный коэффициент на проведение технического воздействия i-того вида при моделировании прогнозного изменения ИТС функционального узла единицы основного технологического оборудования в прогнозном периоде:

а) принимает значение «0»:

в течение всего прогнозного периода при отсутствии у субъекта электроэнергетики планов по техническим воздействиям на такую единицу основного технологического оборудования;

в годы прогнозного периода, предшествующие году проведения технического воздействия, включенного в планы субъекта электроэнергетики по техническим воздействиям на такую единицу основного технологического оборудования;

б) принимает значение «1» при наличии у субъекта электроэнергетики планов по техническим воздействиям на такую единицу основного технологического оборудования в планируемый год проведения технического воздействия и до окончания прогнозного периода;

9. Коэффициент улучшения технического состояния функционального узла единицы основного технологического оборудования (kni) рассчитывается по формуле:

$$kni = A*(ИТС2 - ИТС1)/100, (3)$$

где:

А – поправочный коэффициент на ухудшение технического состояния оборудования, вызванное его старением, который определяется оценкой параметра «Срок службы» в соответствии с методикой оценки технического состояния, и принимает следующие значения: 0,7 (при оценке параметра равной 1 и 0); 0,8 (при оценке равной 2); 0,9 (при оценке равной 3) и 1 (при оценке равной 4).

ИТС1 – значение ИТС функционального узла до проведения последнего технического воздействия на него того же i-того вида, которое проводится в прогнозном периоде;

ИТС2 – значение ИТС функционального узла после проведения последнего технического воздействия на него того же i-того вида, которое проводится в прогнозном периоде. В случае отсутствия рассчитанного ИТС функционального узла единицы основного технологического оборудования до и после проведения последнего технического воздействия того же i-того вида, которое проводится

в прогнозном периоде, значение kпi принимается равным «0».

10. Тангенс угла наклона функции прогноза изменения ИТС функционального узла единицы основного технологического оборудования (К) определяется по формуле:

$$К = max (Кнорм; |(ИТСУтв – ИТСУф) / (100 * t_2(|), (4)$$

где:

Кнорм – установленная величина, которая:

при отсутствии данных по ИТС функциональных узлов после технического воздействия, предшествующего техническому воздействию, используемому при оценке прогнозного изменения ИТС для расчета исходного значения ИТСУтв, определяемого в соответствии с приложением № 1 к Методическим указаниям, и до технического воздействия, используемого при оценке прогнозного изменения ИТС для расчета исходного значения ИТСУтв, значения Кнорм по видам функциональных узлов приведены в таблице № 1 Методических указаний;

при наличии данных по ИТС функциональных узлов после технического воздействия, предшествующего техническому воздействию, используемому при оценке прогнозного изменения ИТС для расчета исходного значения ИТСУтв, определяемого в соответствии с приложением № 1 к Методическим указаниям, и до технического воздействия, используемого при оценке прогнозного изменения ИТС для расчета исходного значения ИТСУтв, определяется по формуле:

$$Кнорм = |(ИТСУп_тв – ИТСУд_тв)/(100 * t_1)|, (5)$$

где:

ИТСУп_тв – значение ИТС функционального узла единицы основного технологического оборудования, рассчитанного не позднее последнего числа месяца, следующего за месяцем проведения технического воздействия того же i-того вида, предшествующего техническому воздействию на единицу основного технологического оборудования, используемому при оценке прогнозного изменения ИТС для расчета исходного значения ИТСУтв, определяемого в соответствии с приложением № 1 к Методическим указаниям;

ИТСУд_тв – значение ИТС функционального узла единицы основного технологического оборудования, рассчитанного до проведения технического воздействия того же i-того вида на единицу основного технологического оборудования, используемого при оценке прогнозного изменения ИТС для расчета исходного значения ИТСУтв, определяемого в соответствии с приложением № 1 к Методическим указаниям;

t_1 – продолжительность периода между годом расчета ИТСУд_тв и годом расчета ИТСУп_тв, лет;

ИТСУтв – исходное значение ИТС функционального узла (сегмента для ЛЭП) единицы основного технологического оборудования, рассчитанное после ввода в эксплуатацию либо после проведения последнего технического воздействия, приводящего к изменению ИТС (капитального, среднего, текущего ремонта или реконструкции (технического перевооружения). Вид технического воздействия, используемого при оценке прогнозного изменения ИТС для расчета исходного значения ИТСУтв, определяется в соответствии с приложением № 1 к Методическим указаниям;

ИТСУф – актуальное (последнее рассчитанное в соответствии с методикой оценки технического состояния) значение ИТС функционального узла единицы основного технологического оборудования;

t_2 – длительность периода между расчетом значения ИТСУтв и расчетом значения ИТСУф, лет.

При оценке прогнозного значения ИТС функционального узла единицы основного технологического оборудования по истечении межремонтного периода и при непроведении технического воздействия применяется значение тангенса угла наклона функции прогноза изменения, указанное в таблице № 1 Методических указаний.

Субъект электроэнергетики вправе уточнять значение модуля тангенса угла наклона функции прогноза изменения ИТС функционального узла единицы основного технологического оборудования в сторону снижения с условием, что

его значения не могут принимать величины менее указанных в таблице № 2 Методических указаний.

Таблица № 1

Нормированные значения тангенса угла наклона функции прогноза изменения ИТС функционального узла

№ п/п	Вид функционального узла	Значение тангенса угла наклона функции прогноза изменения
1.	Ресурсоопределяющий функциональный узел (указанный в приложении № 2 к Методическим указаниям)	0,03
2.	Сегмент ЛЭП	0,03
3.	Функциональные узлы, кроме ресурсоопределяющих и сегмента ЛЭП	–
3.1.	Функциональные узлы основного технологического оборудования, для которого установлен межремонтный срок службы (Мс)	1/(Мс * 2)
3.2.	Функциональные узлы основного технологического оборудования, для которого установлен межремонтный ресурс (Мр)	1/[(6*Мр)/($\sum_i$ Нарабi)], где: Нарабi – годовая наработка за 3 предыдущих года от года проведения последнего расчета, ч
3.3.	Иные функциональные узлы, не описанные в подпунктах 3.1 и 3.2 пункта 3 настоящей таблицы	0,07

Таблица № 2

Предельные значения тангенса угла наклона функции прогноза изменения ИТС функционального узла

№ п/п	Вид функционального узла	Предельное значение тангенса угла наклона функции прогноза изменения
1.	Ресурсоопределяющий функциональный узел (указанный в приложении № 2 к Методическим указаниям)	0,02
2.	Сегмент ЛЭП	0,02
3.	Функциональные узлы, кроме ресурсоопределяющих и сегмента ЛЭП	–
3.1.	Функциональные узлы основного технологического оборудования, для которого установлен межремонтный срок службы (Мс)	1/(Мс * 4)
3.2.	Функциональные узлы основного технологического оборудования, для которого установлен межремонтный ресурс (Мр)	$1/[(12*Мр)/(\sum_i Нараб_i)]$, где $Нараб_i$ – годовая наработка за 3 предыдущих года от года проведения последнего расчета, ч
3.3.	Функциональные узлы, которые не описаны в подпунктах 3.1 и 3.2 пункта 3 таблицы	0,03

11. Прогноз вероятности отказа функционального узла единицы основного технологического оборудования на прогнозный период – $p_ф(t)$ описывается формулой:

$$p_ф(t) = (2,5 + 3,14 * kв) * \exp(-(4,5 - 3,14 * kв) * y(t)), \quad (6)$$

где:

kв – коэффициент вида технического состояния функционального узла, принимает значения:

0 – при ИТСУтв > 70 (вид технического состояния «хорошее»[3] и «очень хорошее»[4]);

0,06 – при 50 < ИТСУтв ≤ 70 (вид технического состояния «удовлетворительное»[5]);

---

[3] Пункт 2.4 методики оценки технического состояния.
[4] Пункт 2.4 методики оценки технического состояния.
[5] Пункт 2.4 методики оценки технического состояния.

0,12 – при ИТСУтв $\leq$ 50 (вид технического состояния «критическое»[6] и «неудовлетворительное»[7]).

Если расчетная величина $p_ф(t)$ превышает значение «1,0», то принимается величина, равная «1,0»;

$y(t)$ – прогноз изменения ИТС функционального узла единицы основного технологического оборудования, определяемый в соответствии с пунктом 8 Методических указаний при проведении оценки прогноза вероятности отказа функционального узла единицы основного технологического оборудования.

12. Прогноз вероятности отказа единицы основного технологического оборудования (P_{EO}) рассчитывается по формуле:

$$P_{EO} = \max p_{фi}(t), \quad (7)$$

где:

$p_{фi}(t)$ – прогноз изменения вероятности отказа i-того функционального узла единицы основного технологического оборудования, определяемый в соответствии с пунктом 11 Методических указаний.

III. Оценка последствий отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования

13. Последствия отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования определяются в соответствии с пунктами 16 – 25 Методических указаний и измеряются в денежном выражении.

14. Оценка последствий отказа единицы основного технологического оборудования или ее функционального узла проводится для определения:

затрат, связанных с отказом единицы основного технологического оборудования, включая фактические затраты на восстановление работоспособности данной единицы, для оформления акта по результатам расследования причин аварий и инцидентов в электроэнергетике в соответствии с требованиями к заполнению форм акта по результатам расследования причин аварии в электроэнергетике или

[6] Пункт 2.4 методики оценки технического состояния.
[7] Пункт 2.4 методики оценки технического состояния.

инцидента в электроэнергетике первой категории и акта по результатам расследования причин инцидента в электроэнергетике второй категории, произошедшего на объектах электросетевого хозяйства сетевой организации и приведших к прекращению электроснабжения потребителей электрической энергии, утвержденными приказом Минэнерго России от 30.09.2025 № 1214[8] (далее – Требования);

прогнозных затрат при оценке технических рисков для целей, указанных в пункте 2 Методических указаний (далее – оценка рисков).

15. Оценка последствий отказа единицы основного технологического оборудования или ее функционального узла проводится:

для каждой единицы основного технологического оборудования, входящей в состав технологической цепочки на объекте генерации (далее – электростанция), в соответствии с пунктом 3.11 методики оценки технического состояния или если за последние 5 лет эксплуатации электростанции нарушение или прекращение функционирования единицы оборудования из той же группы основного технологического оборудования, указанной в пункте 3 Методических указаний, привело к нарушению или прекращению функционирования другого основного технологического оборудования этой электростанции, – в соответствии с пунктом 21 Методических указаний;

для каждой единицы основного технологического оборудования объекта электросетевого хозяйства, если нарушение или прекращение функционирования единицы оборудования из той же группы основного технологического оборудования, указанной в пункте 3 Методических указаний, на данном объекте электросетевого хозяйства за последние 5 лет эксплуатации привело к нарушению или прекращению функционирования другого основного технологического оборудования этого объекта электросетевого хозяйства, – в соответствии с пунктом 24 Методических указаний;

для каждой единицы основного технологического оборудования электростанции или объекта электросетевого хозяйства, если нарушение или

---

[8] Зарегистрирован Минюстом России 1 октября 2025 г., регистрационный № 83716.

прекращение функционирования единицы оборудования из той же группы основного технологического оборудования, указанной в пункте 3 Методических указаний, на данной электростанции или объекте электросетевого хозяйства за последние 5 лет эксплуатации привело к нарушению или прекращению функционирования основного технологического оборудования другого объекта (других объектов) электроэнергетики, – в соответствии с пунктом 25 Методических указаний;

для всех единиц основного технологического оборудования – в соответствии с пунктом 16 Методических указаний.

16. Оценка последствий отказа единицы основного технологического оборудования ($П_{ЕО}$) проводится по формуле, включающей показатели затрат, определяемые для целей Методических указаний:

$$П_{ЕО} = Уотк + Упп + Унедовыраб, (8)$$

где:

Уотк – показатель затрат, непосредственно связанный с отказом единицы основного технологического оборудования, определяемый в соответствии с пунктом 17 Методических указаний;

Упп – показатель затрат, связанный с невыполнением электросетевыми компаниями обязательств перед потребителями электрической энергии из-за нарушения функционирования единицы основного технологического оборудования после отказа, определяемый в соответствии с пунктом 19 Методических указаний;

Унедовыраб – показатель затрат, зависящий от недовыработки электростанцией электрической и тепловой энергии при отказе единицы основного технологического оборудования, определяемый в соответствии с пунктом 20 Методических указаний.

17. Показатель затрат, непосредственно связанный с отказом единицы основного технологического оборудования (Уотк), определяется по формуле в ценах, сложившихся на календарную дату расчета:

$$Уотк = Звр + Зпр + Уэк + Ужл + Увз, (9)$$

где:

Звр – затраты на восстановление работоспособности единицы основного технологического оборудования после отказа, определяемые в соответствии с пунктом 18 Методических указаний;

Зпр – затраты на тушение пожара, проведение спасательных работ, транспортные расходы при ликвидации (локализации) технологического нарушения, аварии или инцидента, а также расходы на расследование аварии или инцидента без учета налога на добавленную стоимость (далее – НДС), рублей.

Для оценки риска отказа единицы основного технологического оборудования принимается наибольшая за последние 5 лет величина затрат, указанная в актах по результатам расследования причин аварий и инцидентов в электроэнергетике в соответствии с Требованиями;

Уэк – совокупность платежей (штрафов) за полное возмещение из-за причинения вреда окружающей среде в соответствии со статьей 77 Федерального закона от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», возникшего вследствие отказа единицы основного технологического оборудования, (без НДС) рублей;

Ужл – затраты на компенсацию нанесенного вследствие отказа единицы основного технологического оборудования вреда жизни персонала, определенные пунктом 2 статьи 22 Федерального закона от 24 июля 1998 г. № 125-ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний», рублей;

Увз – затраты на компенсацию нанесенного вследствие отказа единицы основного технологического оборудования вреда здоровью персонала, определенные пунктом 2 статьи 22 Федерального закона от 24 июля 1998 г. № 125-ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний», рублей.

Значения затрат Уэк, Ужл, Увз при проведении оценки рисков не используются.

18. Затраты на восстановление работоспособности единицы основного технологического оборудования после отказа (Звр) рассчитываются по формуле:

$$Звр = Ззч+Зср+ Змдр, (10)$$

где:

Ззч – фактическая стоимость запасных частей на календарную дату восстановления работоспособности основного технологического оборудования, без учета НДС, рублей.

Для оценки рисков – стоимость новой единицы оборудования – аналога не подлежащей восстановлению единицы основного технологического оборудования (для ЛЭП – стоимость замены участка сегмента протяженностью 2 км), без учета НДС, рублей;

Зср – фактические затраты на календарную дату завершения ремонтных работ по восстановлению работоспособности единицы основного технологического оборудования после ее отказа без учета НДС, рублей, используемые в расчете при их наличии и не учитываемые при оценке рисков;

Змдр – фактические затраты на календарную дату завершения сборки-разборки или монтажных и демонтажных работ при восстановлении работоспособности после отказа единицы основного технологического оборудования без учета НДС, рублей, используемые в расчете при их наличии и не учитываемые при оценке рисков.

19. Показатель затрат, связанный с невыполнением обязательств электросетевыми организациями перед потребителями электрической энергии из-за нарушения функционирования единицы основного технологического оборудования после ее отказа (Упп), рассчитывается по формуле:

$$Упп = Унп + Ушнп, (11)$$

где:

Унп – неполученные доходы от оказания услуг по передаче электрической энергии потребителям, которые были бы получены, если бы не произошло нарушение функционирования единицы основного технологического оборудования, рассчитывается по формуле:

$$Унп = Н * Т * t, (12)$$

где:

Н – суммарный объем фактической нагрузки (мощности) на точках поставки,

по которым произошло прекращение передачи электрической энергии на момент возникновения аварии или инцидента, кВт.

Для оценки риска отказа принимается максимальное значение за последние 5 лет из актов о расследовании причин аварий и инцидентов объекта электроэнергетики на оборудовании из той же группы основного технологического оборудования, указанной в пункте 3 Методических указаний, составленных в соответствии с Правилами расследования причин аварий в электроэнергетике и инцидентов в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 29 сентября 2025 г. № 1489;

Т – тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, действующий на момент возникновения аварии или инцидента, рублей/кВт*ч.

Для оценки риска отказа принимается тариф, установленный на календарную дату проведения расчета, рублей/кВт*ч;

t – фактическое время восстановления электроснабжения потребителей услуг, ч.

Для оценки риска отказа единицы основного технологического оборудования среднее время восстановления электроснабжения приведено в приложении № 3 к Методическим указаниям и может уточняться субъектом электроэнергетики в сторону снижения;

Ушнп – показатель затрат, связанный с уплатой неустоек (штрафов, пеней) по требованиям к электросетевой организации, в результате предоставления услуги ненадлежащего качества и (или) необоснованного перерыва электроснабжения, превышающего установленную продолжительность, в соответствии с Правилами предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 6 мая 2011 г. № 354[9], Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, утвержденными постановлением Правительства Российской

[9] В соответствии с пунктом 7 постановления Правительства Российской Федерации от 6 мая 2011 г. № 354 срок действия данного акта ограничен 31 декабря 2027 г.

Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861, и Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442, рассчитывается по формуле:

$$Ушнп = Н * Т * 0,0015 * (teo - типн), (13)$$

где:

Н – суммарный объем фактической нагрузки (мощности) на точках поставки, по которым произошло прекращение передачи электрической энергии на момент возникновения аварии или инцидента, кВт.

Для оценки риска отказа принимается максимальное значение объема фактической нагрузки (мощности) на точках поставки, по которым произошло прекращение передачи электрической энергии, за последние 5 лет из актов по результатам расследования причин аварий и инцидентов объекта электроэнергетики на оборудовании из той же группы основного технологического оборудования, указанной в пункте 3 Методических указаний, составленных в соответствии с Требованиями;

Т – тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, действующий на момент возникновения аварии или инцидента, рублей/кВт*ч.

Для оценки риска отказа принимается тариф, установленный на календарную дату проведения расчета, рублей/кВт*ч;

teo – время восстановления работы единицы основного технологического оборудования, которое приведено в приложении № 3 к Методическим указаниям, ч.

Время восстановления работы единицы основного технологического оборудования может уточняться субъектом электроэнергетики в сторону снижения;

типн – допустимая продолжительность прекращения передачи электрической энергии точек поставки потребителя услуг в соответствии с Правилами предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 6 мая 2011 г. № 354, Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии

и оказания этих услуг, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861, и Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442, ч.

20. Для электростанции показатель затрат, зависящий от недовыработки электрической и тепловой энергии (Унедовыраб), рассчитывается по формуле:

$$Унедовыраб = КИУМ * \Delta Руст * Цэ(t) * tн + \Delta Vстм * Тт/э, (14)$$

где:

КИУМ – коэффициент использования установленной мощности паровой и (или) газовой или гидравлической турбины, не готовой (не готовых) к выработке электрической энергии вследствие технологических нарушений из-за отказа единицы основного технологического оборудования за последний календарный год.

Величина КИУМ определяется как отношение объема выработки электрической энергии за определенный период эксплуатации к максимально возможному объему выработки электрической энергии электростанцией при работе с нагрузкой, соответствующей ее установленной мощности, за тот же период.

Для оценки риска отказа единицы основного технологического оборудования используется величина КИУМ генерирующего оборудования, не готового к выработке электрической энергии вследствие технологических нарушений из-за отказа этой единицы основного технологического оборудования, за последний календарный год;

ΔРуст – снижение установленной мощности электростанции вследствие технологических нарушений из-за отказа единицы основного технологического оборудования, МВт.

Для оценки риска отказа снижение установленной мощности электростанции принимается равным величине установленной мощности паровой и (или) газовой или гидравлической турбины, не готовой (не готовых) к выработке электрической энергии вследствие технологических нарушений из-за фактического или прогнозного отказа единицы основного технологического оборудования, МВт;

Цэ(t) – средневзвешенная цена на электрическую энергию, вырабатываемую на оцениваемом объекте электроэнергетики, установленная договорами купли-продажи электрической энергии, заключенными в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172, рублей/(МВт*ч).

Для оценки риска отказа единицы основного технологического оборудования величина Цэ(t) определяется путем умножения среднегодовой цены электрической энергии на индекс изменения цен (тарифов);

tн – фактическое время неработоспособности единицы основного технологического оборудования при аварийно-восстановительном ремонте, ч.

Для оценки риска отказа единицы основного технологического оборудования используется величина времени восстановления работоспособности единицы основного технологического оборудования, определяемая в соответствии с приложением № 3 к Методическим указаниям;

ΔVстм – фактическое снижение объема отпущенной тепловой энергии из-за ограничений мощности вследствие технологических нарушений из-за отказа единицы основного технологического оборудования, Гкал.

Для оценки риска отказа единицы основного технологического оборудования величина рассчитывается по формуле:

$$\Delta V_{стм} = Q_{тепл} * t_н, \quad (15)$$

где:

Qтепл – установленная в паспорте завода-изготовителя теплофикационная мощность оборудования электростанции, не готового к выработке и отпуску тепловой энергии вследствие технологических нарушений из-за прогнозного отказа единицы основного технологического оборудования, Гкал/ч;

tн – фактическое время неработоспособности единицы основного технологического оборудования при аварийно-восстановительном ремонте, ч.

Для оценки риска отказа единицы основного технологического оборудования время неработоспособности определяется в соответствии с приложением № 3 к Методическим указаниям;

Тт/э – цена (тариф) на тепловую энергию, рублей/Гкал.

Для оценки риска отказа единицы основного технологического оборудования величина Тт/э определяется посредством умножения указанной текущей цены (тарифа) на индекс изменения цен (тарифов).

21. Оценка последствий отказа единицы основного технологического оборудования, нарушение или прекращение функционирования которой приводит к нарушению или прекращению функционирования другого основного технологического оборудования той же электростанции ($П_{Эог}$), проводится по формуле:

$$П_{Эог} = \sum Уоткj + \sum Зпускi + Унеопл.мощн + Унедовыраб + \sum Упп, (16)$$

где:

Уоткj – показатель затрат, непосредственно связанный с восстановлением работоспособности j-ой единицы основного технологического оборудования после отказа оцениваемой единицы оборудования, рассчитываемый в соответствии с пунктом 17 Методических указаний, рублей;

Зпускi – затраты на пуск i-того парового котла, паровой и (или) газовой или гидравлической турбины (далее – генерирующее оборудование), не готовых к участию в выработке электрической энергии вследствие технологических нарушений после отказа единицы основного технологического оборудования, рассчитываемые в соответствии с пунктом 22 Методических указаний, рублей;

Унеопл.мощн. – показатель затрат, зависящий от неоплаты располагаемой мощности электростанции, возникающий вследствие нарушения субъектом электроэнергетики своих договорных обязательств по обеспечению готовности генерирующего оборудования к выработке электрической энергии при технологических нарушениях (в том числе аварийных отключениях), рассчитываемый в соответствии с пунктом 23 Методических указаний, рублей;

Унедовыраб – показатель затрат, зависящий от недовыработки электрической и тепловой энергии при отказе единицы основного технологического оборудования, рассчитываемый в соответствии с пунктом 20 Методических указаний, рублей;

Упп – показатель затрат, связанный с невыполнением электросетевыми организациями обязательств перед потребителями из-за нарушения функционирования единицы основного технологического оборудования после отказа, рассчитываемый в соответствии с пунктом 19 Методических указаний, рублей.

Значения затрат Зпуск, Унеопл.мощн., Упп при проведении оценки рисков не используются.

22. Затраты на пуск генерирующего оборудования (только для электростанций) после проведения работ по восстановлению работоспособного состояния единицы основного технологического оборудования после отказа (Зпуск) рассчитываются по формуле:

$$Зпуск = Втоп * Цтоп + Зпроч, (17)$$

где:

Втоп – фактический расход условного топлива на пусковые операции генерирующего оборудования до включения в сеть и набора диспетчерской нагрузки, тонна условного топлива (далее – т.у.т.);

Цтоп – цена условного топлива, рублей/т.у.т.;

Зпроч – фактические дополнительные затраты на пусковые операции (при наличии) без учета НДС, рублей.

23. Показатель затрат, зависящий от неоплаты располагаемой мощности электростанции, возникающий вследствие нарушения субъектом электроэнергетики своих договорных обязательств по обеспечению готовности генерирующего оборудования к выработке электрической энергии при технологических нарушениях (в том числе аварийных отключениях) (Унеопл.мощн), рассчитывается по следующей формуле:

$$Унеопл.мощн = (Цмощн/Тмес) * Руст * kэк, (18)$$

где:

Цмощн – средневзвешенная цена мощности для оцениваемого объекта электроэнергетики, которая установлена договорами купли-продажи мощности, заключенными в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172, рублей/МВт в месяц;

Тмес – среднее количество часов в месяце (720), ч;

Руст – установленная мощность паровой и (или) газовой или гидравлической турбины, не готовой (не готовых) к выработке электрической энергии вследствие технологических нарушений из-за отказавшей единицы основного технологического оборудования, МВт;

kэк – эквивалентное время снижения оплаты мощности из-за неготовности основного технологического оборудования к участию в выработке электрической энергии, определяемое в соответствии с приложением № 4 к Методическим указаниям, ч.

24. Оценка последствий отказа единицы основного технологического оборудования, нарушение или прекращение функционирования которой приводит к нарушению или прекращению функционирования другого основного технологического оборудования того же объекта электросетевого хозяйства (Пэх), проводится по формуле:

$$Пэх = \sum Уоткj + \sum Уппi, (19)$$

где:

Уоткj – показатель затрат, связанный с отказом j-ой единицы основного технологического оборудования после отказа оцениваемой единицы оборудования, рассчитываемый в соответствии с пунктом 17 Методических указаний, рублей;

Уппi – показатель затрат, связанный с невыполнением обязательств перед i-ым потребителем из-за нарушения функционирования единицы основного технологического оборудования после отказа, рассчитываемый в соответствии с пунктом 19 Методических указаний, рублей.

25. Оценка последствий отказа единицы основного технологического оборудования, нарушение или прекращение функционирования которой приводит к нарушению или прекращению функционирования основного технологического оборудования другого объекта (других объектов) электроэнергетики (Пэу), проводится по формуле:

$$Пэу = \sum Уоткj + \sum(Зпуск + Унеопл.мощн + Унедовыраб)i + \sum Уппi, \quad (20)$$

где:

Уоткj – показатель затрат, непосредственно связанный с восстановлением работоспособности j-ой единицы основного технологического оборудования после отказа оцениваемой единицы оборудования, рассчитываемый в соответствии с пунктом 17 Методических указаний, рублей;

Зпуск – затраты на пуск генерирующего оборудования i-ой электростанции после отказа единицы основного технологического оборудования, рассчитываемые в соответствии с пунктом 22 Методических указаний, рублей;

Унеопл.мощн. – показатель затрат, зависящий от неоплаты располагаемой мощности электростанции, возникающий вследствие нарушения субъектом электроэнергетики своих договорных обязательств по обеспечению готовности генерирующего оборудования к выработке электрической энергии при технологических нарушениях (в том числе аварийных отключениях), рассчитывается в соответствии с пунктом 23 Методических указаний, рублей;

Унедовыраб – показатель затрат, зависящий от недовыработки электрической и тепловой энергии при отказе единицы основного технологического оборудования, рассчитывается в соответствии с пунктом 20 Методических указаний, рублей;

Уппi – показатель затрат, связанный с невыполнением обязательств перед потребителем из-за нарушения функционирования i-ого объекта электроэнергетики, рассчитываемый в соответствии с пунктом 19 Методических указаний, рублей.

Значения затрат Зпуск, Унеопл.мощн., Упп при проведении оценки рисков не используются.

26. Оценка технического риска отказа единицы основного технологического оборудования проводится для формирования типовых предложений об оптимизации процессов эксплуатации объектов электроэнергетики и определения оптимального вида, состава и стоимости технического воздействия на основное технологическое оборудование посредством сопоставления затрат на такое воздействие со значением технического риска в стоимостном выражении.

27. Величина технического риска отказа единицы основного технологического оборудования ($R_{ЕО}$) рассчитывается по формуле:

$$R_{ЕО} = P_{ЕО} * П, (21)$$

где:

$P_{ЕО}$ – прогноз вероятности отказа единицы основного технологического оборудования, рассчитанный в соответствии с пунктом 12 Методических указаний;

П – последствия отказа единицы основного технологического оборудования, определенные в соответствии с пунктом 28 Методических указаний, рублей.

В случае планирования технического перевооружения и реконструкции объекта электроэнергетики величина риска отказа принимает наибольшее рассчитанное значение риска отказа среди входящих в состав указанного объекта единиц основного технологического оборудования.

28. Последствия отказа единицы основного технологического оборудования рассчитываются:

в случае если такая единица оборудования входит в состав технологической цепочки на электростанции в соответствии с пунктом 3.11 методики оценки технического состояния или на данной электростанции за последние 5 лет эксплуатации произошли аварии или инциденты, связанные с нарушением или прекращением функционирования единицы основного технологического оборудования того же вида, приведшие к нарушению или прекращению функционирования другого основного технологического оборудования этой электростанции, – в соответствии с пунктом 21 Методических указаний;

в случае если на объекте электросетевого хозяйства за последние 5 лет эксплуатации такого объекта произошли аварии или инциденты, связанные с нарушением или прекращением функционирования единицы основного технологического оборудования того же вида, приведшие к нарушению или прекращению функционирования другого основного технологического оборудования этого объекта, – в соответствии с пунктом 24 Методических указаний;

в случае если на объекте электроэнергетики за последние 5 лет эксплуатации такого объекта произошли аварии или инциденты, связанные с нарушением или прекращением функционирования единицы основного технологического оборудования того же вида, приведшие к нарушению или прекращению функционирования основного технологического оборудования другого объекта (других объектов) электроэнергетики, – в соответствии с пунктом 25 Методических указаний;

в остальных случаях – в соответствии с пунктом 16 Методических указаний.

IV. Прогноз уровня надежности оказываемых услуг организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций

29. Для определения влияния планируемого к выполнению технического воздействия на основное технологическое оборудование и объекты электроэнергетики на достижение целевых значений показателей надежности оказываемых услуг организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальными сетевыми организациями проводится расчет прогнозных значений по пунктам 30 – 32 Методических указаний.

30. Прогноз средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки территориальной сетевой организации (SAIDI) рассчитывается по формуле:

$$SAIDI = SAIDI_{расч} * (1 - kпр) + \frac{\sum Ti*Ni}{Nmax}, \quad (22)$$

где:

$SAIDI_{расч}$ – фактическое значение за последний календарный год показателя надежности оказываемых услуг территориальных сетевых организаций – средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки, определенной в соответствии с Методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными приказом Минэнерго России от 29 ноября 2016 г. № 1256[10] (далее – методика по расчету уровня надежности);

kпр – поправочный коэффициент, рассчитывается по формуле 23 Методических указаний;

T_i – время неработоспособного состояния i-ой единицы основного технологического оборудования, рассчитанное по формуле 24 Методических указаний;

N_i – количество точек поставки потребителей услуг территориальной сетевой организации, энергопринимающие устройства которых присоединены к объектам электросетевого хозяйства такой территориальной сетевой организации и в отношении которых прогнозируется прекращение передачи электрической энергии потребителю услуг такой территориальной сетевой организации (включая частичное ограничение режима потребления электрической энергии потребителя услуг) в результате технологического нарушения из-за отказа единицы основного технологического оборудования, штук;

N_{max} – прогнозируемое на текущий год максимальное количество точек поставки потребителей услуг территориальной сетевой организации, энергопринимающие устройства которых присоединены к объектам электросетевого хозяйства такой территориальной сетевой организации, штук.

---

[10] Зарегистрирован Минюстом России 27 декабря 2016 г., регистрационный № 44983; с изменениями, внесенными приказами Минэнерго России от 21 июня 2017 г. № 544 (зарегистрирован Минюстом России 19 июля 2017 г., регистрационный № 47450), от 14 июня 2023 г. № 399 (зарегистрирован Минюстом России 10 августа 2023 г., регистрационный № 74724).

kпр – поправочный коэффициент:

$$kпр = k_{тс} / k_{о}, (23)$$

где:

$k_{тс}$ – общее за последние 5 лет количество технологических нарушений, аварий или инцидентов на объектах электросетевого хозяйства территориальной сетевой организации, в результате которых произошло прекращение передачи электрической энергии потребителю услуг такой территориальной сетевой организации (включая частичное ограничение режима потребления электрической энергии потребителя услуг), с кодами 4.1, 4.2, 4.6 – 4.8, 4.12 и 4.15 – 4.18 признаков повреждения линий электропередачи, оборудования и устройств в соответствии с таблицей 5 приложения № 3 к Требованиям, штук;

$k_{о}$ – общее за последние 5 лет количество технологических нарушений, аварий или инцидентов на объектах электросетевого хозяйства территориальной сетевой организации, в результате которых произошло прекращение передачи электрической энергии потребителю услуг такой территориальной сетевой организации (включая частичное ограничение режима потребления электрической энергии потребителя услуг), штук;

T_i – время неработоспособного состояния i-ой единицы основного технологического оборудования:

$$T_i = \lambda_i * t_{вi}, (24)$$

где:

λ_i – интенсивность отказов i-ой единицы основного технологического оборудования в год рассчитывается по формуле:

$$\lambda_i = - \ln(1 - P_{EOi}), (25)$$

$t_{вi}$ – время восстановления работы i-ой единицы основного технологического оборудования в соответствии с приложением № 3 к Методическим указаниям, ч. Указанное время восстановления работы единицы основного технологического оборудования может уточняться субъектом электроэнергетики в сторону снижения;

P_{EOi} – прогноз вероятности отказа i-ой единицы основного технологического

оборудования, рассчитанный в соответствии с пунктом 12 Методических указаний.

31. Прогноз средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки территориальной сетевой организации (SAIFI) рассчитывается по формуле:

$$SAIFI = SAIFI_{расч} * (1 - kпр) + \frac{\sum \lambda i * Ni}{Nmax}, (26)$$

где:

$SAIFI_{расч}$ – фактическое значение за последний календарный год показателя надежности оказываемых услуг территориальных сетевых организаций – средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки, определенной в соответствии с методикой по расчету уровня надежности;

λ_i – интенсивность отказов i-ой единицы основного технологического оборудования в год, рассчитанная в соответствии с пунктом 30 Методических указаний;

N_i – количество точек поставки потребителей услуг территориальной сетевой организации, энергопринимающие устройства которых присоединены к объектам электросетевого хозяйства такой территориальной сетевой организации и в отношении которых прогнозируется прекращение передачи электрической энергии потребителю услуг такой территориальной сетевой организации (включая частичное ограничение режима потребления электрической энергии потребителя услуг) в результате технологического нарушения из-за отказа единицы основного технологического оборудования, штук;

N_{max} – прогнозируемое на текущий год максимальное количество точек поставки потребителей услуг территориальной сетевой организации, энергопринимающие устройства которых присоединены к объектам электросетевого хозяйства такой территориальной сетевой организации, штук;

kпр – поправочный коэффициент, рассчитанный в соответствии с пунктом 30 Методических указаний.

32. Прогноз объема недоотпущенной электрической энергии организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью (ENS) рассчитывается по формуле:

$$ENS = ENS_{расч} * (1 - kпр) + \sum P_i * T_i, \quad (27)$$

где:

$ENS_{расч}$ – фактическое значение за последний календарный год показателя надежности оказываемых услуг организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью – объема недоотпущенной электрической энергии, определенного в соответствии с методикой по расчету уровня надежности;

kпр – поправочный коэффициент, рассчитанный в соответствии с пунктом 30 Методических указаний;

P_i – суммарный объем фактической нагрузки (мощности) на присоединениях потребителей услуг организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, по которым прогнозируется прекращение передачи электрической энергии потребителю услуг такой организации (включая частичное ограничение режима потребления электрической энергии потребителя услуг) в результате технологического нарушения из-за отказа единицы основного технологического оборудования, МВт;

T_i – время неработоспособного состояния i-ой единицы основного технологического оборудования, рассчитанное в соответствии с пунктом 30 Методических указаний.

Приложение № 1
к Методическим указаниям
по расчету вероятности отказа
функционального узла и единицы
основного технологического
оборудования и оценки
последствий такого отказа,
утвержденным приказом
Минэнерго России
от «6» июля 2026 г. № 763

ВИДЫ
технического воздействия, используемые при оценке прогнозного изменения индекса технического состояния в качестве исходного значения индекса технического состояния функционального узла (сегмента для ЛЭП) (единицы основного технологического оборудования)

№ п/п	Вид технического воздействия	Вид оборудования	Функциональный узел
1.1.1.	Техническое перевооружение, капитальный ремонт, средний ремонт	Гидротурбина	Направляющий аппарат
1.1.2.			Крышка турбины
1.1.3.			Проточная часть
1.1.4.			Рабочее колесо
1.1.5.			Турбинный подшипник и вал
1.2.1.		Паровая турбина	Арматура в пределах турбины
1.2.2.			Корпус цилиндра
1.2.3.			Подшипник турбины
1.2.4.			Ротор турбины
1.2.5.			Система парораспределения
1.2.6.			Трубопроводы в пределах турбины
1.3.1.		Паровой котел	Барабан
1.3.2.			Поверхности нагрева котла
1.3.3.			Трубопроводы и коллекторы
1.4.1.		Гидрогенератор	Обмотка ротора
1.4.2.			Обмотка статора

№ п/п	Вид технического воздействия	Вид оборудования	Функциональный узел
1.4.3.			Подпятник и генераторный подшипник
1.4.4.			Сталь ротора
1.4.5.			Сталь статора
1.5.1.		Турбогенератор	Обмотка ротора
1.5.2.			Обмотка статора
1.5.3.			Сталь ротора
1.5.4.			Сталь статора
1.6.1.		Трансформатор силовой	Магнитопровод
1.6.2.			Обмотки трансформатора
1.7.1.		Линия электропередачи	Сегмент (воздушной линии, кабельной линии)
2.1.1.	Текущий ремонт, техническое перевооружение, капитальный ремонт, средний ремонт	Гидротурбина	Система автоматического управления
2.2.1.		Газовая турбина	Компрессор
2.2.2.			Турбина
2.2.3.			Маслосистема
2.3.1.		Паровой котел	Каркас, обмуровка котла и газоходы
2.3.2.			Пароводяная арматура в пределах котла
2.4.1.		Гидрогенератор	Щеточно-контактный аппарат
2.5.1.		Турбогенератор	Подшипники, уплотнения вала
2.5.2.			Система водоснабжения газоохладителей, система водяного охлаждения обмоток статора и ротора
2.5.3.			Система возбуждения

№ п/п	Вид технического воздействия	Вид оборудования	Функциональный узел
2.5.4.			Щеточно-контактный аппарат
2.6.1.		Трансформатор силовой	Высоковольтный ввод
2.6.2.			Вспомогательное оборудование
2.6.3.			Изоляционная система
2.6.4.			Система регулирования напряжения

Приложение № 2
к Методическим указаниям
по расчету вероятности отказа
функционального узла и единицы
основного технологического
оборудования и оценки
последствий такого отказа,
утвержденным приказом
Минэнерго России
от « 6 » июня 2026 г. № 763

Ресурсоопределяющие функциональные узлы единиц основного технологического оборудования

№ п/п	Вид основного технологического оборудования	Ресурсоопределяющий функциональный узел
1.	Гидрогенератор	Сталь ротора
2.		Сталь статора
3.	Гидротурбина	Рабочее колесо
4.		Проточная часть
5.	Паровая турбина	Корпус цилиндра
6.		Ротор турбины
7.	Паровой (энергетический) котел	Барабан
8.		Каркас, обмуровка котла и газоходы
9.	Силовой (авто-) трансформатор	Магнитопровод
10.		Обмотки трансформатора
11.	Турбогенератор	Сталь ротора
12.		Сталь статора

Приложение № 3
к Методическим указаниям
по расчету вероятности отказа
функционального узла и единицы
основного технологического
оборудования и оценки
последствий такого отказа,
утвержденным приказом
Минэнерго России
от « 6 » июня 2026 г. № 763

Среднее время восстановления работоспособности единицы основного технологического оборудования

№ п/п	Основное технологическое оборудование и сооружения	Время восстановления $t_в$, ч.
1.	Воздушные линии электропередачи	5,1
2.	Кабельные линии электропередачи	5,1
3.	Гидрогенераторы	74,9
4.	Гидротурбины	68
5.	Паровые (энергетические) котлы	43
6.	Паровые турбины Х:	–
6.1.	конденсационные	57,1
6.2.	с промотбором	34,6
6.3.	с противодавлением	68
6.4.	теплофикационные	50,2
7.	Газовые турбины	60
8.	Турбогенераторы	77,2
9.	Силовые (авто-) трансформаторы	28,7

Приложение № 4
к Методическим указаниям
по расчету вероятности отказа
функционального узла и единицы
основного технологического
оборудования и оценки
последствий такого отказа,
утвержденным приказом
Минэнерго России
от «6» июня 2026 г. № 763

Значения коэффициента $k_{эк}$

№ п/п	Основное технологическое оборудование и сооружения	Коэффициент $k_{эк}$
1.	Гидрогенераторы	68,95
2.	Гидротурбины	66,85
3.	Паровые (энергетические) котлы	50,05
4.	Паровые турбины Х:	–
4.1.	конденсационные	63,85
4.2.	с промотбором	41,45
4.3.	с противодавлением	66,85
4.4.	теплофикационные	58,65
5.	Турбогенераторы	69,85
6.	Силовые (авто-) трансформаторы	35
7.	Газовые турбины	60